



**PIANO DI SVILUPPO ANNUALE E  
PLURIENNALE DELLE INFRASTRUTTURE  
DI SET DISTRIBUZIONE SpA**

**2023-2027**

Settembre 2023

**INDICE**

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>STRUTTURA DELLA RETE DI SET DISTRIBUZIONE .....</b>	<b>6</b>
2.1	Consistenza impianti SET Distribuzione SpA .....	7
2.2	Modalità di esercizio della rete di SET .....	7
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA DI INDIVIDUAZIONE DEGLI INVESTIMENTI .....</b>	<b>9</b>
3.1	Obiettivi .....	9
3.2	Metodologia e Granularità degli Investimenti di Sviluppo .....	11
<b>4</b>	<b>EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO.....</b>	<b>13</b>
4.1	Previsioni della domanda di Energia Elettrica .....	14
4.2	Previsioni della potenza .....	17
4.3	Sviluppo della Generazione Distribuita .....	18
4.4	Perdite di rete.....	22
<b>5</b>	<b>PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI .....</b>	<b>23</b>
5.1	Connessioni e adeguamento al carico .....	23
5.1.1	Connessioni.....	23
5.1.2	Adeguamento al carico.....	25
5.2	Qualità del servizio elettrico .....	27
5.3	Adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento.....	29
5.4	Servizi di Flessibilità di Rete.....	29
<b>6</b>	<b>PRINCIPALI INTERVENTI.....</b>	<b>31</b>
6.1	Interventi su rete AT .....	31
6.2	Interventi su rete MT .....	32
6.2.1	Connessioni.....	32
6.2.2	Interventi di adeguamento al carico.....	32
6.2.3	Interventi per miglioramento qualità del servizio .....	32
6.3	Interventi su rete BT .....	34
6.4	Interventi per la gestione delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva .....	35
6.5	Interventi di riduzione dell'impatto ambientale.....	36
6.6	Interventi Finanziati dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) .....	36
6.7	Progetti di innovazione tecnologica sulla rete elettrica .....	36
6.7.1	Interventi per lo sviluppo dello Smart Distribution System .....	37
6.8	Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture .....	38
6.8.1	Attività di misura ordinaria .....	38
6.8.2	Progetto 2G .....	39
<b>7</b>	<b>RISULTATI ATTESI .....</b>	<b>40</b>
<b>8</b>	<b>PIANO RESILIENZA AI SENSI DELLA DELIBERA 31/2018/R/eel .....</b>	<b>42</b>
8.1	Analisi delle principali criticità (Art. 78.3 lettera a) .....	42
8.2	Metodologia utilizzata per il calcolo della resilienza (art. 78.3, lettera b).....	42
8.3	Illustrazione degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di distribuzione per l'incremento della resilienza (Art. 78.3 lettera c) .....	45
8.4	Risultati attesi a seguito degli interventi proposti (Art. 78.3 lettera d) .....	45

<b>9</b>	<b>ALLEGATI.....</b>	<b>46</b>
9.1	Allegato 1 - Principali Progetti su rete AT .....	46
9.2	Allegato 2 – Principali Progetti su rete MT .....	47
9.3	Allegato 3 – Interventi Piano Resilienza 2022-24 secondo art. 78.4 Titolo 10 del TIQE .....	48

## 1 INTRODUZIONE

Il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di SET Distribuzione (da qui in avanti SET) è redatto in ottemperanza delle seguenti norme:

- Direttiva (UE) 944/2019;
- Art. 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21;
- Art. 4.6 del Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA) dell'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (ARERA);
- Art. 1. e Art. 3. della deliberazione ARERA 28 giugno 2023 n. 296/2023/R/eel che definisce le modalità e tempistiche per l'elaborazione e consultazione pubblica dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione per l'anno 2023. La delibera stabilisce che ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali deve presentare il proprio piano di sviluppo delle reti di distribuzione all'Autorità entro il 30 settembre 2023. Inoltre, è necessario avviare una consultazione pubblica sulla bozza del piano, che deve durare almeno 30 giorni. Dopo la consultazione, l'impresa distributrice deve presentare il piano aggiornato, entro il 30 novembre 2023, inclusi i feedback ricevuti e le relative risposte. Questi piani devono essere coordinati con il gestore della rete di trasmissione, tenere conto dello sviluppo previsto della produzione e della domanda di energia elettrica, individuare le congestioni previste nelle reti di distribuzione e indicare gli investimenti programmati, con particolare attenzione alle linee in alta tensione e alle cabine primarie di trasformazione AT/MT. Inoltre, il piano deve spiegare la metodologia utilizzata per identificare gli investimenti e fornire una descrizione dei costi associati.
- Art. 78 del Testo Integrato della Regolazione Output-Based dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'Energia Elettrica (TIQE) che prevede l'integrazione all'interno del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione di un'apposita sezione dedicata alla resilienza.

Il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale di SET per il quinquennio 2023-2027 (di seguito Piano di Sviluppo), rappresenta una roadmap strategica per garantire un'energia elettrica affidabile, sostenibile ed efficiente ai propri utenti. Questo piano è stato concepito per guidare l'azienda attraverso un periodo di rapida evoluzione nel settore energetico, ponendo al centro la missione di SET di gestire una rete di distribuzione all'avanguardia.

Nei prossimi capitoli, saranno esplorati dettagliatamente i vari aspetti del piano di sviluppo, coprendo una vasta gamma di temi cruciali per il futuro di SET. Il testo del Piano di Sviluppo è strutturato in sette capitoli descritti di seguito.

Dopo il primo capitolo introduttivo, il secondo capitolo fornisce una visione della struttura attuale della rete di distribuzione di SET e le sue principali caratteristiche tecniche.

Il terzo capitolo definisce alcuni aspetti metodologici relativi ai criteri con cui SET individua i propri investimenti sulle reti.

Nel quarto capitolo, si entrerà nel cuore delle previsioni e delle tendenze del sistema elettrico. Saranno analizzate le previsioni della domanda di energia elettrica, considerando influenze esterne e cambiamenti nei comportamenti dei consumatori. Successivamente, verranno esaminate le previsioni sulla potenza richiesta dalla rete, tenendo conto della generazione da fonti rinnovabili e dei punti di ricarica per veicoli elettrici.

Nel quinto capitolo saranno affrontate le esigenze di sviluppo degli impianti. L'attenzione sarà rivolta alle connessioni e all'adeguamento al carico, con l'obiettivo di garantire che la rete possa supportare

la crescente domanda energetica. Sarà esaminata anche la qualità del servizio elettrico e l'adeguamento ai requisiti e agli standard tecnici di riferimento.

Il sesto capitolo esplorerà i principali interventi pianificati sulla rete di SET Distribuzione. Ciò includerà interventi su reti di alta, media e bassa tensione, progetti di innovazione tecnologica e sviluppo delle infrastrutture.

All'interno del settimo capitolo, a conclusione della descrizione dei progetti volti a soddisfare le principali esigenze di sviluppo della rete e delle infrastrutture, nonché di miglioramento della resilienza delle stesse, vengono rappresentati i risultati che SET intende conseguire attraverso la realizzazione degli interventi programmati.

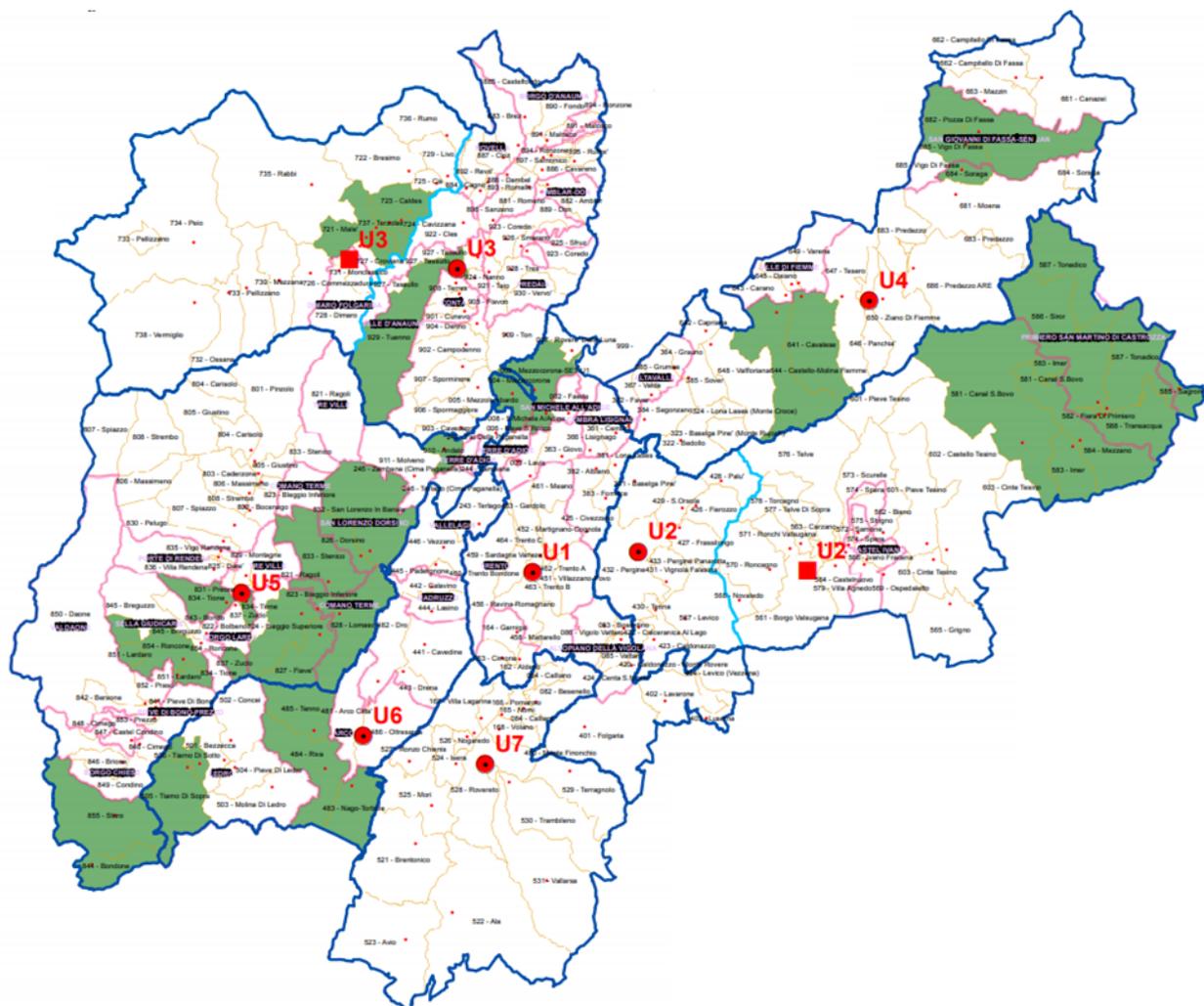
L'ottavo capitolo costituisce il Piano Resilienza di SET, così come riportato all'art.78 del Titolo 10 del TIQE modificato dalla Delibera 31/2018/R/eel; la sezione è articolata in paragrafi attraverso i quali dapprima vengono analizzate le criticità della rete e individuati i fattori critici considerati e poi illustrati i criteri adottati per l'individuazione degli interventi sulla rete di distribuzione.

La sezione finale del Piano di Sviluppo è costituita dagli allegati, dove si elencano nominativamente gli interventi di maggior peso dal punto di vista dello sviluppo delle infrastrutture di SET e gli elenchi relativi agli interventi per l'incremento della resilienza contenenti i dati principali di ciascun intervento o raggruppamento di interventi.

## 2 STRUTTURA DELLA RETE DI SET DISTRIBUZIONE

I comuni serviti da SET in prevalenza o totalmente, rappresentano l'85 % circa dei 166 comuni della Provincia di Trento.

Nella planimetria seguente è riportata la mappa del territorio della Provincia con i comuni serviti da SET e la dislocazione delle sedi di Unità Operativa sul territorio.



## 2.1 Consistenza impianti SET Distribuzione SpA

La consistenza delle reti e impianti di distribuzione al 31 dicembre 2022 è riportata nella Tabella 1 seguente:

**Tabella 1 - Consistenza reti di distribuzione al 31 dicembre 2022**

Tipologia impianti	Estensione (km)	Consistenza (n°)	Potenza (MVA)
Impianti Primari		29 (*)	1.225
Linee MT	3.562	235	
Cabine Secondarie		4.390	917
Linee BT	9058	12.990	

(\*) Numero comprensivo delle sezioni MT presso stazioni Terna

Gli impianti primari di SET sono 29 e sono costituiti da n. 18 Cabine Primarie 130/20 kV con una potenza installata AT/MT pari a 1018 MVA, da n. 6 Cabine Primarie 60/20 kV (potenza complessiva 207 MVA) e da n. 5 sezioni MT e Centri Satellite costituiti da reparti MT con protezioni e trasformazioni AT/MT di proprietà di terzi. Sono inoltre presenti 50 cabine secondarie di smistamento con protezioni attive. Tutti gli impianti primari sono costruiti secondo standard unificati recentemente rinnovati con: installazione della bobina di Petersen, sostituzione degli interruttori AT in olio e rifacimento completo dei reparti AT ed MT più vecchi. SET non ha in gestione e in proprietà linee AT in quanto tutta la sua rete AT è stata ceduta nel 2011 a Terna. La rete di Media Tensione è tutta unificata 20 kV con una consistenza di 3.562 km, dei quali 825 km in conduttori nudi, 308 km in cavo aereo e 2.429 km in cavo interrato. Alcune linee aeree in conduttore nudo hanno più di 60 anni e sono da ricostruire. Le cabine secondarie sono complessivamente pari a 4.390 con una potenza installata complessiva MT/bt pari a 917 MVA. Di queste 681 sono costituite da posti di trasformazione su palo, mentre le rimanenti sono Cabine secondarie in muratura di proprietà o in locale di terzi con apparecchiature di SET. La maggior parte delle Cabine in muratura sono arredate con quadri unificati di tipo protetto, con costi di manutenzione molto contenuti. La rete di bassa tensione è costituita da 9.058 km di linee delle quali 27 km in conduttore aereo nudo, 780 km in cavo aereo e i rimanenti 8.250 km in cavo sotterraneo. Le reti BT comprendono anche circa 85 km di reti BT esercite a 900 V con 84 impianti di trasformazione 900/400 V in aree rurali o in alta montagna, dove tale soluzione tecnica si è rivelata molto più conveniente rispetto ad un impianto in media tensione.

## 2.2 Modalità di esercizio della rete di SET

La rete a Media Tensione, le Cabine Secondarie e le Cabine Primarie di SET sono gestite da un Centro di Telecontrollo con sede a Trento, che ha la responsabilità della conduzione della rete e della ricezione delle telefonate degli utenti in merito a guasti o lavori programmati. I 29 Impianti primari sono telecomandati attraverso un sistema centrale evoluto su piattaforma informatica Siemens denominato STM-STUX, con dei terminali periferici secondo standard unificati TPT2000. Il

Centro telecomanda e gestisce circa 1400 Cabine secondarie o sezionamenti motorizzati lungo linee MT attraverso rete GSM/UMTS. È in fase di realizzazione il passaggio alla rete 4G e l'eventuale utilizzo della fibra ottica per alcuni nodi della rete MT.

Il sistema centrale, mediante l'elaborazione dei segnali e delle telemisure proveniente dal campo, mette a disposizione degli operatori una serie di informazioni (archivi storici telesegnali e telemisure) necessarie per poter effettuare elaborazioni/analisi sulla rete.

Ogni Cabina Primaria è dotata di oscillografoturbografo, in grado di monitorare in tempo reale i fenomeni che si verificano sulla rete; in automatico invia gli eventi registrati al centro, mettendo a disposizione degli operatori le informazioni necessarie per approfondire ed analizzare i fenomeni registrati, allo scopo di introdurre eventuali modifiche sulle protezioni o sugli assetti.

La rete MT è gestita in maniera radiale e con neutro compensato mediante bobina di Petersen (46 semisbarre di Cabine Primarie su 46). In ogni impianto primario di trasformazione AT/MT è presente una impedenza variabile in grado di compensare opportunamente la reattanza capacitiva della rete MT. SET ha scelto di installare Bobine di Petersen di tipo mobile in grado di calcolare il valore della corrente di guasto monofase a terra e quindi di garantire un perfetto accordo tra la capacità della rete MT e l'induttanza della bobina.

La gestione della rete MT a neutro compensato offre notevoli vantaggi:

- aumenta la probabilità di autoestinzione dei guasti monofase evitando l'apertura dell'interruttore di linea in Cabina Primaria;
- riduce il numero, l'ampiezza, la durata delle sovratensioni sostenute;
- riduce i rischi dell'arco intermittente;
- limita la corrente di guasto monofase a terra facilitando la realizzazione degli impianti di terra delle cabine MT/BT.

I vantaggi sopra indicati portano dei benefici in termini di qualità del servizio e una riduzione dei costi per la realizzazione degli impianti di terra delle Cabine Secondarie MT/bt, soprattutto in particolari zone della nostra provincia dove la resistività del terreno comporterebbe dei costi notevoli per adeguare gli impianti di terra alla normativa vigente.

Le linee MT in partenza dagli impianti primari che si sviluppano sul territorio per alimentare le cabine secondarie di trasformazione sono 287. Di queste l'80 % sono automatizzate, ovvero presentano delle apparecchiature installate lungo linea, in grado di riconoscere il passaggio della corrente di guasto (suddiviso per tipologia: guasto trifase, bifase o monofase a terra) e di selezionare automaticamente il tronco oggetto di guasto.

Ogni montante di linea MT, in partenza dagli impianti primari, è dotato delle seguenti protezioni:

- Massima corrente a tre soglie a tempo indipendente;
- Direzionale di terra a cinque soglie, in grado di selezionare il guasto sia a neutro isolato che compensato; la protezione di terra è in grado di rilevare anche guasti intermittenti e guasti evolutivi al fine di evitare lo scatto del trasformatore AT/MT;
- Dispositivi di Richiusura Automatica, in grado di attuare una serie di aperture e chiusure all'interruttore opportunamente coordinate con le apparecchiature installate lungo linea.

Le tecniche utilizzate per l'individuazione del tronco guasto lungo sono essenzialmente due:

- Tecnica FRG o "a vuoti di tensione": in questo caso l'automazione di rete lavora in abbinamento con il dispositivo di richiusura automatico installato sul montante di linea MT nell'impianto primario. L'apertura e chiusura dell'interruttore in Cabina Primaria, permette all'automazione presente sulla rete MT di riconoscere il tronco oggetto di guasto.
- Tecnica FNC per direttrici automatizzate funzionanti a neutro compensato: in questo caso, in particolare per guasti monofasi a terra, l'automazione presente sulla rete MT riesce a selezionare la tratta guasta, senza la necessità di aprire l'interruttore in Cabina Primaria.

Su numerose Cabine Secondarie sono stati installati degli interruttori dotati di protezione, allo scopo di aprire, in caso di guasto, la tratta di rete a valle dell'interruttore stesso, salvaguardando tutta l'utenza a monte, ottenendo dei buoni risultati sulla qualità del servizio, sia in termini di durata che di numero.

Sulle cabine più periferiche o con rete BT più soggetta alle intemperie a causa della collocazione in alta quota, sono stati installati interruttori BT telecomandati per consentire la richiusura da parte del centro di telecontrollo.

### **3 METODOLOGIA DI INDIVIDUAZIONE DEGLI INVESTIMENTI**

#### **3.1 Obiettivi**

La pianificazione degli sviluppi delle cabine primarie e delle reti MT e BT è effettuata da SET in modo da perseguire i seguenti obiettivi generali:

- assicurare che il servizio elettrico venga erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio periodo;
- programmare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo della rete MT e BT sul territorio della Provincia Autonoma di Trento, in qualità di distributore di riferimento in una provincia in cui sono presenti dieci aziende di distribuzione.
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di assicurare l'accesso alla rete MT e BT paritario a tutti gli utenti;
- assicurare la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti;
- connettere alla rete di competenza di SET tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio.

Gli investimenti nell'ambito delle reti di distribuzione sono suddivisi per finalità Budget (allacciamenti richiesti da utenti, miglioramento qualità del servizio, adeguamento al carico, misura, ecc.) e per tipologia di impianto (impianti primari AT, rete MT, rete BT, Telecontrollo, Gruppi di misura, ecc).

Per quanto riguarda gli allacciamenti richiesti da utenti passivi o attivi, si fa riferimento agli investimenti strettamente correlati a nuove connessioni di utenti passivi e utenti produttori alla rete di distribuzione. Il parametro di maggior rilevanza per la previsione di questi investimenti sulle reti di Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (BT) è di norma la potenza di connessione richiesta dagli utenti. In quota minima sono inoltre previsti ulteriori investimenti per spostamento di impianti richiesto dagli utenti.

Gli investimenti in qualità ed adeguamento delle reti al carico, riguardano interventi volti al miglioramento ed al mantenimento della qualità del servizio, nonché all'adeguamento tecnico alla domanda di energia, ai requisiti ambientali e alle prescrizioni normative, che di solito vengono realizzati con interventi di rifacimento, parziale o totale, degli impianti esistenti. Questo costante impegno ha permesso all'azienda di raggiungere standard qualitativi estremamente elevati, confermando il proprio impegno a fornire un servizio di fornitura elettrica affidabile ed efficiente.

SET è impegnata nell'adozione di soluzioni all'avanguardia per ottimizzare la pianificazione e la gestione della propria rete di distribuzione. Attualmente, l'azienda sta valutando l'implementazione di nuovi strumenti di analisi e calcolo di rete, che consentiranno di condurre analisi dettagliate e simulazioni avanzate. Questi strumenti saranno fondamentali per una pianificazione sempre più precisa degli interventi sulla rete, permettendo di anticipare le esigenze di adeguamento e di ottimizzare l'allocazione delle risorse.

In ambito Misura, nel 2021, è stato presentato all'Autorità il Piano Massivo di Sostituzione 2G, che, a seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità stessa, ha avuto avvio nel corso del 2022 con il Go-Live dei nuovi sistemi centrali e con le prime sostituzioni massive di contatori da parte di ditte esterne incaricate. Il piano definisce, per un arco temporale di 15 anni, l'attività di sostituzione dei misuratori elettronici su tutte le utenze connesse alla rete di SET in bassa tensione, nonché gli investimenti economici sia sulle apparecchiature di campo che sui sistemi centrali.

Gli investimenti su Impianti Primari, indipendentemente dalla finalità dell'investimento, vengono definiti e pianificati a seguito di studi e analisi di rete a livello pluriennale nonché a valle di un coordinamento con Terna. Questi progetti includono una vasta gamma di interventi, tra cui la connessione di nuove Cabine Primarie a stazioni o linee di Terna, miglioramento della connessione alla rete AT, incremento della potenza di trasformazione, miglioramento dei sistemi di protezione e automazione. Inoltre, nel contesto della crescente penetrazione della generazione distribuita, SET ha pianificato la sostituzione di alcuni trasformatori AT/MT con macchine che presentino un rapporto di trasformazione adeguato a gestire efficacemente le fluttuazioni legate alla generazione distribuita.

Gli interventi pianificati su impianti primari sono realizzati in accordo con Terna e in stretto coordinamento con i piani di sviluppo elaborati da quest'ultima. Data la forte evoluzione del sistema elettrico, caratterizzata dalla elettrificazione dei consumi, legati in particolare ai veicoli elettrici e alle pompe di calore, da una crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e dalle nuove sfide tecnologiche, sono particolarmente importanti i tavoli di coordinamento costanti e frequenti con Terna. Questi incontri permettono di monitorare gli sviluppi del sistema elettrico, anticipare le esigenze di adeguamento e garantire un'efficace gestione delle interconnessioni tra la rete di distribuzione e la rete di trasmissione nazionale.

Data la presenza sul proprio territorio di dieci distributori sottesi, anche il coordinamento con questi operatori risulta particolarmente importante. Questa sinergia e cooperazione tra DSO contribuisce a razionalizzare gli interventi e gli investimenti nell'ambito della distribuzione elettrica nel territorio della Provincia di Trento.

Un'altra tipologia di intervento fa riferimento ai progetti speciali a supporto delle infrastrutture. Tra questi assumono importanza rilevante gli investimenti in Information & Communication Technology. Tali interventi vengono valutati nominativamente al fine di ottimizzare i processi aziendali, rendere più efficiente l'attività del personale operativo e migliorare la qualità dei servizi erogati.

Nel Piano di Sviluppo di SET, rivestono un ruolo di primaria importanza gli investimenti in progetti di innovazione tecnologica. Questi investimenti includono l'installazione di nuovi apparati di telecontrollo e monitoraggio nelle Cabine Primarie, Cabine di Smistamento e Cabine Secondarie. Tali avanzamenti tecnologici consentono una gestione più efficiente e dinamica della rete di distribuzione. In particolare, l'adozione di soluzioni di automazione di rete avanzate mira a ridurre al massimo i tempi di individuazione dei guasti e i tempi di controalimentazione della rete sana,

migliorando notevolmente la continuità del servizio e la qualità dell'erogazione di energia elettrica agli utenti.

Una tematica emergente è quella relativa al potenziale fabbisogno di servizi di flessibilità, nell'adattamento e nell'ottimizzazione della rete di distribuzione di energia elettrica. SET sta attualmente valutando l'importanza crescente di questi servizi nei suoi piani di sviluppo futuri. Questa valutazione non si limita solo all'identificazione delle esigenze di flessibilità della rete, ma include anche la ricerca e la valutazione di software e strumenti avanzati che consentiranno di gestire in modo efficiente e responsivo le richieste di servizi di flessibilità.

### **3.2 Metodologia e Granularità degli Investimenti di Sviluppo**

La metodologia adottata da SET per individuare gli investimenti di sviluppo è basata su una rigorosa analisi dei bisogni del sistema elettrico, tenendo conto di molteplici fattori che influenzano la pianificazione degli interventi. L'obiettivo principale è garantire un sistema elettrico affidabile, sicuro e in grado di soddisfare la crescente domanda energetica, nonché di affrontare le sfide legate alla transizione verso fonti di energia più sostenibili.

Per quanto riguarda i lavori sull'Alta Tensione, che sono caratterizzati da importi significativi e da una pianificazione a lungo termine, SET è in grado di individuare puntualmente ogni lavoro. In questo caso, è possibile declinare i costi specifici per categoria e definire una pianificazione precisa degli sviluppi durante gli anni di piano. Questa granularità dettagliata consente di pianificare con precisione le risorse necessarie e di garantire un'adeguata gestione dei progetti in costante coordinamento con Terna. I costi sono stati stimati per gli impianti in fase di progettazione avanzata ed è stato fatto un calcolo puntuale sulla base dei costi storici. Per gli impianti in stato meno avanzato è stato definito un costo sulla base di alcune stime. Per i trasformatori è stato possibile definire un costo specifico sulla base delle ultime gare.

Per quanto riguarda i lavori sulla Media Tensione, l'individuazione puntuale è più complessa a causa di numerosi fattori influenti, tra cui normative, autorizzazioni e richieste degli utenti, che possono variare nel tempo. Pertanto, SET ha deciso di riportare puntualmente gli interventi con importi superiori a 500.000 euro e di rilevanza significativa per il sistema elettrico. La programmazione degli interventi MT può subire modifiche a causa delle condizioni circostanti in continua evoluzione. Va sottolineato che l'individuazione e la programmazione degli interventi per gli ultimi anni di piano non è facilmente realizzabile, dal momento che questi interventi hanno una prospettiva e una programmabilità riferita al medio periodo e dipendono da variabili non sempre prevedibili. Tuttavia, il piano offre un'indicazione generale degli importi degli investimenti previsti, suddivisi per la tipologia di finalità budget.

Nel piano di sviluppo sono inclusi anche gli interventi previsti nel contesto del piano resilienza, caratterizzati da scadenze ben precise e orientati a garantire la sicurezza e la continuità del servizio.

Per quanto riguarda gli investimenti sulla rete di Bassa Tensione (BT), l'individuazione dettagliata non è fattibile, poiché gli interventi sono legati al breve termine e dipendono principalmente dalle richieste degli utenti. Tuttavia, nel piano di sviluppo sono stati indicati gli interventi di sistema previsti per la rete BT, al fine di aumentarne la visibilità e la capacità di gestire le fluttuazioni legate alla generazione distribuita.

Gli investimenti nelle soluzioni di Smart Distribution System sono trasversali e si estendono agli interventi specifici definiti per le reti AT e MT. Questi investimenti rivestono un'importanza strategica, poiché consentono una gestione più avanzata ed efficiente della rete, contribuendo alla transizione verso un sistema energetico più intelligente e sostenibile.

Per quanto riguarda gli investimenti e le attività specifiche legate ai servizi di misura, tali dettagli sono integralmente specificati nel Piano di Messa in Servizio dei Contatori di Seconda Generazione, il quale costituisce un documento di riferimento fondamentale per SET. Questo piano offre una prospettiva chiara sulle attività pianificate e sulla strategia adottata per l'implementazione dei contatori di seconda generazione (2G).

L'analisi dei costi di esercizio da parte di SET si basa su dati storici e rappresenta un elemento fondamentale per la gestione e la pianificazione delle attività. Tuttavia, l'associazione dei costi di esercizio a specifici interventi risulta spesso complessa, data la molteplicità di fattori da considerare. È importante notare che gli interventi effettuati da SET sono mirati a migliorare la qualità e l'affidabilità dei propri impianti. La realizzazione di questi interventi ha un impatto significativo sui costi di esercizio, poiché consente di evitare una serie di costi associati alle tecnologie obsolete o ai vecchi impianti. Pertanto, per ottenere una valutazione significativa e comparabile dei costi di esercizio, è essenziale definire in modo chiaro e dettagliato gli elementi da considerare e stabilire le modalità di calcolo. Questo approccio preciso è fondamentale per garantire una corretta comprensione dei costi associati alle attività di manutenzione, miglioramento e sviluppo della rete di distribuzione.

#### **4 EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO**

L'attività di pianificazione della rete elettrica di distribuzione richiede una prospettiva attenta sull'evoluzione prevista per l'intero sistema elettrico, considerando scenari futuri che influenzeranno la configurazione e il funzionamento della rete.

Un punto di riferimento cruciale per il gestore della rete di distribuzione è costituito dalle previsioni elaborate dal gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, che riguardano l'intero sistema elettrico. Queste previsioni forniscono una visione d'insieme dei cambiamenti e delle dinamiche attese a livello nazionale e svolgono un ruolo essenziale nell'orientare le decisioni di pianificazione.

Allo stesso modo, le previsioni locali, legate alle proiezioni di carico sul territorio di competenza, sono un altro elemento fondamentale per la formulazione del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione. Queste previsioni regionali consentono di adattare la pianificazione alle specifiche esigenze e alle tendenze locali, garantendo un servizio elettrico efficiente e aderente alle richieste delle comunità servite.

È importante sottolineare che lo scenario di riferimento presenta, da alcuni anni, crescenti complessità dovute alla diffusione sempre più ampia e significativa della generazione distribuita e all'aumento della domanda di energia elettrica legata all'adozione crescente dei veicoli elettrici ed all'elettrificazione dei consumi.

In questo contesto dinamico, la capacità di SET di anticipare le trasformazioni del sistema elettrico e di adattarsi alle mutevoli esigenze dei suoi utenti è cruciale per mantenere l'efficienza e l'affidabilità del servizio. Nel corso di questo capitolo, esamineremo più approfonditamente le previsioni di domanda, la crescita della generazione distribuita e le sfide legate all'evoluzione del sistema elettrico, che orienteranno le scelte di pianificazione e sviluppo della rete nei prossimi anni.

Attualmente, le stime di SET si basano su dati storici e studi previsionali disponibili per valutare l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso. L'azienda sta rafforzando il proprio impegno nel migliorare la precisione delle previsioni, mirando ad ottenere stime specifiche e dettagliate che riflettano in modo più accurato la situazione della propria rete e le esigenze locali.

Per raggiungere questo obiettivo, SET sta lavorando su diverse iniziative. Innanzitutto, sta potenziando la propria struttura aziendale dedicata all'analisi e alla pianificazione del sistema elettrico, sviluppando competenze interne per affrontare le sfide emergenti.

Inoltre, l'azienda sta investendo in strumenti avanzati di simulazione e analisi che consentiranno di effettuare studi approfonditi e dettagliati. Questi strumenti includono software di modellazione e simulazione avanzata, che consentiranno di eseguire analisi predittive e di determinare dei possibili scenari di sviluppo puntuali.

Migliorare la capacità di previsione consentirà all'azienda di pianificare in modo più efficace gli investimenti, ottimizzare le risorse e garantire un servizio affidabile e di alta qualità ai propri utenti, contribuendo così a sostenere la transizione verso un sistema energetico sempre più dinamico.

Il presente Piano di Sviluppo della Rete elettrica ha come primo riferimento le previsioni di crescita del fabbisogno di energia e della potenza elettrica.

Le previsioni sono articolate:

- in energia, con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici;
- in potenza, con riferimento alla punta annuale.

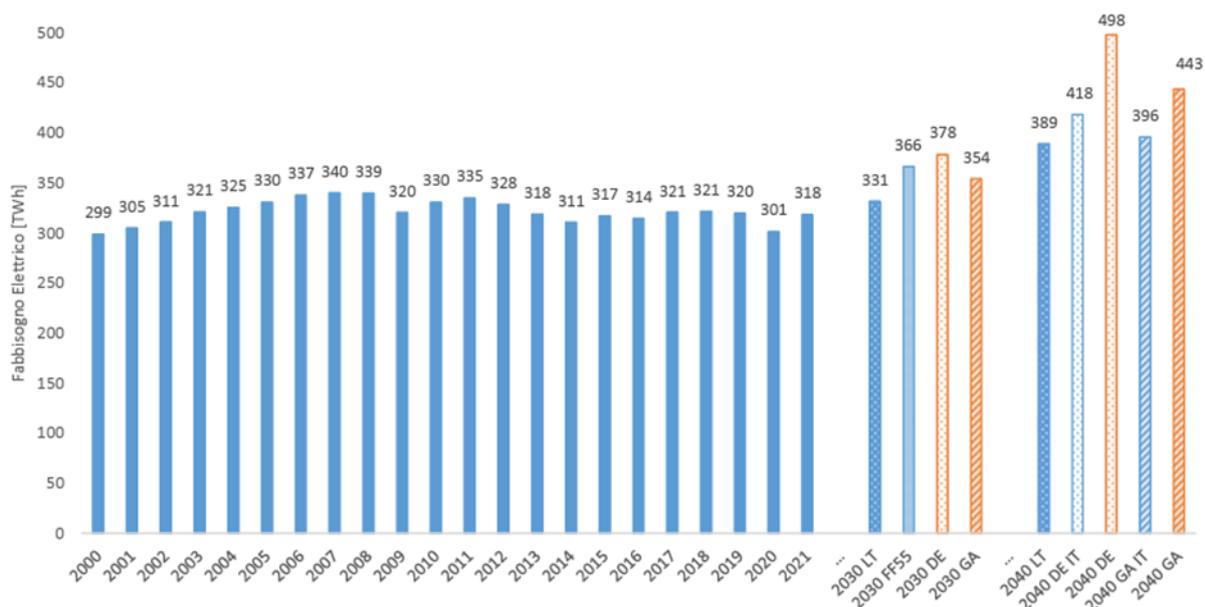
#### 4.1 Previsioni della domanda di Energia Elettrica

Nel contesto del crescente fabbisogno elettrico, è essenziale considerare le diverse componenti che caratterizzano tale domanda. Questo fabbisogno rappresenta la somma di diverse categorie, tra cui l'energia elettrica destinata agli usi finali negli edifici, nelle industrie e nei trasporti.

Sul piano nazionale, le stime della domanda di energia elettrica futura sono effettuate dal gestore della rete di trasmissione, mettendo in correlazione fra loro i dati storici di carico e gli indicatori economici.

La domanda di energia elettrica, oltre ad essere influenzata dalle condizioni macroeconomiche e dalla variazione demografica, dipende notevolmente dallo sviluppo di tecnologie, quali veicoli elettrici e pompe di calore, e dalle misure di efficientamento energetico previste.

Di seguito in sono riportate le stime pubblicate da Terna Rete Italia S.p.A., relative all'andamento del fabbisogno di energia elettrica secondo diversi scenari:



**Figura 1 - Trend del fabbisogno di energia elettrica (TWh) - Fonte TERNA**

Per l'anno orizzonte 2030 vengono considerati i seguenti scenari:

- uno scenario di policy in linea con gli obiettivi Fit-for-55 (FF55);
- uno scenario Late Transition sostanzialmente in linea con i "vecchi" obiettivi del Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) di dicembre 2019.

Sull'orizzonte temporale 2040 sono stati sviluppati tre differenti scenari:

- uno scenario Late Transition in continuità con quello del 2030;
- uno scenario Global Ambition Italia (GA-IT);
- uno Distributed Energy Italia (DE-IT).

Questi ultimi (GA-IT e DE-IT) sono da considerarsi scenari di sviluppo entrambi allineati agli scenari predisposti dagli ENTSOs Global Ambition e Distributed Energy, che proiettano percorsi alternativi coerenti con l'obiettivo di raggiungere un sistema Net Zero al 2050.

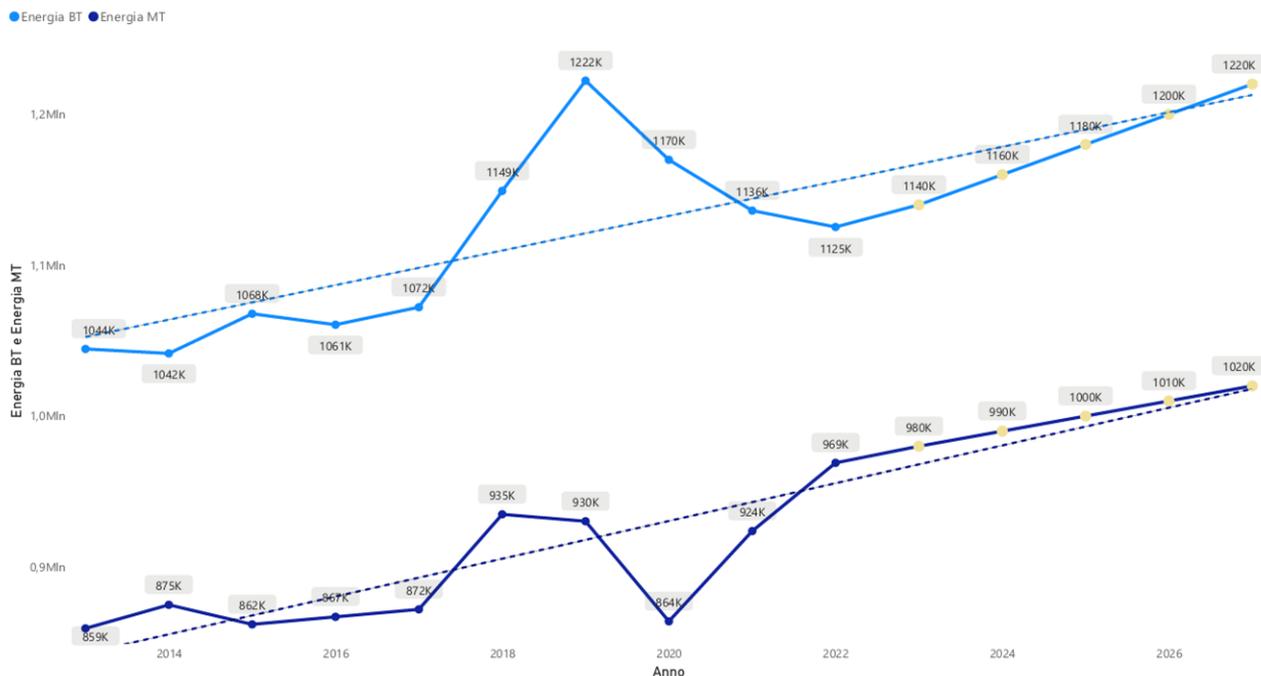
Il fabbisogno elettrico viene calcolato considerando molteplici fattori, tra cui le direttive legislative dell'Unione Europea, come il pacchetto "Fit-for-55", che promuove l'elettrificazione dei trasporti e del riscaldamento. Questi cambiamenti contribuiranno all'efficienza energetica complessiva. Nel caso dello scenario FF55 2030, ad esempio, si prevede un notevole aumento del fabbisogno elettrico dovuto alla penetrazione dell'elettricità nel settore dei trasporti. Si stima un aumento significativo dei veicoli elettrici "puri" e l'adozione diffusa di pompe di calore elettriche nel settore residenziale e dei servizi.

L'incremento complessivo del fabbisogno elettrico nel 2030 risulta significativo, con un aumento di oltre 37 TWh rispetto ai livelli registrati nel 2019, con ulteriori 9 TWh necessari per la produzione di idrogeno attraverso l'elettrolisi. Questi cambiamenti rappresentano una risposta alle sfide e alle esigenze emergenti legate all'efficienza energetica e alla sostenibilità ambientale, riflettendo una significativa evoluzione del panorama energetico.

SET, nel processo di pianificazione e adeguamento delle infrastrutture, fa riferimento alle stime nazionali integrate con dati locali e regionali. A questo scopo, utilizza il Piano Energetico Ambientale Provinciale con orizzonte al 2030 come fonte di riferimento, per comprendere le dinamiche specifiche del territorio di competenza. Questo approccio permette a SET di adattare le proprie strategie di sviluppo ed investimento alle esigenze delle comunità locali e alle previsioni di crescita della domanda energetica nella Provincia.

Analizzando l'andamento dei consumi sulla rete di SET si evidenzia come l'anno 2020, caratterizzato dall'emergenza Covid, abbia registrato un forte calo dei prelievi di energia elettrica su base annua rispetto al 2019, accentuato sulla Media Tensione (-7%) più che sulla Bassa Tensione (-4%).

Nel corso degli anni 2021 e 2022 si è assistito ad un forte aumento dei prelievi da utenze in Media Tensione, su valori anche superiori al periodo pre-Covid, sintomo di una rapida ripresa a pieno regime dell'attività industriale e dell'attività turistica (impianti di risalita e innevamento programmato). I prelievi dalla rete di SET in Bassa Tensione, invece, non hanno registrato un analogo incremento, fenomeno legato a più fattori eterogenei come un consumo più attento da parte degli utenti a seguito del caro-bollette e l'incidenza sempre più elevata dell'autoconsumo di energia elettrica a seguito del forte aumento di impianti di produzione legato anche agli incentivi statali. Alla luce di queste analisi, è plausibile ipotizzare un trend costante di crescita dei consumi pari all'1% nei prossimi anni di pianificazione. Tuttavia, tali previsioni tengono conto di variabili complesse e potrebbero subire modifiche in base all'evoluzione del contesto economico, energetico e tecnologico.



**Figura 2 - Trend consumi di Energia sulle reti di bassa e media tensione di SET (MWh)**

La realtà di SET è influenzata da una serie di elementi che contribuiscono a modellare i consumi di energia elettrica sulla sua rete. Questi fattori includono:

- **Incidenza dei costi dell'energia:** le variazioni dei prezzi dell'energia possono rendere gli utenti più sensibili all'uso dell'energia elettrica e indurli a programmare i loro consumi nelle fasce orarie di minor costo, come serali e durante i fine settimana.
- **Aumento degli impianti di produzione:** la crescente installazione di impianti di produzione, spinta da incentivi come il bonus del 110%, ha aumentato la quantità di energia autoconsumata, riducendo la necessità di prelievi dalla rete di distribuzione.
- **Investimenti in riscaldamento e ricarica di veicoli:** gli investimenti nelle tecnologie di riscaldamento a pompa di calore e la crescente adozione di veicoli elettrici stanno influenzando i modelli di consumo energetico, introducendo nuove esigenze e profili di carico.
- **Stagionalità e autoproduzione:** per la Media Tensione, fattori stagionali come gli impianti di innevamento artificiale possono comportare variazioni significative nei prelievi di energia. L'uso di sistemi di autoproduzione, come i cogeneratori, può contribuire a aumentare i prelievi dalla rete in caso di fermo prolungato.
- **Efficienza dell'illuminazione pubblica:** l'efficienza crescente degli impianti di illuminazione pubblica, con il passaggio a sistemi a LED e a basso consumo energetico, sta riducendo notevolmente il consumo complessivo di energia elettrica.

Tutti questi effetti, che possono avere impatti opposti sui prelievi e sui consumi complessivi, sono difficili da quantificare e prevedere con precisione. L'implementazione del Piano Massivo di Sostituzione 2G consentirà a SET Distribuzione di sviluppare sistemi di analisi e previsione sempre più accurati per affrontare le sfide future legate all'evoluzione dei consumi energetici.

## 4.2 Previsioni della potenza

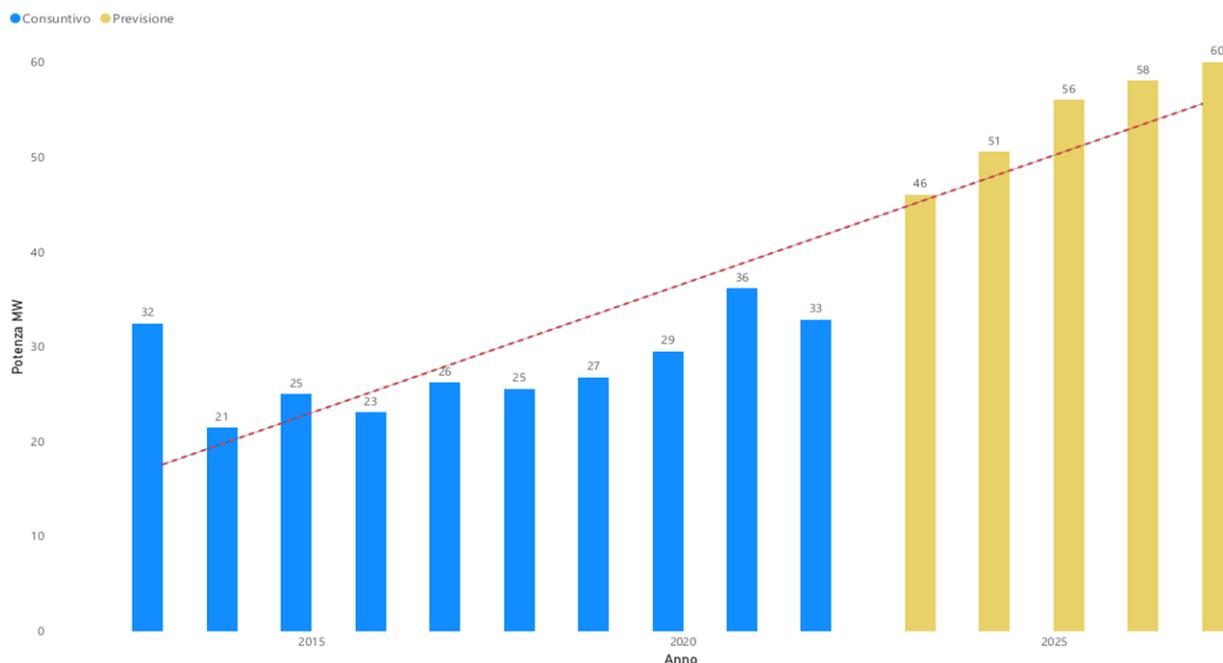
La previsione della potenza elettrica richiesta dagli utenti finali è essenziale per una pianificazione efficace e una gestione efficiente delle reti di distribuzione elettrica di SET.

La richiesta di potenza elettrica è direttamente collegata ai consumi energetici. I consumi di energia elettrica negli edifici, nelle industrie e nei trasporti sono una parte significativa del totale. Tuttavia, è essenziale riconoscere il ruolo cruciale dell'efficienza energetica nella gestione della potenza richiesta.

Una parte sostanziale della richiesta di potenza elettrica proviene da consumi energetici diretti, come l'uso di apparecchiature elettriche, sistemi di riscaldamento e raffreddamento, e l'illuminazione. L'adozione di nuove tecnologie, come veicoli elettrici, pompe di calore e piani ad induzione, innalzerà la domanda complessiva di potenza elettrica.

Dall'altro lato, il miglioramento dell'efficienza energetica attraverso l'uso di apparecchiature a basso consumo energetico, come lampade a LED o elettrodomestici efficienti, può contribuire a contenere la crescita della richiesta di potenza. Le politiche di efficienza energetica a livello nazionale e locale possono influenzare positivamente questa dinamica.

Per una stima precisa della richiesta di potenza, SET si basa non solo su dati nazionali ma anche su stime locali e regionali. Queste prospettive locali tengono conto delle specificità geografiche, delle politiche energetiche regionali e del Piano Energetico Ambientale provinciale con orizzonte al 2030, integrando le previsioni nazionali con le esigenze specifiche del territorio di competenza. La Figura 3 riepiloga i dati storici e previsionali della potenza passiva venduta ai clienti finali. Nel corso del passato, l'andamento di questa potenza è stato generalmente in linea con variazioni altalenanti negli anni. Tuttavia, il 2023 sta dimostrando un aumento significativo nei primi mesi dell'anno, con una crescita del 50% nel periodo da gennaio ad agosto. Questo notevole incremento è principalmente attribuibile alle numerose richieste di impianti di produzione di energia, che hanno comportato un adeguamento della potenza in prelievo, e all'aumento delle richieste di colonnine di ricarica per veicoli elettrici.



**Figura 3 - Potenza Passiva (MW) venduta ai clienti finali su rete SET**

Questa tendenza positiva nei primi mesi del 2023 suggerisce la possibilità di una crescita significativa nei prossimi anni di piano. Tuttavia, la variabilità di tali previsioni dipende da numerosi fattori. SET si impegna a migliorare la propria capacità di stima, poiché è consapevole dell'importanza di monitorare attentamente questa crescente variazione dei fabbisogni di potenza e degli allacciamenti.

### **4.3 Sviluppo della Generazione Distribuita**

Negli ultimi anni, a partire soprattutto dal 2008, con l'emanazione del primo Conto Energia, si è registrato una esplosione del fenomeno della generazione distribuita sia a livello Nazionale, sia in Provincia di Trento, dovuto in gran parte agli impianti fotovoltaici ed eolici. In particolare, nella nostra Provincia le richieste di connessioni di produttori, hanno riguardato soprattutto impianti fotovoltaici ed idroelettrici per effetto delle incentivazioni nazionali, alle quali si sono aggiunte delle incentivazioni locali previste da leggi Provinciali, supportate anche da un sistema bancario cooperativo che ha finanziato tali investimenti.

Nella tabella seguente sono riportate le connessioni di produttori (compresi gli impianti di accumulo) realizzate da SET dal 2006 al 2022. I dati relativi agli anni precedenti al 2022 sono stati aggiornati a fronte delle acquisizioni e delle cessioni di alcune porzioni di rete ad altri distributori.

Negli ultimi anni, il fenomeno della generazione distribuita sembrava essere in una fase di stasi, con un minimo storico raggiunto nel 2016. Tuttavia, sulla spinta degli incentivi nazionali in campo edilizio e della crescita dei costi energetici legati alla guerra in Ucraina, nel 2022 si è verificata una forte inversione di tendenza con il nuovo record per gli allacciamenti di impianti di produzione distribuita.. Nel corso del 2022 sono stati allacciati alla rete elettrica 3.500 nuovi impianti fotovoltaici, portando il totale degli impianti di generazione a più di 24.000, equivalente ad oltre il 7% del totale degli utenti serviti da SET.

La situazione ha continuato a evolversi nel corso del 2023, con dati che sembrano confermare il trend positivo dell'anno precedente. Questo aumento significativo degli allacciamenti è stato particolarmente evidente in Trentino, dove le incentivazioni locali hanno contribuito a una vera e propria esplosione degli impianti di produzione distribuita. Queste numeriche hanno rappresentato una sfida significativa per la gestione operativa di SET, che ha dovuto adottare soluzioni gestionali ottimizzate per far fronte al grande volume di allacciamenti e garantire un servizio affidabile ai propri utenti, utilizzando al meglio le risorse disponibili.

**Tabella 2 - Report connessione produttori SET per anno (compresi impianti di accumulo)**

QUALSIASI FONTE DI GENERAZIONE	NUMERO CONNESSIONI			POTENZA INSTALLATA (kW)		
	ANNO	MT	BT	TOTALE	MT	BT
prima del 2006	56	146	202	74.194	1.508	75.702
2006	4	110	114	9.848	568	10.416
2007	6	156	162	1.776	1.095	2.871
2008	31	488	519	7.675	2.946	10.622
2009	20	1.108	1.128	9.343	7.823	17.166
2010	39	2.615	2.654	16.005	22.369	38.374
2011	87	2.990	3.077	20.542	31.261	51.803
2012	52	1.982	2.034	26.749	16.693	43.441
2013	23	1.580	1.603	15.014	8.164	23.178
2014	26	755	781	11.381	4.433	15.814
2015	24	573	597	30.783	3.955	34.739
2016	20	546	566	7.260	3.307	10.567
2017	17	636	653	10.185	4.848	15.033
2018	21	748	769	4.574	3.889	8.463
2019	27	792	819	5.131	4.476	9.607
2020	21	757	778	18.285	4.210	22.495
2021	23	1.853	1.876	8.780	11.343	20.123
2022	14	6.350	6.364	4.064	38.628	42.692
<b>TOTALE</b>	<b>511</b>	<b>24.185</b>	<b>24.696</b>	<b>281.589</b>	<b>171.517</b>	<b>453.105</b>

Nella Tabella 3 è riportato invece il dettaglio relativo alle connessioni di soli impianti fotovoltaici.

Come evidenziato nella Tabella 3, la maggior parte degli impianti allacciati alla rete di SET Distribuzione sono di piccola e media potenza. Nel caso degli allacciamenti in bassa tensione (BT), la potenza media si attesta a circa 7 kW, mentre per gli impianti fotovoltaici allacciati in media tensione (MT), la potenza media è di circa 175 kW. Questi dati indicano che la generazione distribuita è caratterizzata principalmente da impianti di dimensioni moderate, con una significativa presenza di utenti finali che hanno scelto di installare impianti di piccola taglia per la produzione di energia elettrica a servizio degli usi domestici.

**Tabella 3 – Report connessione fotovoltaico SET per anno**

<i>IMPIANTI FOTOVOLTAICI</i>	NUMERO CONNESSIONI			POTENZA INSTALLATA (kW)		
	ANNO	MT	BT	TOTALE	MT	BT
prima del 2006	2	133	135	32	437	469
2006	1	109	110	10	563	573
2007	1	150	151	15	733	748
2008	24	487	511	1.836	2.943	4.779
2009	12	1.101	1.113	2.803	7.393	10.196
2010	37	2.609	2.646	9.392	22.285	31.677
2011	82	2.988	3.070	17.979	31.238	49.217
2012	32	1.977	2.009	5.841	16.350	22.191
2013	8	1.564	1.572	876	7.524	8.399
2014	12	740	752	1.726	3.879	5.605
2015	8	538	546	1.527	2.840	4.367
2016	12	497	509	894	2.938	3.831
2017	9	470	479	1.102	3.130	4.232
2018	10	558	568	605	3.168	3.773
2019	17	564	581	3.036	3.208	6.243
2020	9	582	591	446	3.291	3.737
2021	13	1.182	1.195	1.941	7.560	9.501
2022	10	3.499	3.509	2.155	21.552	23.707
<b>TOTALE</b>	<b>299</b>	<b>19.748</b>	<b>20.047</b>	<b>52.214</b>	<b>141.031</b>	<b>193.245</b>

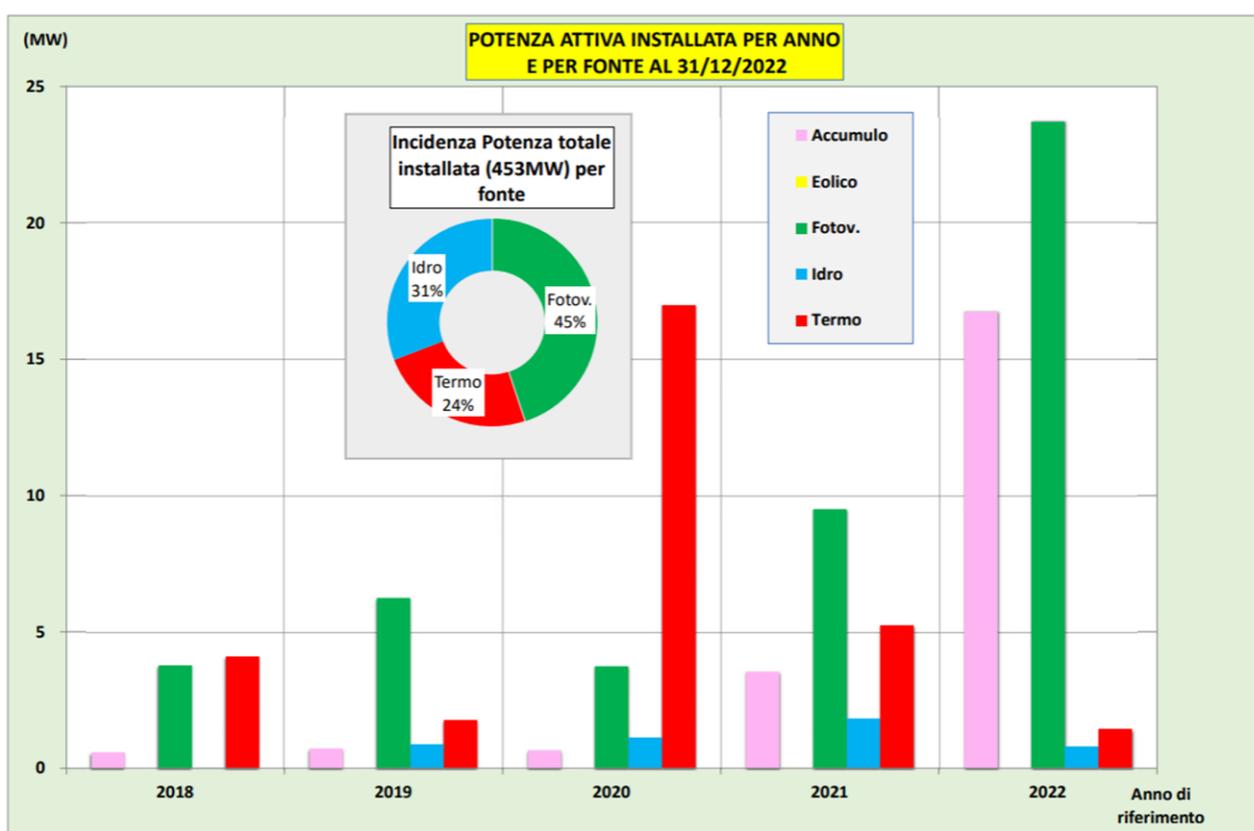
Nella tabella seguente si riporta l'andamento relativo al numero di installazioni e alla potenza media dei sistemi di accumulo connessi alla rete di bassa tensione di SET.

**Tabella 4 – Report connessione impianti accumulo SET per anno**

ANNO	NUMERO CONNESSIONI IMPIANTI ACCUMULO	POTENZA INSTALLATA IMPIANTI ACCUMULO (kW)
	BT	BT
2014	1	13
2015	5	17
2016	38	93
2017	137	337
2018	180	577
2019	211	721
2020	164	654
2021	658	3546
2022	2835	16737
<b>TOTALE</b>	<b>4.229</b>	<b>22.695</b>

Nel corso del 2022, si è registrata una notevole crescita sia nel numero di installazioni che nella potenza media dei sistemi di accumulo. Questo trend sembra confermato anche per il 2023. È importante notare che questi sistemi di accumulo sono spesso associati ad impianti fotovoltaici, consentendo agli utenti di immagazzinare l'energia prodotta durante le ore di luce solare per utilizzarla successivamente quando è necessaria. Questa tendenza riflette la crescente consapevolezza dell'importanza dello stoccaggio dell'energia per ottimizzare l'autoconsumo e migliorare l'efficienza dei sistemi di generazione distribuita.

Nel periodo di piano, si prevede una continuazione della crescita degli impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili integrati con sistemi di accumulo. Questa prospettiva è sostenuta dalla progressiva riduzione dei costi di installazione degli impianti e dalle detrazioni fiscali legate alle ristrutturazioni edilizie



**Figura 4 - Potenza attiva installata per anno e per fonte**

L'importante crescita della generazione distribuita ha avuto impatti significativi sia nella fase di definizione delle soluzioni di connessione degli impianti, per far fronte alle nuove richieste degli utenti finali, sia nell'operatività della rete stessa, che sta rapidamente trasformandosi da una rete "passiva" in una "rete attiva". Il notevole aumento degli allacciamenti registrati nel 2022 e previsti anche per il 2023 ha reso necessaria una revisione dei flussi operativi per garantire la gestione efficiente di tali connessioni.

Nonostante i valori elevati degli ultimi anni, le reti ad alta tensione e media tensione (AT/MT) e le reti di bassa tensione (BT) di SET non hanno ancora raggiunto situazioni di saturazione significative, soprattutto considerando la distribuzione geografica degli impianti sul territorio e la disposizione delle reti MT e BT. Per soddisfare le crescenti richieste di allacciamento, sono stati necessari solo modesti potenziamenti delle reti BT e alcune sostituzioni di trasformatori MT/BT. In casi eccezionali, come

quelli legati a centrali idroelettriche, sono stati realizzati anche interventi di potenziamento su alcune sezioni delle reti MT.

Tuttavia, stanno emergendo alcune criticità localizzate, in particolare riguardanti i profili di tensione delle reti. Per affrontare queste sfide, diventa fondamentale avere una capacità di regolazione elevata da parte dei trasformatori AT/MT, soprattutto alla luce della frequente inversione dei flussi di energia sulle reti MT. Sul fronte delle reti BT, diventa essenziale bilanciare in modo appropriato i carichi e le produzioni sulle fasi, al fine di evitare sbilanciamenti significativi. Inoltre, è necessario intervenire sulla rete BT per potenziare alcune sezioni, garantendo così la capacità di gestire i nuovi requisiti del sistema elettrico in evoluzione.

Un fenomeno emergente di rilevanza nel panorama energetico è rappresentato dalle comunità energetiche e dall'autoconsumo diffuso. Questi concetti stanno guadagnando sempre più interesse in quanto promuovono un'evoluzione significativa nella gestione dell'energia elettrica a livello locale e territoriale. Le comunità energetiche consentono a gruppi di utenti di condividere e scambiare energia in modo più efficiente, sfruttando al massimo le risorse energetiche locali, come le fonti rinnovabili. Allo stesso modo, l'autoconsumo diffuso incoraggia gli utenti a produrre e consumare la propria energia, riducendo le perdite per la trasformazione AT/MT.

Queste nuove dinamiche rappresentano una prospettiva interessante per il settore energetico e potrebbero influenzare notevolmente la crescita della generazione distribuita. Tuttavia, al momento risulta difficile stimare correttamente gli effetti delle comunità energetiche sui profili reali di consumo ed immissione in rete.

SET Distribuzione è consapevole dell'importanza di queste tendenze emergenti e ne monitora l'evoluzione, pronta a valutare l'effetto di tali fenomeni sul proprio sistema di distribuzione e ad adottare le misure necessarie per garantire un'efficace integrazione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo diffuso, contribuendo così a promuovere una rete più sostenibile e resiliente per il futuro.

#### **4.4 Perdite di rete**

Uno degli obiettivi della gestione della rete elettrica è quello del recupero di efficienza. Le implicazioni che ne derivano non sono solo riconducibili al concetto di qualità tecnica ma, soprattutto a quello di efficienza economica.

Al fine di ridurre le perdite tecniche si ricorre normalmente alle seguenti azioni:

- aumento della sezione dei conduttori;
- unificazione dei livelli di tensione a media e bassa tensione (già completato da SET);
- contenimento della lunghezza media delle linee MT, con la costruzione di nuovi impianti primari e nuove uscite MT da impianti primari esistenti;
- ottimizzazione degli assetti rete MT con load flow periodici dedicati;
- utilizzo di trasformatori a basse perdite.
- compensazione reattiva delle reti MT.

Dal punto di vista delle perdite "commerciali", l'utilizzo del sistema di telegestione abbinato al contatore elettronico ha portato ad una maggiore efficacia e puntualità nei controlli sui bilanci di energia, consentendo un miglior contrasto delle frodi, fenomeno comunque molto limitato nel territorio gestito da SET.

## 5 PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI

L'evoluzione del sistema elettrico è alla base della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione stessa. Attraverso le stime dell'incremento della domanda di energia e potenza, effettuate sulla base delle serie storiche ed attraverso le previsioni di crescita della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, vengono valutate le principali esigenze di sviluppo degli impianti di distribuzione dell'energia elettrica (nuove Cabine Primarie, linee, etc.), mettendo in relazione stime e previsioni con la struttura e l'analisi dello stato della rete attuale.

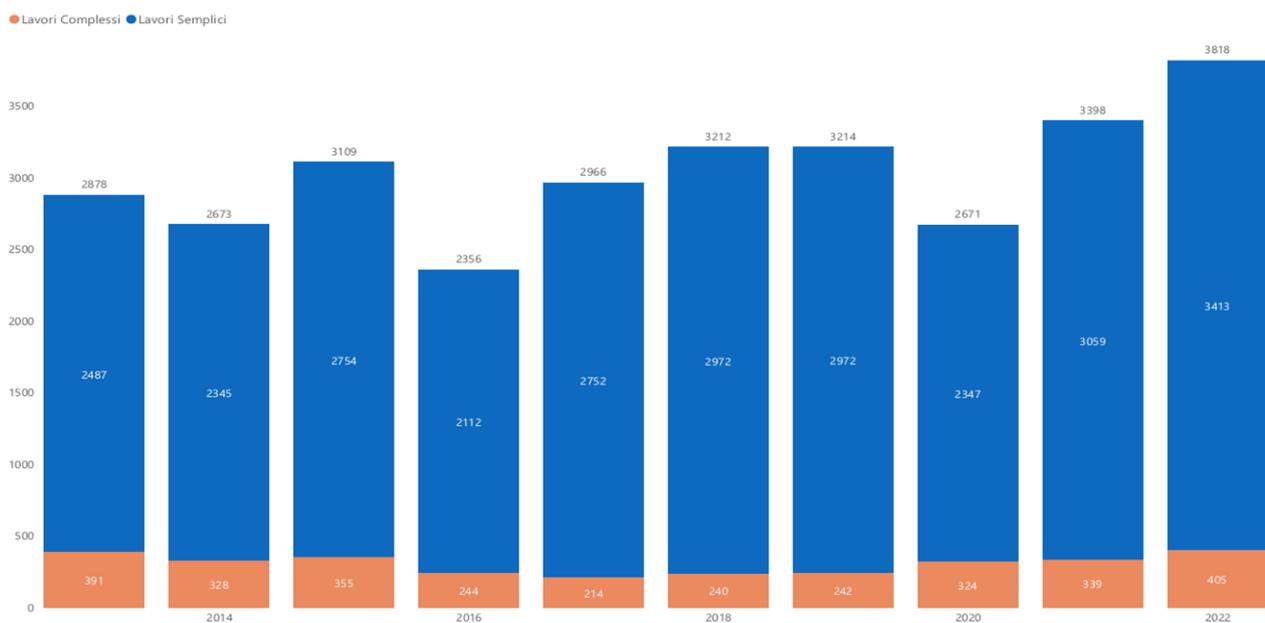
In particolare, i principali investimenti sulla rete, riguardano interventi per gli allacciamenti di utenti passivi e attivi, interventi funzionali all'evoluzione del carico e al miglioramento della qualità del servizio e interventi per l'incremento della resilienza della rete di distribuzione.

### 5.1 Connessioni e adeguamento al carico

#### 5.1.1 Connessioni

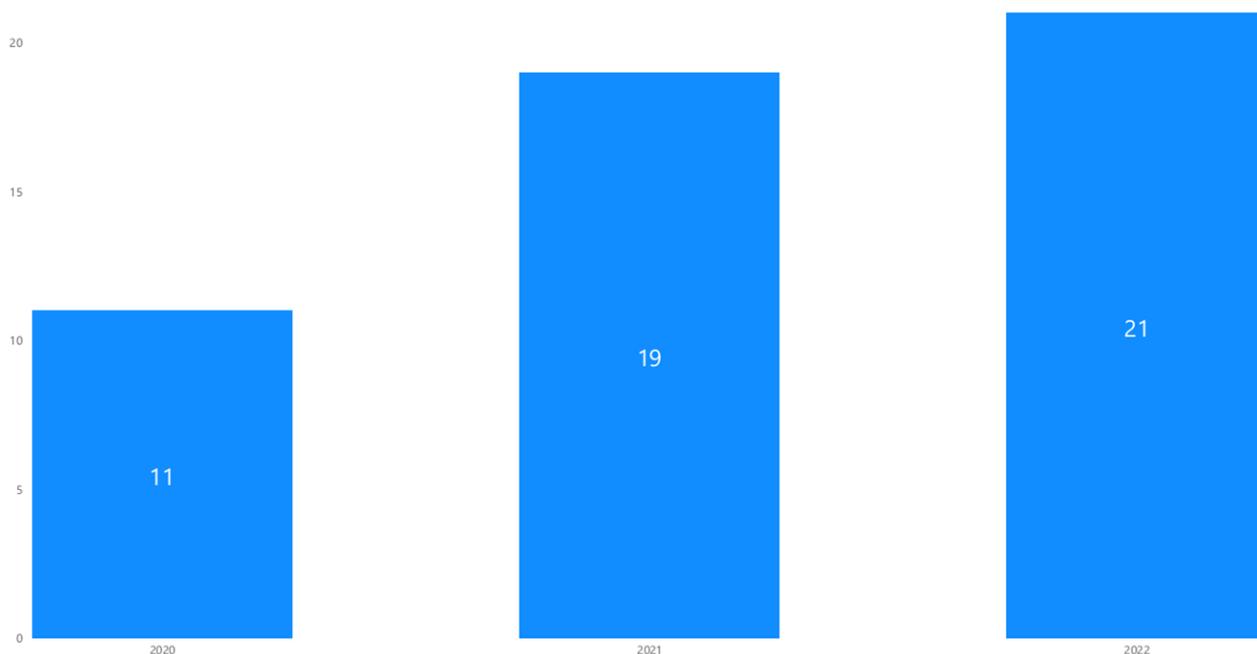
Le richieste di connessione dei clienti passivi alla rete di distribuzione sono legate, in numero e quantità, alle dinamiche di sviluppo complessivo dell'economia locale. A questo andamento di carattere generale se ne sovrappone un secondo, specifico del settore, che deriva dall'incremento della "penetrazione elettrica". La complessità e la costante evoluzione di questi aspetti richiedono un monitoraggio continuo da parte di SET al fine di adottare le adeguate strategie di gestione.

Negli anni precedenti, si era registrata una tendenza alla diminuzione delle richieste di connessione, con picchi occasionali dovuti alle connessioni temporanee per manifestazioni locali. Tuttavia, a partire dal 2020, in seguito agli impatti della pandemia di Covid-19, si è assistito a una netta ripresa di queste richieste. Questa ripresa è stata notevolmente influenzata dai lavori di ristrutturazione incentivati dal cosiddetto "super bonus 110%", il quale ha portato ad un aumento sia dei lavori semplici che complessi. Questo trend è chiaramente rappresentato nella Figura 5.



**Figura 5 - Lavori semplici e complessi numero richieste utenti**

Un altro aspetto cruciale che SET sta monitorando con attenzione è rappresentato dalle connessioni legate alle postazioni di ricarica elettrica. Sebbene al momento il numero di queste connessioni sia limitato, si osserva un significativo aumento delle richieste, soprattutto in riferimento alle colonnine di ricarica pubblica. Questo trend è in linea con la crescente adozione di veicoli elettrici e con gli incentivi statali per la mobilità sostenibile. La potenza richiesta per queste colonnine sta mostrando valori in costante aumento, il che sottolinea l'importanza di un monitoraggio accurato e costante da parte di SET per comprendere appieno questa evoluzione e adottare le misure adeguate.



**Figura 6 - Numero richieste connessioni per ricarica pubblica veicoli elettrici**

In un contesto in continua evoluzione, SET è determinata a mantenere una rappresentazione dettagliata e aggiornata di queste dinamiche e a sviluppare strategie che consentano di gestire al meglio le richieste di connessione in conformità con le esigenze degli utenti e l'evoluzione del settore energetico.

### 5.1.2 Adeguamento al carico

La rete MT di distribuzione in assetto standard è esercita radialmente e strutturata normalmente con dorsali controalimentabili da altra CP o da altra semisbarra o da petali all'interno della stessa semisbarra.

La rilevazione dei flussi di energia attraverso i trasformatori di Cabina Primaria costituisce la base per l'individuazione delle potenziali future criticità. Le proiezioni ottenute per ogni singola C.P. e per ogni semisbarra, attraverso l'estrapolazione delle serie storiche dei prelievi di potenza, sono integrate con le informazioni disponibili relative alle singole connessioni di particolare rilevanza.

SET, in ottemperanza della Delibera ARERA n. 125/2010 e s.m., trimestralmente verifica le potenziali criticità degli impianti primari, non individuando nessuna "zona rossa" in relazione alle potenze di connessione richieste e alla loro distribuzione sulle reti MT e BT (vedi considerazioni precedenti).

Tale mancanza di criticità in SET risulta evidente anche dalla Tabella 7 seguente, che riporta per ogni Cabina Primaria la potenza installata delle trasformazioni AT/MT, rapportata alla potenza degli impianti di produzione connessi, in Media e bassa tensione, sulla rete MT/BT ad essa allacciata.

In ogni impianto primario la potenza di produzione è molto inferiore alla potenza di trasformazione AT/MT e i trasformatori che nel corso del 2022 hanno presentato inversione di flusso di energia sono stati 8 per almeno l'1% delle ore annue e 16 per almeno il 5% delle ore annue.

Le richieste di potenza sulla rete di distribuzione stanno assumendo un ruolo di crescente importanza, soprattutto in considerazione della diffusione dei veicoli elettrici e delle relative operazioni di ricarica. Per garantire un adeguato supporto a questi crescenti fabbisogni di potenza, diventa fondamentale disporre di una rete di distribuzione in grado di soddisfare le esigenze degli utenti finali. In questo contesto, la realizzazione di nuove cabine di trasformazione rappresenta un elemento imprescindibile per consentire al sistema di gestire questa significativa evoluzione dei fabbisogni elettrici.

SET sta adottando misure concrete per prevedere che le richieste di potenza superiori a 100 kW comportino il passaggio all'alimentazione in media tensione. Questa strategia si tradurrà in una maggiore capacità della rete di distribuzione di rispondere alle richieste di potenza più elevate, in particolare quelle associate alla ricarica dei veicoli elettrici e ad altri usi industriali e commerciali che richiedono una maggiore potenza.

**Tabella 5 - Potenze impianti di produzione per Cabina Primaria al 31 dicembre 2022**

Cabina Primaria	Potenza Trasformazione AT/MT (MVA)	Accumulo	Altre fonti		Fotovoltaico		TOTALE
		BT (kW)	BT (kW)	MT (kW)	BT (kW)	MT (kW)	BT+MT (kW)
ARCO	120	1.457	210	27.976	8.938	752	39.332
AVIO	16	222	114	6.722	3.092	602	10.752
BORGO V.	25	435	162	2.371	3.233	1.742	7.944
BRAZZANIGA	20	1.146	190	9.091	6.343	2.298	19.068
CALDONAZZO	50	1.806	278	365	9.582	899	12.930
CAMPITELLO	35	47	153	2.793	893	735	4.621
CIMEGO (*)	47	256	704	10.362	1.612	216	13.149
DRO	25	1.017	76	3.510	4.758	1.336	10.697
GIUSTINO	50	312	87	1.979	2.180	560	5.117
GRIGNO	25	322	85	5.997	2.020	99	8.524
LA ROCCA (*)	25	220	326	4.105	2.252	336	7.238
LAVIS (*)	80	1.431	90	3.382	14.572	8.341	27.815
LIZZANA	105	830	196	15.802	5.834	8.591	31.253
MASOCORONA	50	484	20	3.361	2.819	1.652	8.336
MOENA	80	90	221	1.700	691	86	2.788
MONCLASSICO	50	478	910	18.381	2.764	374	22.907
NEMBIA	35	91	40	1.530	708	662	3.031
OSSANA	50	410	1.018	27.990	1.744	61	31.223
P.S. GIORGIO	80	1.330	321	2.483	8.751	1.805	14.689
PREDAZZO	25	229	777	2.372	2.347	1.136	6.861
ROVERETO N	80	772	28	24.932	4.653	699	31.084
S. COLOMBANO	25	339	109	756	1.874	95	3.172
S. MASSENZA	32	543	69	4.634	3.909	837	9.991
S. MICHELE	50	1.844	580	3.891	8.958	1.547	16.820
SCURELLE	37	841	359	12.806	5.542	2.440	21.987
STORO	50	74	30	13.360	811	944	15.219
TASSULLO	80	3.424	314	7.461	16.441	7.255	34.895
TN SUD (*)	103	1.745	219	3.398	8.693	4.288	18.342
VARENA	50	507	107	5.867	4.790	1.657	12.928
<b>TOTALE</b>	<b>1.500</b>	<b>22.703</b>	<b>7.790</b>	<b>229.375</b>	<b>140.803</b>	<b>52.044</b>	<b>452.714</b>

(\*) Trasformatori di proprietà di Terna o altri

## 5.2 Qualità del servizio elettrico

Dall'anno 2000 l'ARERA ha definito standard di continuità del servizio per ridurre le interruzioni subite dagli utenti, sia in termini di numerosità che di durata, tramite l'introduzione di "livelli obiettivo" che rappresentano i livelli di continuità del servizio, che ciascun distributore è tenuto a raggiungere nei diversi ambiti territoriali. In virtù di tale meccanismo di miglioramento obbligatorio, gli esercenti che non riescono a rispettare gli obiettivi annui devono versare delle penalità calcolate in misura proporzionale sia alla differenza tra il livello raggiunto e il tendenziale assegnato, sia all'energia distribuita nell'ambito. Per gli esercenti che invece ottengono miglioramenti superiori a quanto stabilito, sono previsti dei riconoscimenti economici calcolati analogamente a quanto avviene per le penali.

Con le deliberazioni 646/2015/R/eel e 549/2016/R/eel, l'ARERA ha determinato le modalità di regolazione della qualità del servizio per gli esercenti il servizio di distribuzione per il ciclo regolatorio 2016-2023. Sono stati sostanzialmente confermati gli obiettivi relativamente agli indicatori numero delle interruzioni subite dagli utenti BT, nonché la regolazione individuale per singoli utenti MT:

- riduzione del Numero di Interruzioni senza preavviso Lunghe + Brevi per singolo Utente bt;
- tempi Massimi di Ripristino delle alimentazioni a singoli clienti MT e BT nel caso di interruzioni prolungate o estese, con progressiva uniformazione ai livelli previsti per le aree ad alta concentrazione.

Rispetto alla regolazione precedentemente in vigore, è stata introdotta una diversa modalità di calcolo di premi e penalità per la durata delle interruzioni con obiettivi annui pari ai livelli obiettivo.

Nella Tabella 8 seguente sono riportati per ognuno dei 3 ambiti di concentrazione di SET, Bassa, Media e Alta Concentrazione, i valori tendenziali fissati da ARERA ed i risultati raggiunti per gli indicatori "numero medio interruzioni lunghe + brevi per utente BT" e "durata cumulata annua min/utente BT".

Dalla Tabella 6 risulta che SET in relazione agli investimenti in Qualità del servizio effettuati negli ultimi anni ed in relazione alle modalità di manutenzione, esercizio, automazione della rete, ha raggiunto stabilmente dei risultati molto migliori degli standard ARERA in ognuno dei 3 ambiti.

**Tabella 6 - Serie storica indicatori numero e durata interruzioni dei 3 ambiti SET**

Indicatori Qualità del Servizio ARERA – Ambito **ALTA** Concentrazione

Anno	Durata cumulata annua (min / Utente BT)		Numero medio interruzioni lunghe + brevi (Int / Utente BT)	
	Obiettivo ARERA	SET	Obiettivo ARERA	SET
2013	28	<b>6,67</b>	1,2	<b>0,45</b>
2014	28	<b>7,76</b>	1,2	<b>0,43</b>
2015	28	<b>6,19</b>	1,2	<b>0,37</b>
2016	28	<b>7,65</b>	1,2	<b>0,56</b>
2017	28	<b>8,81</b>	1,2	<b>0,47</b>
2018	28	<b>5,90</b>	1,2	<b>0,21</b>
2019	28	<b>7,82</b>	1,2	<b>0,28</b>
2020	28	<b>8,89</b>	1,2	<b>0,19</b>
2021	28	<b>5,75</b>	1,2	<b>0,29</b>
2022	28	<b>14,31</b>	1,2	<b>0,65</b>

Indicatori Qualità del Servizio ARERA – Ambito **MEDIA** Concentrazione

Anno	Durata cumulata annua (min / Utente BT)		Numero medio interruzioni lunghe + brevi (Int / Utente BT)	
	Obiettivo ARERA	SET	Obiettivo ARERA	SET
2013	45	<b>28,6</b>	2,25	<b>1,75</b>
2014	45	<b>19,53</b>	2,25	<b>1,55</b>
2015	45	<b>17,50</b>	2,25	<b>0,97</b>
2016	45	<b>13,82</b>	2,25	<b>0,95</b>
2017	45	<b>11,64</b>	2,25	<b>0,66</b>
2018	45	<b>16,79</b>	2,25	<b>0,88</b>
2019	45	<b>17,47</b>	2,25	<b>0,90</b>
2020	45	<b>10,31</b>	2,25	<b>0,47</b>
2021	45	<b>19,95</b>	2,25	<b>0,65</b>
2021	45	<b>15,23</b>	2,25	<b>0,81</b>

Indicatori Qualità del Servizio ARERA – Ambito **BASSA** Concentrazione

Anno	Durata cumulata annua (min / Utente BT)		Numero medio interruzioni lunghe + brevi (Int / Utente BT)	
	Obiettivo ARERA	SET	Obiettivo ARERA	SET
2013	68	<b>38,01</b>	4,3	<b>3,16</b>
2014	68	<b>28,31</b>	4,3	<b>2,62</b>
2015	68	<b>29,94</b>	4,3	<b>2,15</b>
2016	68	<b>24,16</b>	4,3	<b>1,64</b>
2017	68	<b>20,54</b>	4,3	<b>1,43</b>
2018	68	<b>35,01</b>	4,3	<b>1,80</b>
2019	68	<b>30,22</b>	4,3	<b>1,93</b>
2020	68	<b>30,82</b>	4,3	<b>1,77</b>
2021	68	<b>28,18</b>	4,3	<b>1,32</b>
2022	68	<b>26,09</b>	4,3	<b>1,53</b>

In aggiunta ai sopracitati obiettivi di continuità del servizio l’Autorità, al Titolo 10 del TIQE così come modificato dalla delibera 31/2018/R/eel, ha imposto alle “principali imprese distributrici” di predisporre un piano, con orizzonte almeno triennale, finalizzato all’incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell’energia elettrica (Piano Resilienza) da inserire in apposita sezione del Piano di sviluppo della rete di distribuzione.

Nel presente Piano di Sviluppo, al capitolo 7, è inserita la sezione contenente il Piano di Resilienza di SET Distribuzione al quale si rimanda per gli opportuni approfondimenti.

### **5.3 Adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento**

La pianificazione degli interventi a sviluppo della rete elettrica di distribuzione deve garantire l'esercizio in sicurezza della rete stessa nonché, al contempo, il rispetto delle normative vigenti e dei vincoli ambientali.

Tutta la rete MT di SET Distribuzione è esercita a neutro compensato mediante l'installazione di bobine di tipo mobile, le quali consentono una compensazione puntuale in ogni assetto di rete.

Rientrano in tali piani anche l'installazione di bobine fisse aggiuntive alle attuali in esercizio per la corretta compensazione della rete, nei casi in cui la corrente di guasto superi la taglia della bobina mobile. Le variazioni dei valori della corrente di guasto sono legate agli investimenti in termini di interventi di cavizzazione della rete; l'adeguamento della taglia delle bobine fisse con bobine aggiuntive garantisce un accordo più puntuale.

SET ha intrapreso un'analisi relativa alle proprie immissioni e ai prelievi di energia reattiva dalla rete di trasmissione nazionale in alta tensione. Sulla base di questa analisi sono in corso di valutazione varie soluzioni tecnologiche per l'attenuazione del fenomeno.

In linea con l'impegno di SET per migliorare costantemente l'affidabilità e la sicurezza della rete elettrica, l'azienda ha sviluppato un piano dedicato al riarmo delle cabine elettriche obsolete. Questo piano mira a sostituire le strutture datate con soluzioni moderne e più efficienti, garantendo così un funzionamento ottimale della rete.

Inoltre, nell'ottica di offrire una qualità del servizio sempre più elevata, SET Distribuzione ha incluso nel proprio programma di sviluppo l'installazione di telecomandi nelle cabine secondarie. Questa implementazione consente un controllo più preciso e una gestione ottimizzata delle reti di distribuzione, contribuendo in modo significativo a migliorare l'efficienza operativa complessiva dell'azienda.

Con riferimento alla riduzione dell'impatto ambientale, la Società effettua una scelta oculata delle tecnologie e delle metodologie utilizzate per gli interventi sulla rete elettrica, mirando a ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente. SET è fortemente orientata verso soluzioni e pratiche sostenibili che promuovano l'efficienza energetica, la riduzione delle emissioni di gas serra e la conservazione delle risorse naturali.

### **5.4 Servizi di Flessibilità di Rete**

La crescente complessità del sistema elettrico e la transizione verso fonti di energia rinnovabile stanno generando nuove sfide per la gestione delle reti di distribuzione. In questo contesto, l'adozione di servizi di flessibilità di rete sta emergendo come una possibile soluzione per garantire l'affidabilità e l'efficienza delle reti di distribuzione di energia elettrica.

SET sta attualmente esaminando i potenziali benefici dell'adozione di servizi di flessibilità di rete nella gestione della propria rete di distribuzione. Questa analisi è in linea con l'obiettivo dell'azienda di garantire la fornitura di energia elettrica in modo affidabile ed efficiente, nonostante le sfide poste dalla transizione energetica.

Nel contesto di questa valutazione, SET sta esaminando:

- **Potenziali Benefici:** L'azienda sta esplorando come i servizi di flessibilità di rete potrebbero migliorare l'affidabilità della rete, ridurre le perdite di energia e ottimizzare l'uso delle risorse.

- **Strumenti di Analisi e Calcolo:** SET sta identificando gli strumenti di analisi e calcolo necessari per valutare e implementare questi servizi. Ciò potrebbe includere l'uso di modelli predittivi, software di gestione avanzati e sistemi di misurazione.
- **Normative e Standard:** L'azienda sta monitorando le normative e gli standard relativi ai servizi di flessibilità di rete per garantire la conformità e la sicurezza delle operazioni.
- **Strumenti di mercato:** l'azienda sta esaminando i possibili gli strumenti di mercato in grado di regolare l'approvvigionamento di tali servizi.

I servizi di flessibilità di rete rappresentano un'opportunità significativa per migliorare l'efficienza e l'affidabilità delle reti di distribuzione di energia elettrica. SET sta attivamente esplorando come integrare queste soluzioni nella propria rete e sta dedicando risorse all'analisi dei benefici e all'adozione di strumenti appropriati. Questo impegno riflette la volontà dell'azienda di rimanere all'avanguardia nella gestione delle sfide legate alla transizione energetica e nella fornitura di servizi di alta qualità ai suoi utenti.

## 6 PRINCIPALI INTERVENTI

In questo capitolo vengono descritti i principali interventi di sviluppo della rete di SET, programmati sulla base dell'analisi delle criticità e delle esigenze di sviluppo evidenziate nel capitolo precedente. Per l'elenco nominativo degli interventi non menzionati si rimanda agli Allegati al presente documento.

### 6.1 Interventi su rete AT

SET ha pianificato una serie di interventi mirati allo sviluppo e al potenziamento della rete elettrica di distribuzione al fine di garantire un servizio affidabile e di alta qualità. Questi interventi possono essere suddivisi in diverse categorie in base alla loro finalità.

In primo luogo, SET prevede interventi di realizzazione di nuove Cabine Primarie (CP) in risposta a richieste specifiche di connessione da parte di terzi, che possono essere sia utenti passivi che utenti attivi, alla rete MT. Queste nuove CP sono necessarie per gestire in modo efficiente le nuove connessioni e garantire che la rete possa supportare il carico aggiuntivo.

Inoltre, l'azienda prevede interventi di adeguamento al carico, che includono la realizzazione di nuove CP o il potenziamento di CP esistenti per adeguare la rete alle previsioni di crescita del carico e alla sua evoluzione geografica. Questi interventi sono fondamentali per garantire che la rete rimanga in grado di soddisfare la domanda e che non si verifichino sovraccarichi.

SET pianifica anche interventi di adeguamento e rinnovo degli impianti, che possono comportare la ricostruzione completa di CP esistenti o la sostituzione di componenti o apparecchiature obsolete. Questi interventi sono essenziali per mantenere l'affidabilità e l'efficienza della rete nel tempo.

Infine, l'azienda prevede interventi volti al miglioramento della qualità del servizio, che includono la costruzione di nuove CP per ridurre la lunghezza media delle linee MT e aumentare la capacità di controalimentazione della rete MT. Questi interventi mirano a migliorare la resilienza della rete e a garantire che i clienti ricevano un servizio elettrico di alta qualità.

Va notato che, al momento, non sono previsti interventi di realizzazione di nuove Cabine Primarie in risposta alle richieste di connessione di impianti di generazione, poiché l'infrastruttura esistente è in grado di gestire tali connessioni. Tuttavia, SET monitora costantemente la crescita della generazione distribuita e valuta attentamente la necessità di interventi futuri.

Per affrontare la dinamicità legata alla generazione distribuita e al profilo di tensione AT in continua evoluzione, l'azienda ha pianificato l'installazione di nuovi trasformatori AT/MT con una capacità di regolazione adeguata. Questi trasformatori saranno cruciali per garantire che la rete possa gestire in modo efficace le variazioni di tensione e i flussi di potenza legati alla generazione distribuita.

Tutti gli interventi vengono pianificati e svolti in stretta collaborazione con Terna, con cui SET mantiene un costante confronto al fine di garantire una sinergia efficace tra la rete di distribuzione e quella di trasmissione.

Inoltre, la pianificazione e l'implementazione di questi interventi avvengono in totale coerenza con il piano di sviluppo di Terna. Questo approccio garantisce che gli investimenti e gli adeguamenti effettuati da SET siano allineati con le esigenze e gli obiettivi dell'intero sistema elettrico nazionale, contribuendo così a garantire la sicurezza, l'efficienza e la qualità del servizio elettrico offerto agli utenti finali.

Gli interventi previsti sulla rete AT nel quinquennio 2023-2027 sono riepilogati nell'**Allegato 1**.

Per gli anni del piano, SET ha individuato interventi per un investimento complessivo di 27M€. Le tabelle seguenti forniscono un riassunto degli investimenti previsti per finalità di budget nei diversi anni di piano.

**Tabella 7 - Investimenti su rete AT per finalità budget e per anno**

TIPOLOGIA INTERVENTO	2023	2024	2025	2026	2027
Lavori per Adeguamento Rete al Carico	2.200.000 €	3.000.000 €	4.400.000 €	- €	- €
Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	3.200.000 €	2.300.000 €	800.000 €	8.500.000 €	2.200.000 €
<b>TOTALE</b>	<b>5.400.000 €</b>	<b>5.300.000 €</b>	<b>5.200.000 €</b>	<b>8.500.000 €</b>	<b>2.200.000 €</b>

## 6.2 Interventi su rete MT

### 6.2.1 Connessioni

Le soluzioni tecniche per la connessione di clienti passivi e di clienti produttori sono individuate in conformità a quanto previsto dalla Norma CEI 0-16. I riferimenti regolatori per tale attività sono rappresentati dal Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC - Allegato C alla Deliberazione n. 645/2015/R/eel) e, per gli impianti di produzione, il Testo Integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA – Allegato A alla Deliberazione n. 99/2008 e s.m.i.).

Si tratta nella maggioranza dei casi di interventi che, stanti la dimensione impiantistica relativamente modesta e i conseguenti ridotti importi economici, solo eccezionalmente rientrano in un orizzonte temporale compatibile con l'arco di Piano e di norma non assumono rilevanza tale da implicare un'identificazione nominativa nel presente documento.

### 6.2.2 Interventi di adeguamento al carico

Sono previsti interventi puntuali di adeguamento di singole linee MT nel caso di superamento del grado di sfruttamento pianificato delle linee stesse, in conseguenza ad esempio, dell'evoluzione fisiologica del valore massimo degli assorbimenti e/o del loro fattore di contemporaneità.

In questo tipo di interventi le soluzioni tecniche adottate possono comportare, secondo un livello orientativamente crescente di complessità, il potenziamento di tratti di linea esistente oppure la realizzazione di nuove linee uscenti da esistenti Cabine Primarie per alcune centrali idroelettriche di potenza significativa.

### 6.2.3 Interventi per miglioramento qualità del servizio

Gli investimenti finalizzati al miglioramento della qualità del servizio per gli utenti finali, trovano il proprio input negli obiettivi definiti dall'ARERA relativamente al ciclo regolatorio per gli anni 2016-2023.

Negli anni passati, SET ha costantemente raggiunto un eccellente livello di performance sui tre ambiti di concentrazione. Questo risultato è stato ottenuto attraverso un impegno costante nel mantenimento e nell'ottimizzazione del servizio erogato ai clienti.

Gli interventi mirati di miglioramento della qualità si sono concentrati principalmente su alcune aree specifiche. In particolare, sono state affrontate le sfide legate alle zone rurali o montane, dove le condizioni ambientali e topografiche possono presentare maggiori criticità per la distribuzione elettrica. Allo stesso modo, sono state considerate attentamente le esigenze delle aree industriali sensibili, dove la continuità e la stabilità dell'energia elettrica sono di importanza vitale per le attività produttive.

Con la crescita dell'elettrificazione dei consumi e l'aumento della generazione distribuita, aumenteranno nei prossimi anni sia la complessità del sistema elettrico sia le esigenze di continuità

del servizio. Per mantenere e migliorare ulteriormente il livello di servizio raggiunto finora, SET Distribuzione è impegnata a investire nelle tecnologie e nelle risorse necessarie per mantenere gli standard di qualità elevati e per continuare a servire al meglio la comunità.

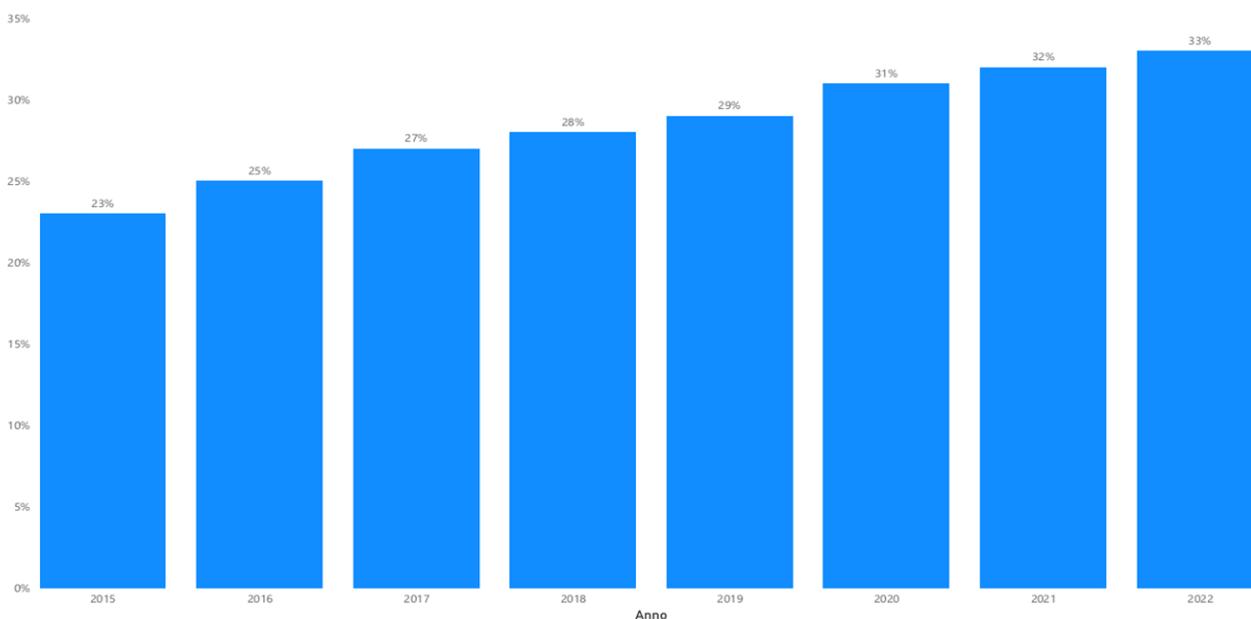
Di seguito sono indicate le principali modalità di intervento sugli impianti e le loro correlazioni con le variazioni dei parametri di qualità del servizio forniti dall'ARERA.

a) Provvedimenti con effetto prevalente sulla Durata Cumulata per utente BT

I provvedimenti con effetto prevalente sulla durata cumulata, indipendenti dal numero delle interruzioni, sono essenzialmente quelli che impattano sulle tempistiche di rialimentazione, completa o parziale, del tratto di rete interessato dal guasto, in parte correlate alla durata della singola interruzione. Le azioni previste consistono in:

- omogeneizzazione del numero di telecomandi in Cabine Secondarie o su palo per linea MT;
- incremento del grado di sezionabilità e rialimentabilità della rete MT;
- completamento del progetto di automazione della rete MT con tecnica FNC.
- Realizzazione anelli per la controalimentazione della rete in caso di guasto.
- Riduzione numero utenti tra due cabine secondarie telecomandate.

SET ha adottato una strategia volta a migliorare costantemente il controllo remoto delle cabine secondarie. Ogni anno, l'azienda definisce un piano di installazione di telecomandi, consentendo un controllo sempre più efficace e tempestivo sulla rete di distribuzione. Questa iniziativa ha comportato la progressiva attivazione di circa 60 cabine in telecomando ogni anno. Grazie a questa strategia, oggi oltre il 30% delle cabine secondarie è sotto controllo remoto. Questo significa che l'azienda è in grado di monitorare e gestire una parte significativa della propria rete in modo efficiente e reattivo, contribuendo così a garantire un servizio affidabile e di alta qualità per tutti i clienti.



**Figura 7 - % CS Telecomandate per anno**

b) Provvedimenti con effetto su numero e durata delle interruzioni per Utente BT

Si tratta di azioni volte a ridurre la probabilità di interruzione, quali:

- coordinamento dell'isolamento su rete MT;
- sostituzione armamento rigido con armamento sospeso su rete MT;
- sostituzione linee aeree nude con linee in cavo aereo o interrato;
- sostituzione componenti di cabina isolati in aria.
- aumento numero delle cabine secondarie automatizzate;
- realizzazione di nuove linee MT o di nuovi elementi di rete (razionalizzazione);
- risanamento di campate critiche di linee MT in conduttore nudo;
- ricostruzione di linee e impianti obsoleti;
- installazione di interruttori lungo linea MT con smart terminal e RGDM;
- completamento del progetto di automazione della rete MT con tecnica FNC.
- implementazione dell'automazione SFS (smart fault selection) che consente l'individuazione della tratta guasta e la controalimentazione automatica della rete sana.

I principali interventi previsti del quinquennio per lo sviluppo della rete MT sono indicati nell'**Allegato 2**.

Per gli anni del presente piano, SET ha già individuato interventi per un investimento complessivo di 43M€. Le tabelle seguenti forniscono un riassunto degli investimenti previsti per finalità di budget, nei diversi anni di piano. Tali importi saranno certamente maggiorati da altri interventi che verranno identificati durante il piano stesso, sulla base della reale evoluzione dei carichi e della produzione connessa alla rete MT e BT.

**Tabella 8 - Investimenti su rete MT per finalità budget e per anno**

TIPOLOGIA INTERVENTO	2023	2024	2025	2026	2027
Lavori da richiesta utenza	400.000 €	6.000.000 €	-	-	-
Lavori Impatto Ambientale e Sicurezza	300.000 €	-	-	-	500.000 €
Lavori per Adeguamento Rete al Carico	-	100.000 €	700.000 €	-	-
Lavori per la Resilienza del Servizio Elettrico	1.700.000 €	1.800.000 €	900.000 €	700.000 €	800.000 €
Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	3.500.000 €	4.700.000 €	5.600.000 €	6.600.000 €	6.100.000 €
<b>TOTALE</b>	<b>5.900.000 €</b>	<b>12.600.000 €</b>	<b>7.200.000 €</b>	<b>7.300.000 €</b>	<b>7.400.000 €</b>

### 6.3 Interventi su rete BT

Gli interventi sulla rete BT non assumono singolarmente rilevanza economica tale da comportare un'evidenza puntuale nei piani di investimento. Indipendentemente dall'entità degli impegni di spesa ad essi associati, tali interventi sono condotti in conformità a metodologie di analisi e criteri di sviluppo, individuati con riferimento allo specifico livello di tensione.

Sono costituiti in misura rilevante da attività di connessione di clienti attivi o passivi, da attività di adeguamento rete al carico in seguito a criticità di rete (saturazione o c.d.t. elevate) e attività mirate di miglioramento del servizio in seguito a reclami o a scatti ripetuti dell'interruttore BT in Cabina secondaria.

A seguito della continua riduzione delle interruzioni su rete MT, la rete BT ha assunto particolare rilevanza in termini di durata e quindi SET ha concentrato la propria attenzione anche su di essa. Sono state intraprese alcune sperimentazioni volte a identificare le migliori tecnologie adatte ad aver una maggior controllo della rete BT, sia da un punto di vista del telecontrollo che della raccolta dati. Per migliorare la gestione delle reti BT in ottica smart grid, è necessario ampliare le funzionalità del componente interruttore BT in testa linea e, eventualmente, lungo linea. Sul mercato sono disponibili interruttori elettronici che offrono caratteristiche avanzate (es. il tipo di intervento termico o magnetico, la misura accurata di grandezze elettriche sui 4 quadranti indipendenti dalle temperature ambientali, l'autodiagnostica) non ottenibili dagli interruttori BT elettromagnetici ad oggi utilizzati. SET prosegue l'attività di installazione di interruttori BT telecomandati, dando priorità a luoghi complessi da raggiungere o con condizioni particolari.

Nell'orizzonte temporale di questo piano sarà valutata l'eventuale adozione di software adeguati (SCADA BT) per avere una visibilità maggiore della rete a bassa tensione, implementando la supervisione in tempo reale di alcuni organi di manovra. In questo scenario assumono notevole importanza i contatori 2G le cui informazioni possono supportare nuove analisi sulla rete BT, in aggiunta all'analisi delle criticità di tensione che sono già monitorate da alcuni anni.

#### **6.4 Interventi per la gestione delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva**

Per raggiungere standard elevati di qualità del servizio ed incrementare la resilienza delle proprie reti, SET ha intrapreso da tempo una campagna di sostituzione delle linee in conduttori nudi con linee in cavo interrato o cavo aereo.

Questa soluzione progettuale contribuisce ad aumentare la capacità della rete e quindi, nel caso di SET Distribuzione, l'energia reattiva immessa nella rete di trasmissione nazionale (RTN), in particolare nelle ore di basso carico.

Poiché tali immissioni costituiscono un aggravio nella gestione dei profili di tensione della rete AT, sono stati avviati appositi studi, in coordinamento con Terna, volti ad identificare le migliori soluzioni tecnologiche da adottare per effettuare un'efficace compensazione del fenomeno.

Gli interventi che SET Distribuzione sta pianificando sulla propria rete per ridurre e controllare l'immissione di energia reattiva verso la RTN sono:

- Compensazione distribuita lungo le linee MT, principalmente tramite reattanze installate sul lato BT in cabina secondaria;
- Compensazione in cabina primaria lato MT;

SET ha fatto una scelta strategica volta a garantire un'efficace compensazione distribuita della capacità della propria rete MT. Questa decisione ha lo scopo di coniugare le esigenze tecniche con una visione di beneficio complessivo per l'intero sistema elettrico.

Il piano di installazione delle reattanze per la gestione delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva sulla rete MT è stato avviato nel 2022. Durante questa fase, è di fondamentale importanza il coordinamento costante con Terna per assicurare una pianificazione accurata e l'adeguata analisi degli interventi a cui dare priorità.

## **6.5 Interventi di riduzione dell'impatto ambientale**

Con riferimento alla riduzione dell'impatto ambientale, SET progetta i propri interventi di nuova costruzione riducendo al minimo la visibilità dei nuovi impianti, evitando di interessare aree di interesse ambientale, realizzando ove possibile linee elettriche interrato e puntando al miglior inserimento paesaggistico degli impianti che devono necessariamente essere realizzati fuori terra.

Nei piani di investimento è prevista la progressiva riduzione delle linee elettriche aeree in tratta boscata (mediamente 30 km di linea aerea in bosco demoliti annualmente negli ultimi 4 anni), attività che consente di conseguire sia benefici sulla continuità del servizio che benefici ambientali dati dalla ricrescita del bosco.

Al fine di ridurre il rischio di incidenti ambientali è inoltre in corso un piano di progressiva sostituzione dei trasformatori installati su palo con cabine secondarie in muratura (mediamente 12 trasformatori rimossi annualmente negli ultimi 4 anni).

Nell'ambito di tali misure, a partire dall'entrata in vigore del Regolamento Europeo 548/2014 (luglio 2015), sono stati impiegati trasformatori di distribuzione (MT/BT) a basse perdite di tipo Ao/Ak, con prestazioni migliori rispetto alle minime richieste in questa prima fase di applicazione delle disposizioni UE. Inoltre, SET ha deciso di adottare trasformatori con olio vegetale biodegradabile, in sostituzione ai tradizionali trasformatori con olii minerali.

Anche per quanto riguarda i trasformatori di media potenza AT/MT, le specifiche tecniche sono state aggiornate secondo le disposizioni europee rispettando i valori previsti per l'indice di efficienza di picco (PEI).

SET, con l'obiettivo di aumentare l'efficienza ecologica e ridurre l'impatto ambientale dei prodotti isolati in esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>), ha introdotto dei nuovi quadri di media tensione con un'innovativa miscela di gas isolante in grado di ridurre il potenziale di riscaldamento globale (GWP).

Un'altra importante innovazione è stata introdotta nei cavi MT, richiedendo ai fornitori di utilizzare HPTe (politene ad alta densità) come materiale isolante. Questa soluzione tecnica è caratterizzata da un impatto ambientale inferiore ai tradizionali cavi in XLPE, dal momento che il nuovo isolante è completamente riciclabile ed è caratterizzato da un processo produttivo con minori emissioni di CO<sub>2</sub> (circa -30%).

## **6.6 Interventi Finanziati dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**

SET ha presentato alcuni progetti di investimento nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la qualità e l'efficienza della propria rete di distribuzione e contribuire agli obiettivi di transizione energetica del Paese. I progetti presentati da SET sono risultati ammissibili ma attualmente non finanziati.

## **6.7 Progetti di innovazione tecnologica sulla rete elettrica**

Si tratta di progetti SET che non interessano direttamente la rete elettrica, ma che risultano di fondamentale e strategica importanza per una gestione efficace dei processi e una conduzione efficiente della rete di distribuzione.

### 6.7.1 Interventi per lo sviluppo dello Smart Distribution System

Nel contesto dell'evoluzione tecnologica e della crescente complessità delle reti di distribuzione elettrica, SET sta attuando una serie di interventi mirati allo sviluppo dello Smart Distribution System. Questo capitolo esplorerà i principali interventi e le iniziative intraprese per rendere la rete di distribuzione più intelligente, efficiente e resiliente.

Una componente fondamentale per lo sviluppo dello Smart Distribution System è l'adozione di sistemi di telecontrollo e teleconduzione avanzati. SET sta implementando tecnologie in grado di acquisire informazioni in tempo reale lungo la rete, presso i produttori e gli utenti industriali. Queste soluzioni consentono anche l'interazione con dispositivi in cabina primaria, lungo la rete e presso i produttori, contribuendo così alla gestione e al monitoraggio dettagliato della rete e alla qualità del servizio erogato.

L'adozione del protocollo standard IEC 61850 è parte integrante dello sviluppo dello Smart Distribution System. Questo protocollo consente la comunicazione tra dispositivi e apparecchiature di rete in modo standardizzato, garantendo l'interoperabilità tra sistemi di diversi fornitori. Inoltre, il protocollo IEC 61850 supporta funzionalità di protezione e automazione di rete più sofisticate, essenziali per il corretto funzionamento delle moderne reti di distribuzione. Uno degli obiettivi principali è consentire una comunicazione efficace tra le Cabine Primarie (CP) e le Cabine Secondarie (CS), al fine di sviluppare logiche di automazione evolute. Per raggiungere questo obiettivo, SET sta procedendo con l'installazione di pannelli DV7023 presso i montanti delle linee di media tensione nelle Cabine Primarie e sta installando RGDM nelle Cabine Secondarie.

Per garantire una maggiore flessibilità e affidabilità nella gestione della tensione MT, SET ha introdotto il dispositivo di protezione integrata del trasformatore DV7500. Questo apparecchio svolge una funzione di misura delle grandezze e di protezione contro guasti e sovraccarichi per i trasformatori AT/MT e le sbarre MT di Cabina Primaria. Inoltre, consente l'automazione della tensione di sbarra MT in base alle condizioni della rete di distribuzione, contribuendo a mantenere stabili i livelli di tensione nella rete AT.

Una componente cruciale è la rete di comunicazione. SET sta puntando a gestire tutti i telecomandi su rete 4G utilizzando il protocollo IEC 104. Questo richiede l'adeguamento delle unità periferiche nelle cabine secondarie con apparecchiature di nuova generazione. Inoltre, l'azienda sta completando il passaggio a fibra ottica per tutti gli impianti primari, migliorando la velocità e l'affidabilità delle comunicazioni di rete.

L'identificazione puntuale delle cabine da telecomandare e l'utilizzo di interruttori, smart terminal e RGDM consentono il raggiungimento di livelli più avanzati di automazione. Questi interventi migliorano la reattività della rete alle variazioni delle condizioni operative, contribuendo alla sua affidabilità e resilienza. L'infrastruttura avanzata sviluppata da SET offre la possibilità di implementare soluzioni di Smart Fault Selection (SFS) con un impatto positivo sulla continuità del servizio elettrico. Queste soluzioni sono progettate per individuare rapidamente e in modo preciso le tratte guaste nella rete di distribuzione elettrica, consentendo un ripristino automatico e quasi istantaneo delle tratte sane grazie alla linea di controalimentazione. Questo approccio avanzato rappresenta un notevole vantaggio per gli utenti, in quanto riduce al minimo i tempi di interruzione del servizio in caso di guasti, contribuendo a garantire una fornitura elettrica più stabile e affidabile.

L'implementazione dello Smart Distribution System si estende anche alla rete di bassa tensione (BT). SET sta sperimentando interruttori "Smart" e altri dispositivi di misura nelle cabine secondarie per monitorare e controllare la rete BT. Questi interventi consentono una gestione più efficace della rete BT, migliorando la qualità del servizio erogato agli utenti finali. Questi sistemi non si limitano a monitorare i parametri elettrici, ma forniscono una visibilità completa sulle condizioni ambientali e funzionali delle cabine stesse. Tra i parametri ambientali monitorati figurano la temperatura, l'umidità e la presenza di allagamenti. Questi dati consentono di identificare tempestivamente situazioni

anomale o critiche all'interno delle cabine, garantendo un elevato livello di sicurezza e prevenendo potenziali guasti o danni. Inoltre, questi sistemi possono rilevare anche eventuali manomissioni delle apparecchiature o intrusioni non autorizzate nelle cabine. Ciò contribuisce a mantenere un alto grado di sicurezza e integrità delle infrastrutture di distribuzione elettrica. Grazie a questa visibilità più ampia e alla tempestiva acquisizione di dati ambientali e funzionali, SET sarà in grado di intervenire in modo proattivo ed efficace, garantendo una rete di distribuzione più affidabile e resiliente. La prevenzione di situazioni di criticità e l'ottimizzazione delle operazioni di manutenzione sono obiettivi chiave per assicurare un servizio di qualità ai clienti e contribuire alla sostenibilità del sistema energetico.

Il cuore della supervisione della rete di distribuzione di SET è il sistema SCADA, che raccoglie e gestisce una vasta quantità di dati provenienti da diversi apparati di campo. Tuttavia, data la crescente complessità del sistema di distribuzione e la necessità di anticipare e gestire le criticità in modo proattivo, SET sta valutando l'introduzione di un sistema avanzato di gestione della distribuzione dell'energia (ADMS - Advanced Distribution Management System).

L'ADMS è progettato per interfacciarsi con gli apparati in campo, consentendo una visione completa e dettagliata della situazione di rete in tempo reale al fine di individuare tempestivamente criticità o anomalie nella rete di distribuzione, consentendo una risposta immediata per minimizzare gli impatti. Grazie all'analisi predittiva, il sistema ADMS può prevedere possibili congestioni di rete in base a dati storici e previsionali, consentendo la pianificazione di interventi preventivi. Può inoltre identificare i fabbisogni di flessibilità della rete, consentendo una gestione ottimizzata delle risorse e dei servizi di flessibilità necessari.

## **6.8 Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture**

### *6.8.1 Attività di misura ordinaria*

Le attività di investimento sulle apparecchiature di misura derivano da:

- richieste di nuove connessioni da parte dei clienti finali e richieste di variazione di potenza che comportino la sostituzione delle apparecchiature esistenti;
- realizzazione di nuovi punti di misura di generazione per la messa in servizio da parte dei clienti finali di impianti di produzione di energia elettrica o di sistemi di accumulo;
- sostituzione di contatori elettronici, concentratori e di modem per guasto o per normale turnover tecnologico (apparecchiature completamente non funzionanti, contatori con display guasto segnalati dai clienti, contatori con ripetuti allarmi gravi riscontrati tramite l'analisi sistematica delle parole di stato, concentratori con componenti elettronici degradati, modem con firmware non aggiornabile, ecc.);
- sostituzione dei modem GPRS con modem LTE (4G), nelle zone dove il servizio GPRS non fornisce sufficienti garanzie, soprattutto in termini di continuità;
- ammodernamento delle apparecchiature di misura GME e dei relativi modem, partendo dai modelli che hanno portato storicamente un maggior numero di malfunzionamenti e nell'ottica di ridurre quanto più possibile il numero delle verifiche metrologiche previste dal D.M. 93/2017 dopo 10 anni dall'installazione, in ragione della complessità e del costo elevato di tali verifiche.

### 6.8.2 Progetto 2G

Il Piano di Messa in Servizio dei contatori elettronici di seconda generazione è stato redatto sulla base dei principi esposti dall'ARERA, in termini di trasparenza delle scelte di investimento degli operatori regolati, dando evidenza delle motivazioni alla base dell'investimento, degli output prodotti dallo stesso in termini di miglioramento delle performance attese e degli ingenti benefici per l'intero sistema elettrico, correlati a tale innovazione nel servizio di misura.

Coerentemente con le delibere ARERA 306/19 e 105/21 nel 2022 ha preso avvio ufficialmente il progetto di sostituzione massiva dei misuratori 1G con i nuovi misuratori 2G, sulla base del Piano di Sostituzione Massiva approvato da parte dell'Autorità nel corso del 2021, che prevede la sostituzione dell'intero parco di contatori attivi, che allo stato attuale ammonta a circa 480 mila di misuratori, nell'arco piano di 15 anni.

La pianificazione delle sostituzioni massive prevede l'installazione dei nuovi misuratori su tutte le utenze in rete SET Distribuzione connesse in bassa tensione e sugli impianti di produzione nel corso del periodo 2022-2025, l'aggiornamento del parco concentratori e l'evoluzione degli attuali Sistemi Centrali (in particolare Telegestore e MDM) per la gestione dei dati di misura quart'orari e dei relativi flussi verso il SII, GSE e Terna.

Il nuovo contatore si pone come componente essenziale per gli sviluppi attuali e futuri relativi alle reti intelligenti.

Il nuovo sistema di misura renderà possibile un'evoluzione del sistema elettrico grazie anche all'introduzione di nuovi servizi e alla possibilità di realizzare importanti efficientamenti nei processi. I principali effetti positivi dell'adozione del nuovo sistema di Smart Metering derivano dalla possibilità di:

- consentire al cliente di fruire dei dati di misura in Near Real Time, in modo da accrescere la consapevolezza circa il suo comportamento di consumo;
- permettere ai venditori, grazie alla disponibilità dei dati di consumo al quarto d'ora per tutta la clientela, di elaborare nuove tipologie di offerta;
- rivedere il processo del Settlement e la possibilità per i venditori di trasferire segnali di prezzo orari basati su dati reali e non su profilazioni convenzionali;
- facilitare una maggiore programmabilità dei volumi in prelievo e in immissione per gli Utenti del Dispacciamento e per il Gestore della Rete di Trasmissione;
- introdurre nuovi strumenti di contrasto alla morosità, nonché aumentare l'efficacia della misura già oggi in atto per prevenire e contenere tale fenomeno;
- migliorare la gestione della rete elettrica attraverso la disponibilità di dati capillari sulle diverse grandezze elettriche misurate.

## 7 RISULTATI ATTESI

Il piano di sviluppo di SET mira ad ottenere una serie di risultati chiave, i quali saranno raggiunti seguendo il percorso delineato. SET intende assicurare, in termini di qualità e quantità, lo sviluppo equilibrato delle proprie reti ed impianti di distribuzione a supporto dello sviluppo socio- economico del territorio della Provincia Autonoma di Trento.

Di seguito, elenchiamo i risultati attesi a seguito degli interventi previsti nel piano di sviluppo:

**Monitoraggio e Controllo della Generazione Distribuita:** Seguendo il piano, SET sarà in grado di garantire un monitoraggio e un controllo più efficiente della generazione distribuita sulla rete elettrica. Ciò consentirà di reagire in tempo reale alle fluttuazioni della produzione da fonti rinnovabili, contribuendo alla riduzione delle emissioni di carbonio.

**Rinnovo degli Asset Aziendali:** Implementando il piano, verranno rinnovati significativamente gli asset aziendali. Questo comporterà l'aggiornamento e la modernizzazione delle infrastrutture esistenti, migliorando la loro efficienza e affidabilità. Gli utenti finali beneficeranno di una rete elettrica più robusta e resiliente.

**Capacità di Analisi delle Criticità e dei Trend di Crescita:** SET punta a rafforzare la propria capacità di analisi delle criticità e dei trend di crescita che influenzano la rete. Ciò consentirà di identificare e affrontare in modo proattivo le sfide emergenti, garantendo una fornitura energetica affidabile anche in situazioni complesse.

**Sostenibilità ed Elettrificazione:** Il piano promuove attivamente la sostenibilità ambientale attraverso l'elettrificazione dei consumi e l'aumento della produzione da fonti rinnovabili. In questo modo, verrà fornito un contributo significativo alla transizione verso un sistema energetico più verde, riducendo la dipendenza dai combustibili fossili.

**Relazioni Commerciali Migliorate:** Il piano si rivolge all semplificazione dei processi e all'implementazione di strumenti di interazione digitale avanzati migliorano le relazioni commerciali con gli utenti. Gli utenti finali godranno di una maggiore trasparenza, tempi di evasione delle pratiche più brevi e un servizio clienti più efficiente.

**Continuità del Servizio:** La massima continuità del servizio rimane una priorità. L'adozione delle migliori tecnologie disponibili ridurrà ulteriormente sia il numero che la durata delle interruzioni. Gli utenti potranno contare su un servizio affidabile in qualsiasi momento.

**Consapevolezza dei Consumi:** La sostituzione massiva dei contatori elettronici di seconda generazione consentirà ai clienti di avere una maggiore consapevolezza dei propri consumi energetici. Questo porterà a una gestione più responsabile dell'energia elettrica.

**Relazioni con gli Enti Territoriali:** SET lavorerà per migliorare le relazioni con gli enti territoriali, semplificando le procedure autorizzative per gli impianti. Questo favorirà una maggiore efficienza nella realizzazione degli impianti di generazione distribuita e una migliore integrazione nel tessuto territoriale.

**Capacità di Previsione ed Analisi:** Il potenziamento delle capacità di previsione e analisi consentirà a SET di anticipare le evoluzioni del sistema energetico, adattandosi in modo flessibile alle esigenze emergenti. Sarà possibile prevedere con maggiore precisione le congestioni di rete e il fabbisogno di flessibilità.

**Host Capacity:** L'aumento dell'host capacity ridurrà le congestioni sulla rete elettrica. Inoltre, permetterà di ottimizzare l'allocazione delle risorse energetiche, massimizzando l'efficienza del sistema.

**Qualità della Tensione:** SET garantirà una qualità della tensione elevata sulla propria rete. Ciò contribuirà a garantire un servizio continuativo per l'utente.

**Automazione e Resilienza:** L'implementazione del piano consentirà un'automazione più avanzata e migliorerà la resilienza della rete elettrica. Ciò significa il sistema sarà in grado di rispondere in modo rapido ed efficiente ad eventi atmosferici e cambiamenti climatici, garantendo una fornitura energetica affidabile anche nelle circostanze più avverse.

SET è impegnata a realizzare i risultati attesi attraverso il piano di sviluppo delineato. L'azienda ha dimostrato una dedizione ferma a garantire un servizio elettrico affidabile, sostenibile e all'avanguardia, e questo impegno guiderà ogni fase dell'attuazione del piano.

Comprendendo il contesto energetico in rapida evoluzione e le sfide che ne derivano, SET è consapevole della necessità di adattare in modo dinamico l'approccio alla gestione della rete di distribuzione. La società è pronta a adeguare strategie e infrastrutture per far fronte alle sfide emergenti e per sfruttare le opportunità che si presenteranno nel corso degli anni.

La transizione verso un sistema energetico più sostenibile e la crescente complessità delle reti di distribuzione richiedono una vigilanza costante e una capacità di adattamento agile. SET si impegna a rimanere all'avanguardia, a migliorare la propria capacità di analisi e previsione e a collaborare attivamente con tutti gli attori del settore per contribuire alla realizzazione di un futuro energetico più promettente.

L'impegno di SET sarà costante, e con determinazione e flessibilità, l'azienda affronterà le sfide e sfrutterà le opportunità che le si presenteranno nel percorso verso una rete di distribuzione elettrica sempre più avanzata e orientata al futuro.

## 8 PIANO RESILIENZA AI SENSI DELLA DELIBERA 31/2018/R/eeI

### 8.1 Analisi delle principali criticità (Art. 78.3 lettera a)

Nel presente piano si è continuato il focus sulla principale criticità per la rete di SET Distribuzione, già presa in considerazione nel precedente piano, rappresentata dal fattore critico di rischio della caduta di alberi di alto fusto su linee aeree al di fuori della fascia di rispetto. Si è inoltre introdotto l'ulteriore fattore critico, previsto dall'art. 77.3 del TIQE, rappresentato dalle precipitazioni nevose di particolare intensità in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve (wet snow).

### 8.2 Metodologia utilizzata per il calcolo della resilienza (art. 78.3, lettera b)

Per il calcolo della resilienza relativamente al fattore critico rappresentato dalle cadute di alberi di alto fusto su linee aeree, al di fuori della fascia di rispetto si è applicato lo stesso metodo analitico messo a punto nello scorso piano, al quale si rimanda per gli elementi di dettaglio.

Il metodo prevede il calcolo dei tassi di guasto chilometrici per area omogenea e dei loro reciproci posti convenzionalmente pari ai tempi di ritorno per chilometro di linea.

Tali valori sono stati aggiornati considerando anche i guasti occorsi nell'anno 2020 e sono riportati nella seguente tabella:

**Tabella 9 – Tempi di ritorno in anni per fascia altimetrica calcolo guasti 2010-2020 (dati SET)**

<b>Tempo di Ritorno chilometrico</b>	<b>Valore [anni]</b>	<b>Fascia Altimetrica [m]</b>
$\frac{1}{\tau_{g-o1}}$	106	h < 350
$\frac{1}{\tau_{g-o2}}$	30	350 ≤ h < 650
$\frac{1}{\tau_{g-o3}}$	6	650 ≤ h < 1300
$\frac{1}{\tau_{g-o4}}$	6	h ≥ 1300

Per quanto riguarda invece il calcolo della resilienza relativamente al fattore critico rappresentato dalle precipitazioni nevose di particolare intensità in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve si è fatto riferimento ai criteri specifici individuati dalle norme per la costruzione delle linee elettriche aeree CEI EN 50341-1 e CEI EN 50341-2-13 (NNA).

Il metodo consiste per sommi capi:

- c) nell'individuazione di cluster omogenei di conduttori di riferimento;
- d) nella valutazione dei carichi di neve o ghiaccio per ogni località e cluster di conduttori secondo carichi di ghiaccio previsti dalle norme CEI EN 50341-2-13 (NNA);

- e) nel calcolo del tempo di ritorno ( $T_R$ ) della sollecitazione che provoca la rottura del conduttore della linea aerea;
- f) nell'individuazione del percorso più resiliente di alimentazione di ogni CS ed assegnazione del  $T_R$
- g) nel calcolo dell'indice di rischio delle CS.

I cluster omogenei di conduttori nudi presenti sulla rete di SET Distribuzione sono riportati nella seguente tabella:

Tipo conduttore	Formazione (mm)	Diametro [mm]	Pesi (p1) [kg/m]	Modulo di elasticità (E1) [kg/mm <sup>2</sup> ]	Coefficiente di dilatazione (1/°C)	Carico rottura [kg]	Tiri iniziali (H1) zona A [kg]	Lunghezza campata zona A [m]	Tiri iniziali (H1) zona B [kg]	Lunghezza campata zona B [m]	Sezione conduttore [mm <sup>2</sup> ]
CU12	1x4	3,99	0,1117	13.000	0,0000168	487,42	63,3	90	43,3	90	12,6
CU16	1x4,5	4,5	0,1414	13.000	0,0000168	609,78	80	95	54,6	95	15,9
CU25	7x2,14	6,42	0,2283	10.000	0,000017	1.028,00	126,4	105	86,4	95	25,18
CU35	7x2,52	7,56	0,3166	10.000	0,000017	1.426,00	192,5	115	139,7	105	34,91
CU50	7x3,00	9	0,4487	10.000	0,000017	1.786,00			228	110	49,48
CU70	19x2,14	10,7	0,6258	10.000	0,000017	2.734,00	410,1	120	366,4	120	68,34
CU80	19x2,30	11,5	0,7228	10.000	0,000017	2.790,00			458	125	78,94
CU100	19x2,60	13	0,9237	10.000	0,000017	3.565,00			891	130	100,9
LA35	7x2,52	7,56	0,0955	6.000	0,000023	1.014,00	105,5	125	49,7	90	34,91
LA50	7x3,00	9	0,1363	6.100	0,000023	1.504,00			70	110	49,48
LA70	19x2,14	10,7	0,1878	5.700	0,000023	1.985,00	204,5	125	137	125	68,34
LA75	19x2,25	11,22	0,2101	6.100	0,000023	2.266,00			137	125	75,55
AA105	30x1,90	13,3	0,396	7.700	0,0000189	3.652,00			300	120	104,91
AA150	26x2,5+7x1,95	15,85	0,5162	7.700	0,0000189	4.787,00	593,6	140	445,2	140	148,5

Si è assunto che le tratte delle linee di rete siano tutte costituite da campate in piano in piano identiche con caratteristiche standard, in base al cluster di appartenenza dei conduttori ed alla zona climatica. Per ogni ramo della rete si è inoltre assunta la sua altitudine media sul livello del mare.

Il carico di neve o ghiaccio per ogni località e conduttore di riferimento è stato valutato secondo la norma CEI EN 50341-2-13 (NNA) che, letta in combinazione con la norma madre CEI EN 50341-2-13, fornisce delle semplici formule per calcolare i valori di riferimento per gli spessori dei manicotti di neve o ghiaccio per ogni località e con una certa variabilità in funzione della quota del sito di installazione. Tale norma fornisce inoltre i valori per il calcolo della spinta del vento tratti dalle Norme Tecniche delle Costruzioni (NTC).

Per il calcolo del tempo di ritorno della sollecitazione che provoca la rottura del conduttore della linea aerea si è fatto riferimento ai dati delle norme CEI EN 50341-2-13 che forniscono direttamente gli spessori e le densità dei manicotti di neve o ghiaccio in corrispondenza del tempo di ritorno di 50 anni con coefficienti di variazione in funzione della quota. Analogamente le spinte del vento sono fornite in funzione di un tempo di ritorno di 50 anni.

Per calcolare quindi il tempo di ritorno  $T_R$  a cui corrisponde per un dato conduttore e una data località una sollecitazione dovuta all'azione di neve o ghiaccio con una spinta del vento tale da eguagliare il carico di rottura del conduttore si fa riferimento alla distribuzione di probabilità di Gumbel (appendice B CEI EN 50341-1) per calcolare il valore del carico di ghiaccio in funzione del tempo di ritorno secondo l'equazione:

$$(1) \quad \frac{I_T}{I_{50}} = \left( \frac{1 - k_{spI} \cdot \ln(-\ln(1 - \frac{1}{T}))}{1 - k_{spI} \cdot \ln(1 - \frac{1}{50})} \right)$$

Dove:

$$k_{spI} = \frac{v}{C1 - vC2}$$

Con C1 e C2 parametri caratteristici della distribuzione di Gumbel.

Si calcola inoltre il peso del conduttore (carico verticale) tramite l'equazione:

$$(2) \quad p_f(T) = \sqrt{(I_T + p_c)^2 + 0.6 \cdot v_{50}^2}$$

Che fornisce il legame tra carico di ghiaccio e tempo di ritorno.

Il calcolo della componente orizzontale del tiro assiale del conduttore che determina la rottura del conduttore è calcolata tramite la risoluzione dell'equazione del cambiamento di stato:

$$(3) \quad \frac{L^2}{24} \left( \frac{p_f^2}{T_f^2} - \frac{p_0^2}{T_0^2} \right) - \frac{T_f - T_0}{E \cdot S} - \alpha \cdot (\theta_f - \theta_0) = 0$$

Dove:

- L è la lunghezza della campata nello stato EDS (every day stress) iniziale
- $p_0$  è il peso del conduttore condizione di riferimento iniziale
- $p_f$  è il peso del conduttore con il manicotto di neve o ghiaccio e con la spinta del vento calcolata secondo la norma CEI EN 50341-2-13 (spinta del vento frequente con tempo di ritorno di 3 anni  $v_3$ )
- $T_0$  è la componente orizzontale del tiro assiale nel conduttore nella condizione di riferimento EDS
- $T_f$  è la componente orizzontale del tiro assiale nel conduttore nello stato finale (l'incognita da determinare)
- $\alpha$  è il coefficiente dilatazione termica lineare
- E è il modulo di elasticità del materiale costituente il conduttore
- S è la sezione del conduttore
- $\theta_f$  è la temperatura in caso di sollecitazione di manicotto e vento sul conduttore, indicata dalla norma CEI EN 50341-2-13
- $\theta_0$  è la temperatura nelle condizioni iniziali di riferimento EDS

Per ogni località e per ogni conduttore di riferimento si calcola pertanto il tempo di ritorno dell'evento estremo per il quale si verifica la rottura del conduttore risolvendo numericamente il sistema di equazioni (1), (2), (3).

Ottenuti i tempi di ritorno si assegna ad ogni ramo della rete MT il tempo di ritorno  $TR_{\text{ramo}}$  che ne determina la rottura in funzione del tipo di conduttore del cluster e della località.

Si individua quindi, tramite un algoritmo di visita dei grafi, il percorso più resiliente di alimentazione di ogni CS assegnando a questa il corrispondente tempo di ritorno  $TR_{\text{CS}}$ .

Resta quindi individuato il rischio di disalimentazione della CS dato da:

$$I_{RD\_CS\_BT} = P_{evento} \cdot D_{evento} = \frac{N_{ud\ CS\ BT}}{T_{R\_CS}}$$

### **8.3 Illustrazione degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di distribuzione per l'incremento della resilienza (Art. 78.3 lettera c)**

Gli interventi per l'incremento della resilienza sono stati individuati sui tratti di rete aerea in conduttori nudi transitanti nel bosco selezionati secondo i criteri di cui al paragrafo precedente e, in funzione del contesto puntuale consistono prevalentemente nell'interramento della linea aerea.

Gli interventi, come indicato nella Linea Guida di cui all'allegato A della Determinazione DIEU n. 2/2017, sono stati aggregati per intero feeder MT, individuando n. 6 feeder MT sui totali 223 feeder MT di tutta la rete di distribuzione di SET.

Nella sezione Allegati (**Allegato 3**) sono riassunti tutti gli interventi proposti nel presente piano raggruppati per feeder MT caratterizzati da tipologia, lunghezza delle linee interessate, numero utenti interessati e indici di resilienza pre e post interventi, secondo quanto riportato all'articolo 78.4 della Delibera 31/2018/R/eel. Per comodità di rappresentazione numerica si è preferito esplicitare i dati di resilienza in termini di indici di rischio (IRI) anziché di indici di resilienza (IRE).

### **8.4 Risultati attesi a seguito degli interventi proposti (Art. 78.3 lettera d)**

A fronte di investimenti pianificati per € 2.225.808,00 per incremento della resilienza della rete di distribuzione elettrica di SET dovuta a mitigazione del rischio di caduta piante fuori fascia, si sono quantificati dei benefici attesi pari a 1.971.546,23 € all'anno per l'intero orizzonte temporale di 25 anni.

I benefici attesi sono raggruppati nelle seguenti categorie:

- B1) minori costi per la riduzione dell'energia non fornita associata alla disalimentazione degli utenti durante le emergenze, ottenibili grazie all'intervento proposto;
- B2) riduzione dei costi per riparazione dei guasti in emergenza
- B3) minori costi per la riduzione dell'energia non fornita associata alla disalimentazione degli utenti in occasione dei guasti ordinari
- B4) riduzione dei costi per la riparazione dei guasti ordinari, ottenibili grazie all'intervento proposto
- B5) minori oneri per attività di manutenzione (taglio piante, ispezione linee MT, ecc.)

Nel calcolo dei benefici B1 e B3 si sono utilizzate le ipotesi contenute nell'allegato A alla Determinazione DIEU 7 marzo 2017 n. 2/2017 secondo cui gli utenti BT domestici e non domestici sono disposti rispettivamente a pagare 12 €/kWh e 54 €/kWh per evitare interruzioni di energia. Tali benefici calcolati non riguardano quindi SET Distribuzione ma il sistema macroeconomico che viene penalizzato nei termini sopra indicati a causa di un'interruzione di energia elettrica.

Nel computo dei benefici, in via cautelativa, non sono stati quantificati né i maggiori premi attesi, né i minori indennizzi per interruzioni prolungate legati al miglioramento della qualità del servizio, questo per via dell'incertezza riguardo al mantenimento degli attuali benefici al termine dell'attuale periodo regolatorio e considerando che il periodo temporale per l'analisi dei benefici attesi è di 25 anni.

L'impatto degli investimenti proposti riguarda circa 213 cabine secondarie che alimentano poco più di 22.700 utenti che avranno un beneficio in termini di mancate interruzioni a seguito di eventi atmosferici eccezionali.

## 9 ALLEGATI

### 9.1 Allegato 1 - Principali Progetti su rete AT

#### Piano di intervento rete AT

ANAGRAFICA		PROGRAMMA LAVORI			
DESCRIZIONE INTERVENTO	TIPOLOGIA INTERVENTO	PRIMA PIANIFICAZIONE INTERVENTO	ANNO INIZIO	ANNO PREVISTO COMPLETAMENTO	COSTO STIMATO
Realizzazione nuova CP Cirè	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2018-2020	2022	2024	3.900.000 €
Realizzazione nuova CP Grigno	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2021-2023	2024	2025	2.500.000 €
Realizzazione nuova CP Campitello	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2024	2025	1.900.000 €
Realizzazione nuova CP Tione	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2018-2020	2025	2026	5.900.000 €
Realizzazione nuova CP Taio	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2021-2023	2026	2027	2.800.000 €
Realizzazione nuova CP Nembia	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2018-2020	2026	2027	2.200.000 €
Sostituzione TRR San Michele	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2023	2023	700.000 €
Sostituzione TRVR Varena	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2023	2023	700.000 €
Sostituzione TRV Santa Massenza	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2023	2023	700.000 €
Sostituzione TRV San Michele	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2024	2024	800.000 €
Sostituzione TRV Giustino	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2024	2024	800.000 €
Sostituzione TRR Lizzana	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2024	2024	800.000 €
Sostituzione TRR Arco	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2025	2025	800.000 €
Sostituzione TRR San Colombano	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2025	2025	800.000 €
Sostituzione TRR Avio	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2025	2025	800.000 €
Sostituzione TRR Storo	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2025	2025	800.000 €

## 9.2 Allegato 2 – Principali Progetti su rete MT

ANAGRAFICA		PROGRAMMA LAVORI			
DESCRIZIONE INTERVENTO	TIPOLOGIA INTERVENTO	PRIMA PIANIFICAZIONE INTERVENTO	ANNO INIZIO	ANNO PREVISTO COMPLETAMENTO	COSTO STIMATO
Opere alim.bypass ferrovia Trento	Lavori da richiesta utenza	PdS 2023-2027	2024	2024	1.100.000 €
Nuove ucite CP CIRE'	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2023-2027	2023	2024	500.000 €
SET_04.ROM.22 Ruffrè - Interramento Linea Romeno	Lavori per la Resilienza del Servizio Elettrico	PdS 2023-2027	2022	2024	900.000 €
Nuovo collegamento Buon Ritiro - Cinque Valli	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2023-2027	2026	2026	900.000 €
Nuovo collegamento Colà - Madonna della neve	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2023-2027	2025	2025	700.000 €
Collegamento ZA-Coredo Splazoi	Lavori per Adeguamento Rete al Carico	PdS 2023-2027	2025	2025	700.000 €
Collegamento Sich- Vallarsa Foppiano	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2023-2027	2026	2027	900.000 €
Collegamento OMR - Cle Onorati	Lavori per la Resilienza del Servizio Elettrico	PdS 2023-2027	2025	2026	500.000 €
Piano telecomandi 2023 -2027	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2023-2027	1905	1905	500.000 €
LMT Pellizzano asta Claiano - Ortisè	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2023-2027	2026	2026	600.000 €
PIANO REATTANZE SET	Lavori per Miglioramento Qualità del Servizio	PdS 2023-2027	2023	2027	5.500.000 €

**9.3 Allegato 3 – Interventi Piano Resilienza 2022-24 secondo art. 78.4 Titolo 10 del TIQE**

NOME e CODICE IDENTIFICATIVO a)	FATTORE CRITICO DI RISCHIO d)	TIPOLOGIA DI INTERVENTO e)	LUNGHEZZA DELLE LINEE INTERESSATE [km f)	N° UTENTI beneficiari g)			IRI (pre-intervento h)	IRI (post-intervento h)	A IRI	COSTI INVESTIMENTO (€)				SEMESTRE INIZIO INTERVENTO j) (previsto)	SEMESTRE FINE INTERVENTO j) (previsto)			
				BTD	BTDd	MT				2022	2023	2024	TOT.					
SFT_001.NON.22	caduta piante	linea in cavo interrato sostituzione conduttore nudo con elicoid	1,482	496	107	0	222,25	101,57	120,88					1_2023	1_2024			
SFT_002.SVA.22	Mantotto ghiaccio o neve	linea in cavo interrato sostituzione conduttore nudo con elicoid	0,8247	2565	434	4	281,79	38,65	243,14		€ 20.000	€ 70.000	€ 25.000	€ 108.000	€ 45.000	€ 178.000	1_2023	2_2024
SFT_003.CEL.22	Mantotto ghiaccio o neve	linea in cavo interrato sostituzione conduttore nudo con elicoid	4,287	795	130	1	366,59	0,62	366,97	€ 100.000	€ 350.000	€ 180.000	€ 630.000	2_2022	2_2024			
SFT_004.ROM.22	Mantotto ghiaccio o neve	linea in cavo interrato sostituzione conduttore nudo con elicoid	6,227	510	121	2	472,37	115,9	356,47	€ 150.000	€ 450.000	€ 275.000	€ 875.000	1_2023	2_2024			
SFT_005.IAB.22	caduta piante	linea in cavo interrato sostituzione conduttore nudo con elicoid	2	111	33	0	32,15	18,11	14,04		€ 200.000	€ 90.000	€ 290.000	2_2022	1_2024			
SFT_006.SFE.22	caduta piante	linea in cavo interrato sostituzione conduttore nudo con elicoid	1,834	1	5	2	1,41	0,64	0,77	€ 50.000	€ 120.000	€ 20.000	€ 190.000	2_2022	1_2024			
SFT_007.DAI.22	Mantotto ghiaccio o neve	linea in cavo interrato sostituzione conduttore nudo con elicoid	1,791	80	19	0	24,26	0,16	24,1	€ 40.000	€ 110.000	€ 20.000	€ 170.000	2_2022	1_2024			