

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 1 di 56
	DIREZIONE RETI		

PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI ELETTRICHE GESTITE DA AcegasApsAmga S.p.A. 2025-2029

REV. 1	30/06/2025	Aggiornamento post consultazione	
REV. 0	28/03/2025	Emissione	
REDAZIONE	ASSET MANAGEMENT Pianificazione degli Investimenti Energia	DATA 30/06/2025	FIRMA Ing. Fabio Fontanot 
	DIREZIONE RETI ENERGIA Conduzione e Manutenzione Energia Elettrica	DATA 30/06/2025	FIRMA Ing. Paolo Manià 
VERIFICA	ASSET MANAGEMENT	DATA 30/06/2025	FIRMA Ing. Davide Galazzini 
	DIREZIONE RETI ENERGIA	DATA 30/06/2025	FIRMA Ing. Stefano Maestrini 
APPROVAZIONE TECNICA	DIREZIONE RETI	DATA 30/06/2025	FIRMA Ing. Giovanni Piccoli 

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 2 di 56
DIREZIONE RETI			

Sommario

PREMESSA.....	3
1. IL CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO	3
2. GLI OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO.....	5
3. PRESENTAZIONE DELL'AZIENDA E DELLA REALTÀ SERVITA	7
4. CONSISTENZA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	9
5. STATO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	19
6. SCENARI DI EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO	24
6.A SCENARI DI SVILUPPO DELLE FER E DEI SISTEMI DI ACCUMULO.....	26
6.B SCENARI DI SVILUPPO DEI CONSUMI	27
6.C SCENARI DI RESILIENZA CLIMATICA.....	28
6.D TASSI DI CRESCITA 2024-2030 E PROIEZIONI OLTRE IL 2030.....	31
7. METODOLOGIA DI SCELTA E RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI.....	32
7.1 DRIVER.....	32
7.2 I CRITERI DI PIANIFICAZIONE.....	33
7.3 LE MODALITÀ DI PRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI.....	35
7.4 ANALISI CBA	35
7.4.1 STIMA DEI COSTI DI INTERVENTO	35
7.4.2 I BENEFICI DEGLI INTERVENTI	37
8. ESIGENZE DI SVILUPPO	51
9. DEFINIZIONE INTERVENTI PIANIFICATI.....	52
10. ALLEGATI:	56
A) SCHEDE INTERVENTI	56
B) RIEPILOGO INTERVENTI (FORMATO EXCEL)	56
C) CRITERI COMUNI PER LA DEFINIZIONE DELLE IPOTESI LOCALI DI SCENARIO DEI DSO CON OLTRE 100.000 PUNTI DI PRELIEVO	56
C1) DOCUMENTO DI SCENARIO ENERGETICO TERRITORIALE DI ACEGASAPSAMGA.....	56
D) (PER MEMORIA).....	56
E) ESITI DELLA CONSULTAZIONE PUBBLICA (ADDENDUM POST CONSULTAZIONE).....	56

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 3 di 56
	DIREZIONE RETI		

Premessa

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

1. Il contesto normativo e regolatorio

In linea con il quadro legislativo nazionale, allineato e coerente a quello europeo, AcegasApsAmga è responsabile di soddisfare, nel breve e lungo termine, la domanda di energia elettrica nel territorio di competenza assicurando, al contempo, la manutenzione e lo sviluppo delle infrastrutture di rete, nel rispetto della normativa energetica e ambientale di riferimento. Il piano di sviluppo di AcegasApsAmga è stato redatto in attuazione delle seguenti norme:

- il decreto legislativo 210/21 che ha introdotto modifiche significative nel quadro normativo italiano, confermando e rafforzando gli obblighi dei gestori delle reti di distribuzione. In particolare, il decreto in questione ha stabilito che ciascun gestore che serve almeno 100.000 clienti finali deve elaborare e presentare al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (ex Ministero della transizione ecologica) e ad ARERA, con cadenza biennale e previa consultazione pubblica, il piano di sviluppo della rete di competenza. Tale piano deve avere un orizzonte temporale di almeno cinque anni e deve essere predisposto in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione e in coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
- la delibera ARERA 296/2023/R/eel che ha definito le modalità e le tempistiche per l'elaborazione, la consultazione pubblica e la presentazione all'Autorità dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione, a partire dal 2025, da parte delle imprese con almeno 100.000 clienti finali (di seguito anche: imprese maggiori). Più in dettaglio, ha stabilito i requisiti minimi che i piani devono avere quali, a titolo non esaustivo: il coordinamento con Terna e la coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale; lo sviluppo atteso della produzione e della domanda di energia elettrica, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici; le possibili congestioni di rete e il potenziale fabbisogno di flessibilità per farvi fronte; le ipotesi sottese all'elaborazione di eventuali analisi costi benefici per alcuni investimenti di sviluppo, comprese le categorie di beneficio utili allo scopo; le informazioni obbligatorie relative ai costi stimati e alle tempistiche di realizzazione per ciascun investimento di piano;

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 4 di 56
DIREZIONE RETI			

- l'allegato A alla delibera ARERA 617/2023/R/eel (di seguito: TIQD) che ha aggiornato la regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo 2024-27, prescrivendo alle imprese maggiori di presentare in maniera congiunta all'Autorità la seguente documentazione:
 - a) la struttura armonizzata dei contenuti del piano di sviluppo, che tenga conto di quanto previsto dalla già citata delibera 296/2023/R/eel;
 - b) l'identificazione puntuale dei documenti di accompagnamento, incluse le informazioni in formato scheda e in formato foglio di lavoro relative agli interventi del piano e al loro avanzamento tecnico ed economico;
 - c) un documento comune di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti, tenendo anche conto - quando è applicata un'analisi costi benefici – dei benefici attesi e dell'analisi economica dei costi e dei benefici da eseguirsi in linea con le disposizioni contenute nella delibera 296/2023/R/eel;
 - d) un documento comune di definizione delle categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento.

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

Con provvedimento 392/2024/R/com sono state successivamente introdotte nel TIQD disposizioni puntuali in materia di scenari per i piani di sviluppo delle reti di distribuzione. In particolare, è stato prescritto alle imprese maggiori di predisporre congiuntamente un documento contenente i criteri applicativi comuni utilizzati per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario. Il documento in questione (Allegato c), reso disponibile in consultazione da parte della scrivente, è stato utilizzato come linea guida per la predisposizione dell'allegato c1 "Documento di Scenario Energetico Territoriale" nell'ambito della redazione della presente edizione del piano di sviluppo.

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

Il piano di sviluppo di AcegasApsAmga è stato redatto, inoltre, tenendo conto dei seguenti

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

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 5 di 56
	DIREZIONE RETI		

documenti di indirizzo:

- Piano Nazionale per l'Energia ed il Clima (PNIEC), nella versione trasmessa dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) alla Commissione Europea il 3 luglio 2024;
- Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) 2024, propedeutico alla predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas a livello nazionale, predisposto congiuntamente, ai sensi delle deliberazioni ARERA n. 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas, dal gestore del sistema elettrico nazionale (Terna) e dalla maggiore impresa nazionale di trasporto del gas naturale (Snam), e pubblicato il 1° ottobre 2024;
- Piano Energetico Regionale (PER), predisposto dalla Direzione centrale per la difesa dell'ambiente, l'energia e lo sviluppo sostenibile della Regione Autonoma Friuli-Venezia Giulia (RAFVG), approvato con Delibera di Giunta regionale n. 1938 del 13 dicembre 2024 ed emanato con decreto del Presidente della Regione n. 0167/Pres. del 17 dicembre 2024.

2. Gli obiettivi del Piano di Sviluppo

Il Piano di Sviluppo delle reti di distribuzione elettrica rappresenta un documento strategico fondamentale per garantire un servizio energetico efficiente, affidabile e sostenibile. Questo piano si pone l'obiettivo di affrontare le sfide attuali e future del settore energetico, promuovendo l'innovazione e l'adozione di tecnologie avanzate. Gli obiettivi delineati nel piano mirano a risolvere le criticità della rete, migliorare la qualità del servizio, incrementare la resilienza e l'efficienza energetica, ridurre le perdite di distribuzione e aumentare la hosting capacity della rete per supportare l'elettrificazione dei consumi.

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

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

Il Piano di Sviluppo include misure per aumentare l'Hosting Capacity e incrementare la Loadability della rete. Questo è essenziale per supportare l'elettrificazione crescente dei consumi, inclusi i veicoli elettrici e le nuove tecnologie di consumo energetico. L'aumento della Hosting Capacity permette di integrare un numero maggiore di impianti di produzione distribuita, come i pannelli solari, senza compromettere la stabilità della rete. Inoltre, l'incremento della potenza disponibile consente di soddisfare la domanda crescente di energia, garantendo al contempo un servizio affidabile e di qualità.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 6 di 56
	DIREZIONE RETI		

Risoluzione delle criticità di rete

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

Miglioramento della qualità tecnica del servizio

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

Incremento della resilienza della rete e dell'efficienza energetica

Il Piano prevede interventi per aumentare la resilienza della rete agli eventi climatici estremi e ad altre situazioni di emergenza. Questo include la costruzione di infrastrutture più robuste e l'adozione di soluzioni innovative per la gestione delle emergenze. Inoltre, si punta a migliorare l'efficienza energetica attraverso l'adozione di tecnologie avanzate e l'ottimizzazione dei processi di distribuzione. Ad esempio, l'uso di sistemi di accumulo energetico da parte dei clienti finali e la gestione intelligente della domanda possono contribuire a ridurre gli sprechi e a migliorare l'efficienza complessiva della rete.

Riduzione delle perdite di distribuzione

Un altro obiettivo chiave è la riduzione delle perdite di energia durante la distribuzione. Questo viene perseguito attraverso l'ammodernamento delle infrastrutture e l'implementazione di sistemi di monitoraggio e controllo più efficaci. Le perdite di distribuzione possono essere causate da vari fattori, come la resistenza dei cavi, le connessioni difettose e i furti di energia. Per affrontare queste problematiche, il piano prevede l'installazione di cavi a bassa resistenza, la sostituzione di componenti difettosi e l'adozione di misure di sicurezza per prevenire i furti.

3. Presentazione dell'azienda e della realtà servita

AcegasApsAmga S.p.A., società controllata al 100% dal Gruppo Hera, opera nei settori ambientale, idrico e nella distribuzione di gas ed energia elettrica in Veneto e Friuli-Venezia Giulia.

Nel settore della distribuzione elettrica, AcegasApsAmga opera nei comuni di Trieste e Gorizia (Figura 1), in regime di concessione pubblica ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n 79 e s.m.i..

L'azienda si occupa di garantire la sicurezza e la continuità dell'erogazione agli utenti allacciati, provvedendo alla gestione e manutenzione della rete elettrica e degli impianti ad essa connessi.

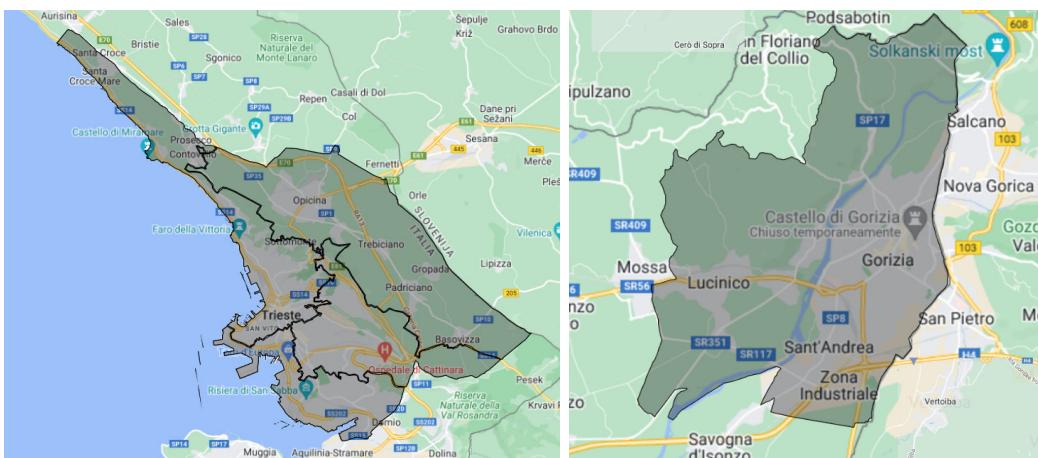


Figura 1 - Aree dei comuni di Trieste e Gorizia servite dalla rete AcegasApsAmga.

Nel territorio del comune di Trieste sono attualmente presenti quattro cabine primarie AT/MT connesse alla rete elettrica di trasmissione nazionale, caratterizzate come segue:

Tabella 1 - Cabine primarie e livelli di tensione della rete AcegasApsAmga di Trieste.

Denominazione cabina primaria	Livello di tensione AT	Livelli di tensione MT			
		132 kV	27,5 kV	20 kV	10 kV
Broletto	132 kV	27,5 kV		10 kV	
Altipiano	132 kV		20 kV		
Rozzol	132 kV	27,5 kV			
Valmartinaga	132 kV	27,5 kV		10 kV	2 kV

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 8 di 56
	DIREZIONE RETI		

I livelli di media tensione 27,5 kV, 20 kV e 10 kV sono ugualmente utilizzati per alimentare le utenze MT. I due livelli di media tensione più elevati sono impiegati inoltre per alimentare dei centri satellite, ovvero cabine elettriche atte alla trasformazione MT/MT.

Tabella 2 - Cabine MT/MT e livelli di tensione della rete AcegasApsAmga di Trieste.

Denominazione cabine MT/MT	Livello di tensione primaria	Livelli di tensione secondaria		
Centro	27,5 kV		10 kV	
Stoppani	27,5 kV		10 kV	2 kV
San Giovanni	27,5 kV		10 kV	
Cacciatore	27,5 kV		10 kV	
Ippodromo	27,5 kV		10 kV	
Flavia	27,5 kV	20 kV	10 kV	
Opicina	20 kV		10 kV	

Nella cabina MT/MT “Opicina”, derivata dalla cabina primaria AT/MT “Altipiano”, si sviluppa l’interconnessione in media tensione a 20 kV con la rete di distribuzione slovena, gestita dall’azienda di distribuzione elettrica “Elektro Primorska”. La linea di interconnessione è composta da una doppia terna di cavi interrati, intestati a sbarre separate della cabina “Opicina”, capaci nel complesso di una capacità di trasporto di oltre 25 MW.

L’alimentazione degli utenti BT è effettuata attraverso 971 cabine secondarie MT/BT. La rete a 2 kV, che rappresenta una porzione residuale ed in costante diminuzione della rete di distribuzione elettrica di Trieste, svolge esclusivamente la funzione di alimentare alcune cabine secondarie MT/BT presenti nell’area urbana.

In ragione del numero minore di utenze da alimentare e dell’estensione più ridotta dell’area della concessione, nel comune di Gorizia è presente unicamente la cabina primaria AT/MT Sant’Andrea, connessa alla confinante cabina primaria gestita da E-distribuzione (Tabella 3).

Tabella 3 - Cabine primarie e livelli di tensione della rete AcegasApsAmga di Gorizia.

Denominazione cabine MT/MT	Livello di tensione AT	Livelli di tensione MT	
Sant’Andrea	132 kV	20 kV	10 kV

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 9 di 56
	DIREZIONE RETI		

Il livello di media tensione 20 kV è utilizzato per alimentare sia una porzione delle utenze MT e BT sia un centro satellite (CS Barca), dove è effettuata la conversione MT/MT a 10 kV.

Tabella 4 - Cabine MT/MT e livelli di tensione della rete AcegasApsAmga di Gorizia.

Denominazione cabine MT/MT	Livello di tensione primaria	Livelli di tensione secondaria
CP Barca	20 kV	10 kV

Nella cabina AT/MT Sant'Andrea si sviluppa inoltre l'interconnessione a 20 kV con la rete di distribuzione slovena, gestita dal DSO “*Elektro Primorska*”. L'interconnessione è composta da una doppia terna di cavi interrati, attestati alla medesima sbarra di cabina, aventi una capacità di trasporto complessiva di oltre 15 MW.

Per quanto riguarda il coinvolgimento del territorio e degli stakeholder nell'ambito dello sviluppo delle reti di distribuzione elettrica, il costante impegno di AcegasApsAmga nelle attività che esercisce si riverbera nei confronti del territorio in cui opera, e si concretizza anche attraverso progetti di sviluppo degli investimenti nella rete di Distribuzione atti ad anticipare e supportare la transizione energetica.

Gli interventi di sviluppo degli impianti, nonché il potenziamento delle infrastrutture, avviene non solo per effetto delle richieste di connessioni, ma anche grazie ad un innovativo metodo di lavoro nel quale AcegasApsAmga colletta le esigenze pubbliche e private mediante tavoli di lavoro dedicati e volti a disegnare le città del futuro.

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

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

4. Consistenza della rete di distribuzione

La consistenza della rete elettrica al servizio del comune di Trieste è riportata nella seguente Tabella 5Tabella. È possibile osservare come, per quanto concerne la rete MT, questa sia quasi esclusivamente realizzata in cavo interrato; aspetto che risulta diretta conseguenza della connotazione urbana e della forte ventosità (vento di Bora), caratteristiche del territorio. Anche per quanto riguarda la rete BT è fatto ampio uso di cavo, anche se la modalità di posa, interrata piuttosto che aerea, è funzione delle specifiche esigenze di connessione degli utenti.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 10 di 56
	DIREZIONE RETI		

Tabella 5 - Estensione della rete elettrica di Trieste nella titolarità di AcegasApsAmga al 31.12.2024.

Livello di tensione	Cavo interrato	Cavo aereo	Conduttore nudo aereo
Alta Tensione	3,92 km		
Media Tensione	495,69 km	0,0 km	5,17 km
Bassa Tensione	624,80 km	610,31 km	0,0 km

La rete di distribuzione di Gorizia (Tabella 6) conta circa 150 km di rete MT e circa 340 km di rete BT. Data la minore densità del carico distribuito sul territorio, a Gorizia per la rete MT è fatto maggiormente uso di conduttore nudo aereo. Viceversa, la rete in bassa tensione è pressoché interamente realizzata in cavo, interrato o aereo.

L'alimentazione degli utenti BT è effettuata ad una tensione di 400 V attraverso 232 cabine secondarie MT/BT.

Tabella 6 - Estensione della rete elettrica di Gorizia nella titolarità di AcegasApsAmga al 31.12.2024.

Livello di tensione	Cavo interrato	Cavo aereo	Conduttore nudo aereo
Media Tensione	131,37 km	0,0 km	17,82 km
Bassa Tensione	192,18 km	146,81 km	0,0 km

Stato della Domanda elettrica

Le analisi che seguono sono state elaborate a partire dai dati su utenti e allacciamenti realizzati per la rete di distribuzione energia elettrica, dati che vengono gestiti nativamente georiferiti.

La distribuzione della domanda elettrica in Trieste risente delle caratteristiche del territorio e dello sviluppo urbanistico della città. In particolare, il territorio cittadino di Trieste può essere suddiviso in due zone. La prima comprende l'altopiano carsico che digrada bruscamente verso il mare, con il punto più elevato del territorio comunale che raggiunge i 674 metri s.l.m. (Monte Coccusso) mentre la seconda zona include il centro città e larga parte

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 11 di 56
DIREZIONE RETI			

delle periferie più popolose.

Tali caratteristiche insieme al tessuto industriale della città, di cui la zona portuale risulta elemento trainante, fanno sì che la distribuzione della potenza impegnata dagli utenti nel Comune assuma una connotazione peculiare (Figura 2). Il centro città è caratterizzato da una elevata densità di carico, imputabile ad utenze residenziali e commerciali, ma anche ad alcune grandi utenze industriali, correlate alle attività del Porto (Figura 3). La zona centrale del Comune risulta quindi interessata da due fattori concomitanti di evoluzione del carico: uno dei quali dovuto alla presenza di numerosi carichi residenziali e commerciali, aspetto tipico dei grandi centri urbani e, l'altro dovuto alla forte vicinanza dei carichi delle infrastrutture portuali, in forte crescita, aspetto invece peculiare della città di Trieste.

La prossimità del Porto al centro città rappresenta un aspetto di notevole impatto in ottica di evoluzione futura della domanda, in quanto, da un lato, il carico del Porto va ad insistere sulle medesime infrastrutture di rete interessate dall'aumento del carico tipico dei grandi centri urbani e, dall'altro, la massima densità di carico si ha prevalentemente in corrispondenza del centro storico del Comune, dove sussistono vincoli stringenti alla realizzazione di nuovi impianti e al rifacimento di quelli esistenti.

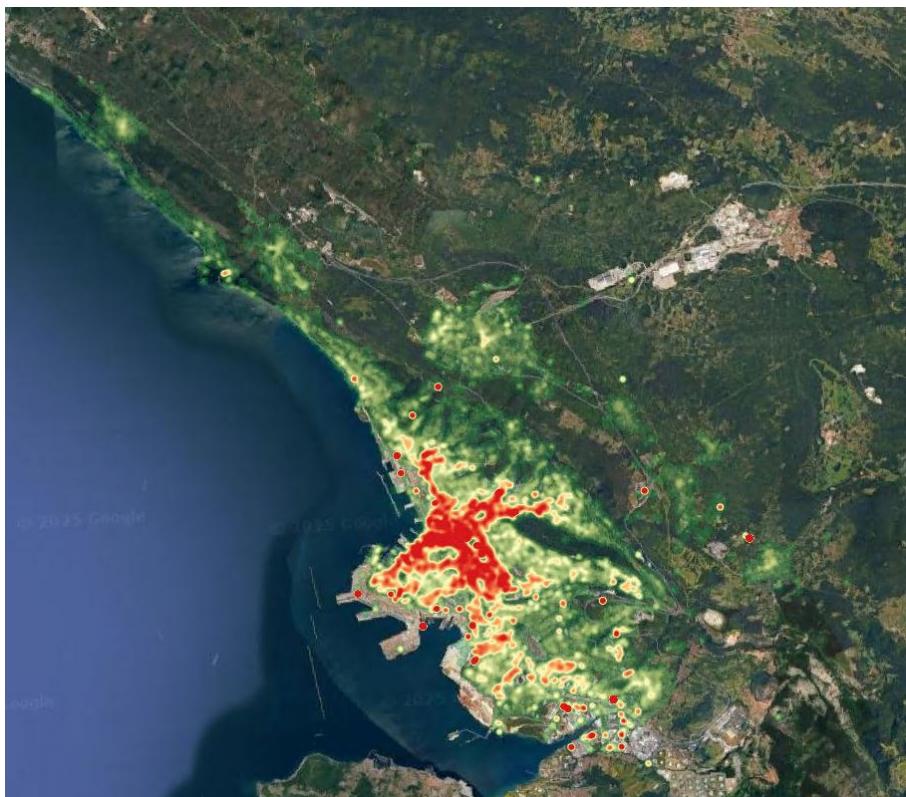


Figura 2 - Distribuzione della potenza impegnata della domanda elettrica a Trieste.



**Figura 3 - Distribuzione della potenza impegnata del carico domestico (a sinistra)
e non domestico (a destra) a Trieste.**

Le utenze servite dalla rete AcegasApsAmga di Trieste sono caratterizzate da una potenza installata totale² pari a circa 1.054 MW, da un prelievo di energia elettrica nel 2023 di circa 615 GWh. Il numero di utenti serviti (dato al 31/12/2023) ammonta invece a 141.833.

Per quanto concerne il Comune di Gorizia, questo è situato all'estrema periferia orientale della Pianura friulana al confine tra Italia e Slovenia alle pendici del Carso e circondato dalle colline del Collio, in corrispondenza della confluenza delle valli dei fiumi Isonzo e Vipacco.

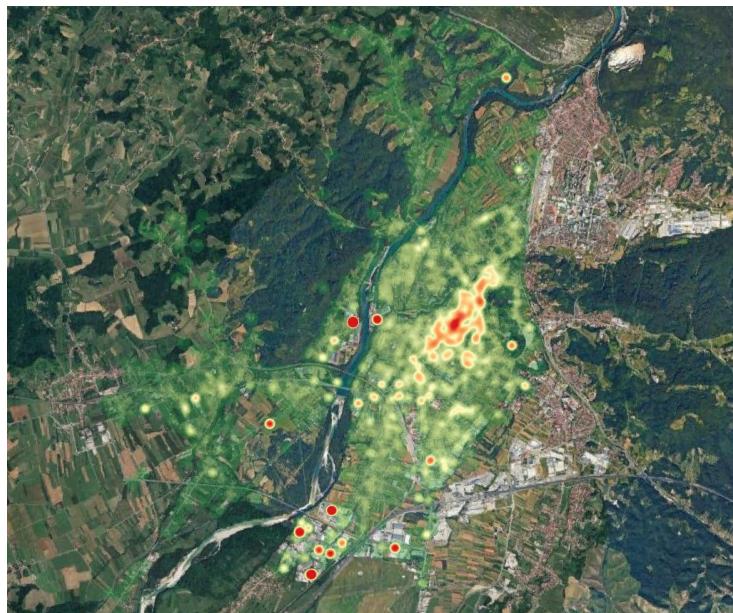


Figura 4 - Distribuzione della potenza impegnata della domanda elettrica a Gorizia.

² Somma delle potenze massime contrattuali di tutti i POD attivi e chiusi

I contenuti del presente documento sono riservati ai loro destinatari e di proprietà del Gruppo Hera. Ogni divulgazione, riproduzione, distribuzione non autorizzata o non conforme alle finalità è proibita, anche ai sensi dell'art. 2043 del Codice civile e dell'art. 167 del d.lgs. 196/2003.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 13 di 56
DIREZIONE RETI			

La distribuzione della domanda elettrica sul territorio presenta le caratteristiche tipiche del carico dei centri urbani di medie dimensioni, con densità elevata nel centro città, dove sono maggiormente presenti le utenze residenziali e gli esercizi commerciali, e in corrispondenza di alcuni utenti industriali di taglia più significativa (Figura 4), mentre il carico residenziale, imputabile agli esercizi commerciali e alle industrie, insiste su porzioni di rete più limitate e risulta distribuito sul territorio pressoché uniformemente (Figura 5).

La potenza installata totale² ammonta a circa 171 MW; le utenze servite nel territorio di Gorizia sono caratterizzate da un prelievo di energia elettrica nel 2023 di 120 GWh e ammontano a 22.431 unità. Anche in questo caso, i prelievi si concentrano principalmente nel centro cittadino, soprattutto come conseguenza della maggiore connotazione commerciale e turistica.



**Figura 5 - Distribuzione della potenza impegnata del carico domestico (a sinistra)
e non domestico (a destra) a Gorizia.**

Guardando ai dati di sintesi relativi alla potenza impegnata nei due contesti urbani (Figura 6), è possibile osservare come la composizione della domanda elettrica nel caso di Trieste e Gorizia risulti piuttosto simile, con circa la metà della potenza impegnata attribuibile ad utenze domestiche e la restante riconducibile per circa due terzi a carichi non domestici BT e per un terzo ad utenze MT.

Data la maggiore dimensione del comune di Trieste, ad esso corrisponde, come atteso, una potenza impegnata dal carico significativamente più elevata. Tuttavia, a fronte di una superficie del territorio comunale poco più che doppia rispetto a quella di Gorizia (85,11 km² rispetto a 41,26 km²), la quantità di carico è circa 5 volte rispetto a quella di quest'ultimo. Ne consegue una densità di carico a Trieste, ovvero una quantità di potenza impegnata per unità di superficie del territorio comunale, più che doppia rispetto a quella di Gorizia (Figura 7). Questo aspetto, combinato alla forte crescita a cui sta andando incontro l'area portuale, e ai vincoli urbanistici in essere per via della connotazione storica della città, fanno sì che lo sviluppo della rete elettrica a Trieste presenti caratteristiche peculiari e complesse.

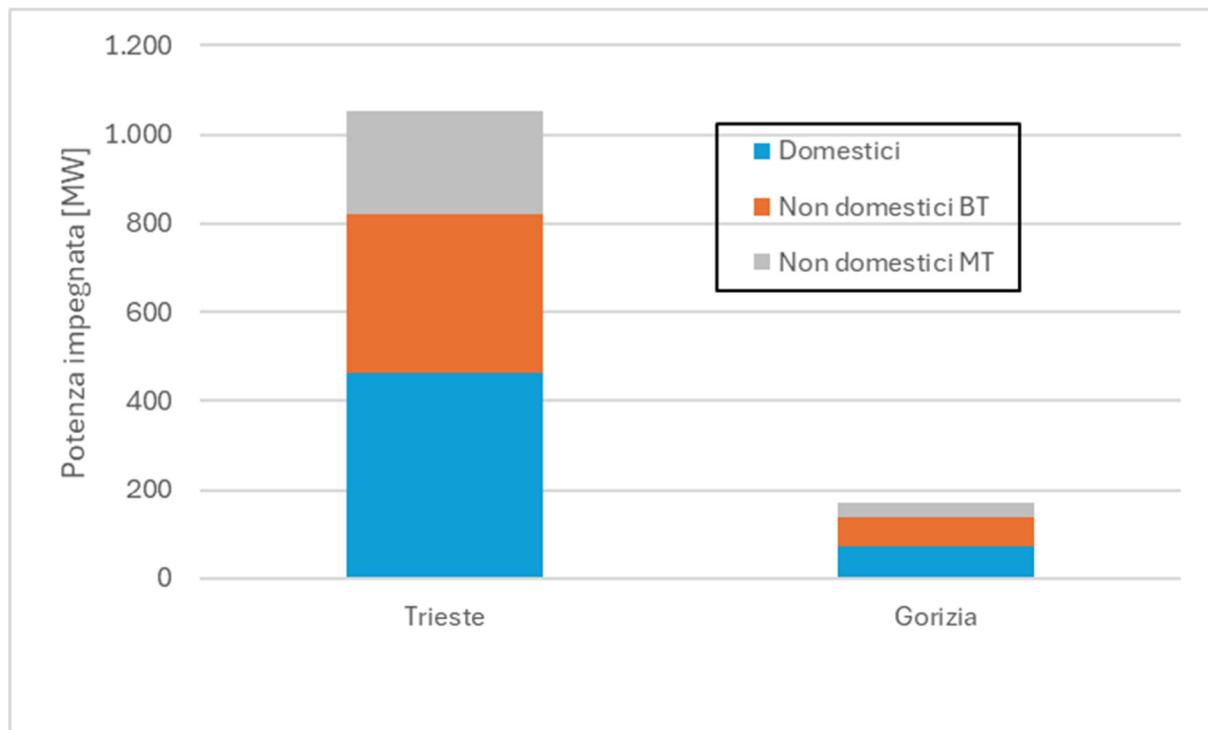


Figura 6 – Potenza impegnata al 31.12.2024 sulle reti di AcegasApsAmga.

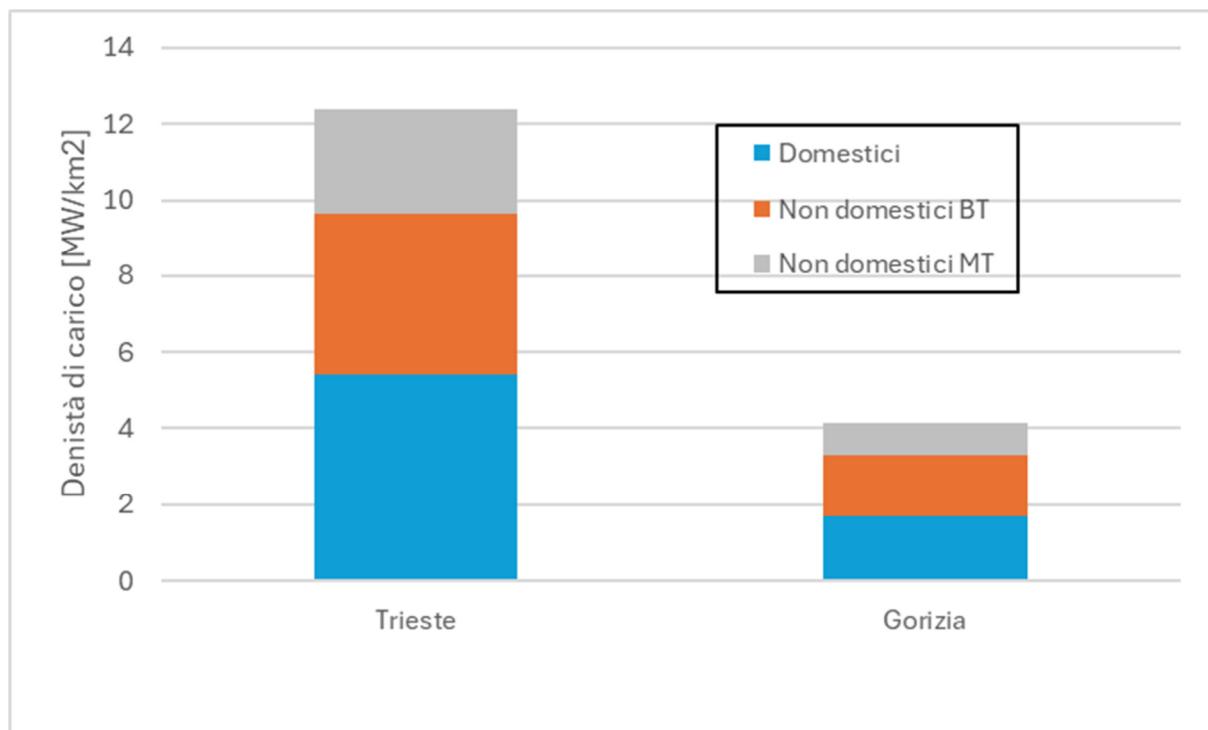


Figura 7 - Densità di carico per categoria di utente a Trieste e Gorizia al 31.12.2024

Stato della generazione distribuita

Entrambi i comuni gestiti da AcegasApsAmga sono stati oggetto, negli ultimi anni, di una continua crescita delle richieste di connessione alla rete di impianti di generazione distribuita. A Trieste, le tecnologie di generazione ad oggi presenti sono pressoché esclusivamente di tipo fotovoltaico e termico (cogenerazione); seppur sia presente anche della generazione micro-eolica, il suo apporto risulta trascurabile (pochi kW).

Viceversa, a Gorizia, oltre alle tecnologie di generazione già citate, risulta sostanziale l'apporto anche della produzione idroelettrica.

Allo stato attuale, tutta Trieste risulta impattata dal fenomeno della generazione distribuita, seppur con intensità e caratteristiche diverse da area ad area.

La fonte solare, in particolare, è ormai ampiamente diffusa sull'intero territorio comunale, avendo ormai superato i 3.200 impianti, quasi tutti di piccola e piccolissima taglia, connessi alla rete. La distribuzione sul territorio risulta piuttosto uniforme (Figura 8): nella maggioranza dei casi si tratta di impianti di piccola taglia associati ad utenza domestiche o a piccole attività commerciali. Rimangono poco impattate dal fenomeno solo alcune zone, quali il centro storico, probabilmente in ragione dei vincoli urbanistici in essere e alla massiccia presenza di edifici plurifamiliari (condomini), nei quali l'installazione di impianti fotovoltaici risulta in genere più complessa. Altre zone soggette in misura minore dell'installazione di fotovoltaico sono quelle con minor grado di urbanizzazione, quali le pendici del Carso, come conseguenza della presenza molto ridotta di carico a cui associare la produzione elettrica. Viceversa, zone più periferiche della città, ma comunque urbanizzate (es. Rozzol, Valmaura, Opicina, ecc.), sono ampiamente impattate dal fenomeno.

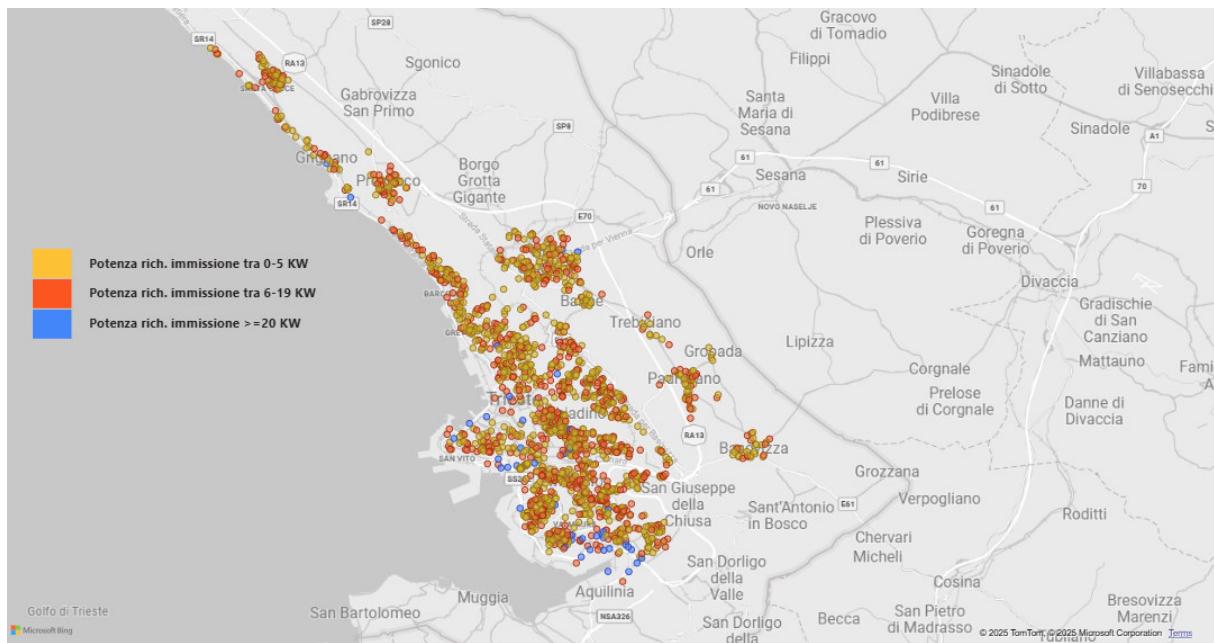


Figura 8 - Distribuzione della fonte fotovoltaica a Trieste al 31.12.2024.

Sul territorio comunale, non mancano inoltre impianti di grandi dimensioni (alcuni MW), realizzati a terra o su coperture di edifici industriali.

Non si rilevano ancora ad oggi criticità di esercizio sulla rete di media tensione direttamente imputabili alla presenza di generazione fotovoltaica, mentre si registrano invece sempre più frequentemente problematiche di carattere locale a livello di rete in bassa tensione.

Sempre per quanto riguarda la fonte solare, a Gorizia si ha una situazione in linea di massima simile a quella di Trieste, con un primo trend correlato a un elevato numero di impianti di piccola taglia distribuiti abbastanza uniformemente sul territorio ed una seconda tendenza relativa ad alcuni impianti di grandi dimensioni associati ad installazioni industriali o a terra (Figura 9); già a fine 2024 veniva quasi raggiunto il numero di 1.500 impianti.

Nonostante la situazione tra i due Comuni sia per certi aspetti simile, vi sono anche alcune differenze che è opportuno mettere in luce: mentre Trieste è caratterizzata dalla preponderanza, in termini di potenza installata, di impianti fotovoltaici di taglia medio-grande, a Gorizia la maggioranza delle installazioni ha potenza inferiore ad alcune decine di kW. Tant'è che, considerando i soli impianti in bassa tensione, Gorizia presenta una densità di potenza installata per km² da fonte solare maggiore di quella di Trieste (Figura 12). A Gorizia, la minore densità abitativa, a cui corrisponde una maggior presenza di abitazioni di tipo unifamiliare e minori vincoli installativi, favoriscono la crescita del fotovoltaico di piccola taglia. La presenza più modesta di impianti di grande taglia è invece da imputarsi alla presenza più limitata di grandi attività commerciali e industriali.

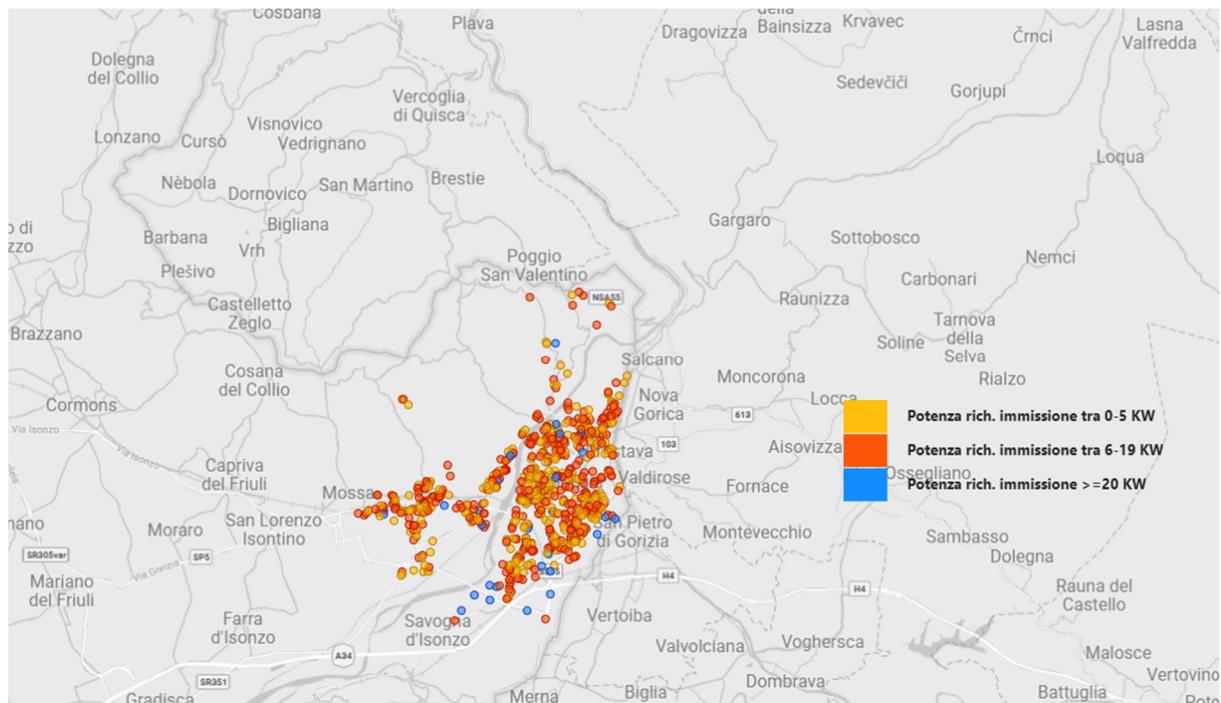
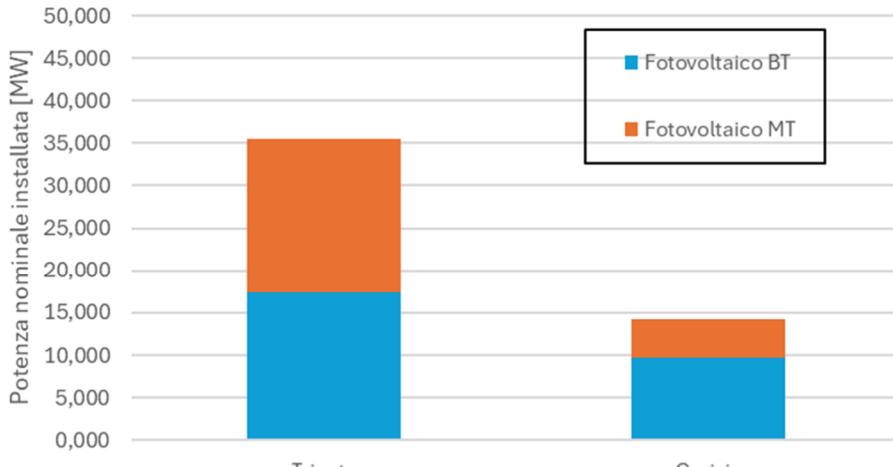
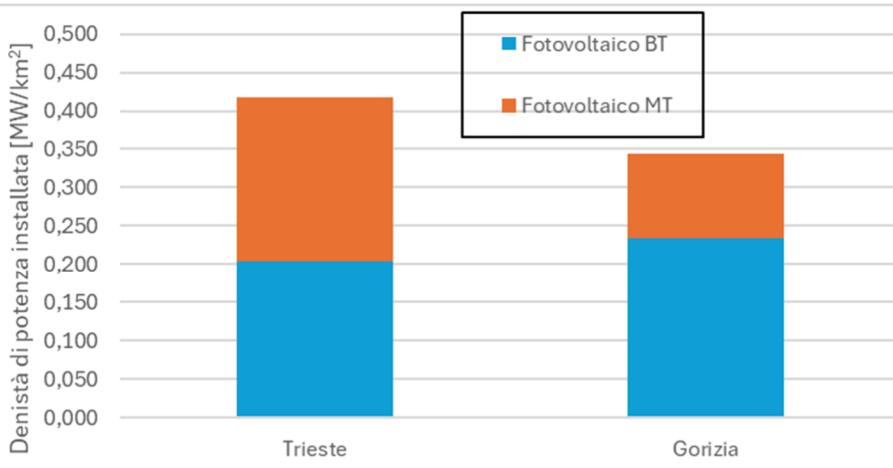


Figura 9 - Distribuzione della fonte fotovoltaica a Gorizia al 31.12.2024.

DIREZIONE RETI**Figura 10 - Confronto tra la potenza nominale della generazione fotovoltaica a Trieste e Gorizia al 31.12.2024****Figura 11 - Densità di generazione fotovoltaica per livello di tensione a Trieste e Gorizia al 31.12.2024**

Relativamente alla generazione termica, a Trieste (Figura 12, a sinistra) questa ricomprende una ventina di unità di produzione localizzate in siti industriali o utenze con particolari esigenze di continuità del servizio (es. ospedali). Simili considerazioni valgono a Gorizia, seppur per un numero più limitato di installazioni (Figura 12, a destra).



Figura 12 – Distribuzione della generazione termica a Trieste (sinistra) e Gorizia (destra) al 31.12.2024

Infine, la generazione idroelettrica rappresenta un aspetto peculiare di Gorizia, grazie alla vicinanza del fiume Isonzo (Figura 13). Luogo e taglia degli impianti sono funzione della disponibilità di siti idonei alla realizzazione di nuove centrali e delle relative opere idrauliche, e dall'esito positivo dei processi autorizzativi necessari all'attivazione di nuovi generatori. A Gorizia, attualmente sono presenti due centrali idroelettriche, per una potenza complessiva di circa 6 MW, mentre è stato momentaneamente accantonato il progetto di realizzazione di una terza.

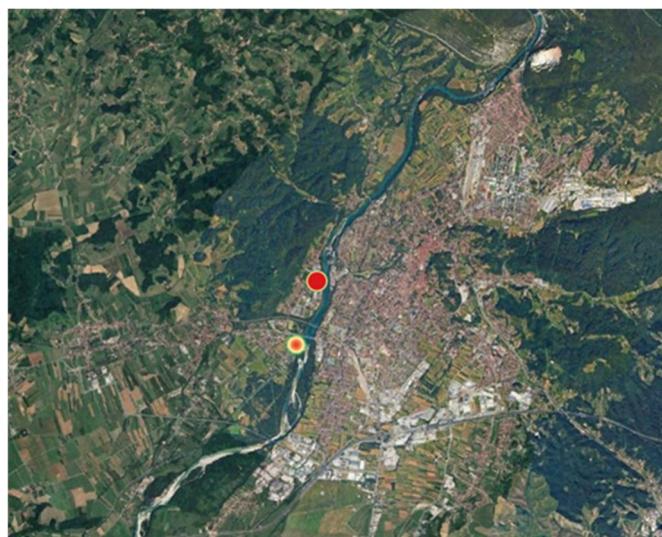


Figura 13 – Distribuzione della generazione idroelettrica a Gorizia al 31.12.2024.

Strettamente correlata alla diffusione delle rinnovabili è anche un'altra tendenza che si sta manifestando in modo massivo sulla rete di distribuzione AcegasApsAmga, relativa all'installazione di sistemi di accumulo dell'energia (batterie) contestualmente alla realizzazione degli impianti di generazione.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 19 di 56
	DIREZIONE RETI		

Grazie alla riduzione del costo della tecnologia e alla possibilità di beneficiare di meccanismi di incentivazione particolarmente convenienti (es. superbonus 110%), lo stoccaggio dell'energia tramite batterie ha trovato ampia diffusione negli ultimi anni. Il numero di sistemi di accumulo connessi alla rete fanno sì che allo stato attuale nei fatti il fenomeno non possa più ritenersi marginale.

Nei territori di Trieste e Gorizia, sono presenti quasi esclusivamente accumuli di piccola taglia (fino a qualche decina di kW) associati ad impianti fotovoltaici.

A fine 2024, risultavano installati a Trieste oltre 1.850 sistemi di accumulo per una potenza nominale totale di 16,1 MW e una capacità di 21,9 MWh.

Sebbene con numeri più modesti, anche a Gorizia in epoca recente si è vista un'ampia diffusione di storage a batterie accoppiati a impianti fotovoltaici di piccola taglia. In questo caso, a fine 2024, erano presenti oltre 670 impianti per una potenza nominale totale di 5,9 MW ed una capacità di 7,6 MWh.

Tale tendenza va riletta in positivo, per il suo effetto di mitigazione sull'impatto delle iniezioni delle FER sulla rete di distribuzione. Si osserva però come ad oggi il potenziale delle tecnologie di accumulo sia solo in minima parte sfruttato, dato che tali apparati sono utilizzati quasi esclusivamente per finalità di incremento dell'autoconsumo locale. Viceversa, in prospettiva, lo storage dovrebbe trovare una più ampia applicazione nella fornitura di servizi alla rete, con benefici sia per il gestore, in termini di riduzione dei costi di esercizio e degli investimenti di sviluppo, sia per gli utenti, che si vedrebbero riconosciuto un compenso per i servizi forniti.

In conclusione, Trieste e Gorizia, seppur accomunate da alcune similitudini relativamente allo stato di fatto della generazione distribuita sul territorio, presentano anche forti specificità, che impongono differenti approcci alla pianificazione e alla gestione dell'infrastruttura di distribuzione elettrica. In entrambi i contesti, la produzione locale non è ancora tale da causare problematiche di carattere sistematico sulla rete. Questo anche grazie alla densità di carico elettrico piuttosto elevata, che fa sì che tendenzialmente sia preservato il carattere passivo della rete; per cui, nella situazione attuale, le iniezioni della generazione distribuita contribuiscono spesso a ridurre i transiti sulla rete, migliorandone gli indicatori di esercizio.

È opportuno però anche considerare che, nonostante lo scarso impatto ed a volte i benefici a livello sistematico, è sempre più frequente il manifestarsi di problematiche locali, specie sulla rete BT, ma anche su alcune dorsali dalla rete in media tensione. Questi scenari sono caratterizzati dalla presenza di un numero significativo di impianti rinnovabili (soprattutto fotovoltaici) localizzati in specifiche porzioni del territorio oppure dalle immissioni in rete di alcuni impianti di taglia medio-grande.

5. Stato della rete di distribuzione

All'interno del presente Piano di Sviluppo, l'identificazione dello stato attuale della rete in condizioni ordinarie è stata realizzata mediante lo svolgimento di simulazioni numeriche

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 20 di 56
	DIREZIONE RETI		

sviluppate all'interno di un software di calcolo commerciale (DigSilent PowerFactory). AcegasApsAmga dispone attualmente del modello della rete di media tensione dei territori di Trieste e Gorizia, calibrato sul giorno di massimo consumo elettrico dell'anno 2024. È attualmente in corso l'attività di modellazione completa della rete di bassa tensione di entrambi i territori.

Le simulazioni di rete prevedono principalmente l'esecuzione di calcoli di load flow, a rete integra. In questo modo è possibile valutare il comportamento della rete, in termini di tensioni e correnti, in regime statico di funzionamento. Nello specifico, i calcoli di load flow sono impiegati per determinare il valore di regime delle grandezze elettriche di interesse per ogni ora dell'anno di riferimento prescelto (8760 istanti temporali).

La condizione di simulazione dello stato di fatto prevede di verificare la rete nel momento in cui si registra il massimo consumo della rete, nelle condizioni di assetto standard.

Per la calibrazione del modello si sono considerati i dati misurati a telecontrollo dell'anno 2024, e si è proceduto selezionando il giorno di massimo carico nei due territori di Trieste e Gorizia, individuato nella data del 19/07/2024 per entrambi i territori.

Nel seguito vengono rappresentati i risultati della simulazione nello scenario di massimo consumo per la rete di Trieste e di Gorizia, in forma tabellare, con focus sulle linee di media tensione e sulle cabine primarie. In particolare, risulta che:

- Per tutte le linee in media tensione:
 - Il massimo livello di carico (rapporto tra corrente circolante e portata al limite termico) registrato lungo le linee risulta in generale inferiore all'80%; l'unico caso critico noto è quello relativo al Feeder Centro della rete di Trieste che assume il valore di 90%; tale criticità viene risolta, nei periodi di massimo consumo, con un alleggerimento del carico sotteso del centro satellite alimentato.
 - Le tensioni minima e massima per ogni nodo sono state valutate sempre nei limiti tra del ±10%.
- Il livello di carico dei trasformatori AT/MT, che sono tipicamente sempre tutti in servizio, risulta sempre essere mediamente sotto il 50%.

Tabella 7 - Risultati simulazione CP per la rete di Trieste

Cabina Primaria	Potenza attiva [MW]	Potenza reattiva [MVar]	Potenza apparente [MVA]	Fattore di potenza [cosfi]
Broletto	34,8	13,6	37,4	0,93
Altipiano	10,6	4,7	11,6	0,91
Rozzol	26,8	8,8	28,2	0,95
Valmartinaga	43,0	19,6	47,2	0,91

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 21 di 56
	DIREZIONE RETI		

Tabella 8 - Risultati simulazione CP per la rete di Gorizia

Cabina Primaria	Potenza attiva [MW]	Potenza reattiva [MVar]	Potenza apparente [MVA]	Fattore di potenza [cosfi]
S.Andrea	16,10	6,70	17,50	0,92

Condizioni di emergenza

Si ipotizzano i seguenti eventi anomali che possono interessare la rete elettrica:

- A) Guasto o messa fuori servizio di una linea MT
- B) Guasto o messa fuori servizio trasformatore AT/MT
- C) Indisponibilità dell'alimentazione AT dell'intera cabina primaria
- D) Guasto o messa fuori servizio di linea AT
- E) Indisponibilità della generazione fotovoltaica
- F) Indisponibilità della generazione sincrona
- G) Indisponibilità della generazione fotovoltaica e della generazione sincrona

Il caso (A) è il disservizio più frequente per la rete MT: la rete è strutturata in modo da poter gestire tali evenienze con operazioni di telecomando che, tramite contro-alimentazione, minimizzano il disservizio.

Il caso (B) è facilmente superabile mediante la ridondanza delle cabine ricevitorie AT/MT che con due trasformatori AT/MT che lavorano normalmente sotto il 50% del carico garantiscono sempre l'eventuale indisponibilità di uno dei due.

Tabella 9 – Elenco semisbarre CP

Denominazione impianto	Codice trasformatore	Potenza nominale del trasformatore [MVA]	Codice univoco semisbarra
ALTIPIANO	TR 131	25	20_S1RE
ALTIPIANO	TR 131	25	20_S1SI
ALTIPIANO	TR 132	25	20_S2RE
ALTIPIANO	TR 132	25	20_S2SI
BROLETTO	TR 131	45	10_S1
BROLETTO	TR 132	45	10_S2
BROLETTO	TR 131	45	30_S1
BROLETTO	TR 132	45	30_S2
ROZZOL	TR 131	40	30_S1
ROZZOL	TR 132	40	30_S2
VALMARTINAGA	TR 131	45	10_S1A
VALMARTINAGA	TR 131	45	10_S1B
VALMARTINAGA	TR 132	45	10_S2B
VALMARTINAGA	TR 131	45	30_S1
VALMARTINAGA	TR 132	45	30_S2
S. ANDREA CP	TR ROSSO	25	20_SR
S. ANDREA CP	TR VERDE	25	20_SV

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.			
	REV. 1		PAG. 22 di 56	
	DIREZIONE RETI			

Tabella 10 – Contro-alimentazione semisbarre CP (diurno)

Codice univoco semisbarra	Carico massimo tipico diurno estivo [MW]	Stima massima contro-alimentabilità da rete MT al carico massimo tipico diurno estivo [MW]	Carico massimo tipico diurno invernale [MW]	Stima massima contro-alimentabilità da rete MT al carico massimo tipico diurno invernale [MW]
20_S1RE	4,36	4,36	5,44	5,44
20_S1SI	0,00	0,00	0,00	0,00
20_S2RE	5,16	5,16	5,61	5,61
20_S2SI	1,29	1,29	1,14	1,14
10_S1	12,60	12,60	11,82	11,82
10_S2	12,13	12,13	9,42	9,42
30_S1	3,11	3,11	2,55	2,55
30_S2	2,91	2,91	5,34	5,34
30_S1	13,27	13,27	9,75	9,75
30_S2	7,04	7,04	7,36	7,36
10_S1A	5,65	5,65	4,16	4,16
10_S1B	2,91	2,91	2,44	2,44
10_S2B	3,81	3,81	5,05	5,05
30_S1	10,47	10,47	10,72	10,72
30_S2	16,38	16,38	12,05	12,05
20_SR	12,23	12,23	11,82	11,82
20_SV	1,88	1,88	3,14	3,14

Tabella 11 - Contro-alimentazione semisbarre CP (notturno)

Codice univoco semisbarra	Carico massimo tipico notturno estivo [MW]	Stima massima contro-alimentabilità da rete MT al carico massimo tipico notturno estivo [MW]	Carico massimo tipico notturno invernale [MW]	Stima massima contro-alimentabilità da rete MT al carico massimo tipico notturno invernale [MW]
20_S1RE	5,30	5,30	4,02	4,02
20_S1SI	0,00	0,00	0,00	0,00
20_S2RE	3,62	3,62	3,03	3,03
20_S2SI	0,90	0,90	0,76	0,76
10_S1	7,52	7,52	6,23	6,23
10_S2	8,13	8,13	4,87	4,87
30_S1	2,64	2,64	1,96	1,96
30_S2	1,54	1,54	3,12	3,12
30_S1	10,09	10,09	4,87	4,87
30_S2	5,02	5,02	3,85	3,85
10_S1A	2,91	2,91	2,22	2,22
10_S1B	1,54	1,54	1,10	1,10
10_S2B	2,65	2,65	2,57	2,57
30_S1	6,56	6,56	5,16	5,16
30_S2	7,39	7,39	5,06	5,06
20_SR ³	7,33	7,33	5,66	5,66
20_SV ³	1,39	1,39	1,80	1,80

³ Contro-alimentazione possibile esclusivamente da altra impresa distributrice

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 23 di 56
	DIREZIONE RETI		

Per quanto riguarda il caso (C) esistono delle procedure di mitigazione del disservizio mediante manovre di esercizio e di contro-alimentazione sulla rete MT sfruttando le altre cabine AT/MT, come rappresentato nella tabella trasmessa a luglio 2024 a Terna e ARERA in ottemperanza all'articolo 66.5 TIQD e all'allegato A66 CdR Terna che restituiamo nel seguito in varie viste (Tabella 9, Tabella 10 e Tabella 11).

La condizione di cui al caso (D) coincide con la condizione al caso (C), in quanto il fuori servizio di una linea AT di alimentazione delle CP può disalimentare, nella condizione più gravosa, al massimo una singola CP.

Gli eventi (E), (F) e (G), al momento attuale, non rappresentano delle criticità per l'esercizio della rete.

Flessibilità e osservabilità

Lo sfruttamento dei servizi di flessibilità a supporto della rete elettrica di distribuzione assume particolare rilevanza nello scenario delineato, caratterizzato dalla necessità di soddisfare tempestivamente le richieste di connessione di nuovo carico e generazione, compatibilmente con i vincoli di costo e realizzativi delle opere, evitando al contempo impatti negativi sulla qualità del servizio fornito agli utenti. Al fine di comprendere come i servizi di flessibilità possano trovare applicazione sulla propria rete e trovare risposta alle incognite esistenti, AcegasApsAmga si è da tempo attivata su diversi tavoli di lavoro, in collaborazione, ad esempio, con ARERA, Utilitalia, Politecnico di Milano e con i principali DSO attivi a livello nazionale; inoltre, si è mossa con i fornitori di tecnologie, allo scopo di rifornirsi degli apparati di rete necessari ad abilitare l'acquisizione di servizi e con i soggetti presenti sul territorio in grado potenzialmente di offrirli, con l'obiettivo di essere in grado di abilitare questo servizio entro il primo semestre 2026.

Inoltre, AcegasApsAmga si è attivata nella direzione di stimare in forma quantitativa e in modo sistematico i possibili benefici derivanti dai servizi di flessibilità a partire da un'analisi strutturata sulla totalità del perimetro servito, ovvero nei comuni di Trieste e Gorizia. Il progetto si concluderà nel 2025.

Per quanto riguarda l'osservabilità, come previsto dall'art. 4.2 della Delibera 540/2021/R/eel di ARERA, AcegasApsAmga S.p.A. ha realizzato l'infrastruttura per rendere disponibili le informazioni relative agli adempimenti previsti per gli impianti di produzione energia elettrica di potenza uguale o maggiore a 1MW connessi o da connettere alle reti di media tensione.

Nel caso di impianti di produzione da connettere alle reti di media tensione, i Produttori devono installare gli apparati di campo e il relativo sistema di comunicazione, a livello di impianto di produzione, che consentano la rilevazione dei dati oggetto di scambio ai sensi del Codice di rete di Terna secondo le modalità disciplinate dagli Allegati O e T alla Norma CEI 0-16.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 24 di 56
	DIREZIONE RETI		

Criticità

Non si riscontrano, al momento, significative criticità dovute a congestioni di rete, continuità del servizio, qualità della tensione ecc. L'unica eccezione in merito ai profili BT è rappresentata da alcune porzioni di rete BT dove si registra una compresenza di produzione e carichi, soprattutto a fondo linea. Questa criticità viene sistematicamente affrontata con un'attività di modellazione della BT ed interventi puntuali di potenziamento.

Per quanto concerne le possibili future criticità, e le relative azioni correttive, si rimanda al successivo capitolo 8.

6. Scenari di evoluzione del sistema energetico

Introdurre gli scenari energetici intercettando le future tendenze necessita obbligatoriamente di una analisi del quadro generale dei territori nei quali AcegasApsAmga ha il ruolo del distributore. I rapidi cambiamenti nel settore energetico, influenzati da fattori globali come la crisi climatica e le politiche energetiche europee, comportano un rafforzamento della rete di distribuzione per affrontare le sfide della transizione energetica garantendo che le infrastrutture siano pronte a supportare una crescente domanda di energia connettendo anche fonti rinnovabili.

Gli impatti calamitosi e gli eventi globali degli ultimi anni hanno profondamente mutato il contesto nel quale agiscono i distributori energetici e pertanto, la pianificazione degli investimenti afferenti alla rete di distribuzione, cuore pulsante ed elemento cardine sul quale si permea la transizione ecologica, sarà sempre più essenziale e volta a infrastrutturare e rafforzare un nuovo sistema di utilizzo dell'energia, in ogni ambito.

Uno degli elementi che sta favorendo il new deal ecologico degli Stati europei è il Repower EU, declinato in Italia nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (o PNRR) che, con il suo impatto economico in progetti di economia circolare, ha trovato applicazione anche in iniziative ed azioni volte a favore la decarbonizzazione e gli indotti economici per innescare un volano che riesca a supportare e, ove fosse possibile anticipare, le necessità di mutazione della Società in termini di utilizzo e consumi. A livello nazionale, l'arrivo di ingenti risorse pubbliche, ha incentivato anche investimenti privati diversificando le necessità in ogni ambito da quello sociale a quello produttivo passando per la mobilità. Ecco, quindi, che le infrastrutture energetiche saranno il mezzo fondamentale per accompagnare i nuovi scenari in un ambito in continuo cambiamento ed inedito che dovrà accogliere le crescenti domande energivore e di produzione in una attualità fatta di crescenti produzione diffuse.

In virtù del quadro generale e delle prospettive sociali ed economiche ne consegue che, più che in passato, la necessità di investire nelle reti è un obiettivo primario a più livelli e di necessità pubblica affinché l'infrastruttura sia il veicolo del cambiamento e del processo di transizione energetica. I distributori si trovano a dover fronteggiare contemporaneamente una pluralità di sfide che rendono il quadro in cui operano più complesso che in passato,

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 25 di 56
	DIREZIONE RETI		

nell'ambito del quale il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione passerà anche attraverso elementi complementari quali:

- la digitalizzazione e l'utilizzo dell'intelligenza artificiale che consentiranno una miglior gestione ed efficienza delle reti in ottica manutentiva, predittiva e di servizi di flessibilità;
- l'economia circolare che con il progressivo ingresso e miglioramento di nuove tecnologie nel campo delle rinnovabili e nello stoccaggio dell'energia consentirà di decentralizzare il sistema elettrico a favore di uno distribuito;
- l'integrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), quale ad esempio l'idrogeno, sul quale AcegasApsAmga ha avviato un importante progetto di produzione e distribuzione.

I fattori di cambiamento rappresentano le variabili che influenzano l'evoluzione della domanda energetica nei diversi settori di utilizzo finale. Questi fattori determinano la trasformazione dei consumi nel tempo, agendo su tre principali vettori energetici: elettricità, gas e teleriscaldamento.

I principali fattori di cambiamento considerati includono:

- transizione tecnologica (es. diffusione delle pompe di calore, incremento del teleriscaldamento, crescita delle cucine a induzione);
- efficientamento energetico (es. miglioramento delle prestazioni degli edifici che migliorano la propria classe energetica);
- elettrificazione dei consumi (es. sostituzione di impianti a gas con soluzioni elettriche, sviluppo della mobilità elettrica);
- autoproduzione e autoconsumo (es. maggiore utilizzo di energia prodotta da impianti fotovoltaici);
- cambiamenti infrastrutturali (es. espansione del teleriscaldamento e introduzione di sistemi di gestione dei consumi).

Per stimare i fabbisogni di energia finale nei propri territori e lo sviluppo della generazione distribuita, prevalentemente identificata con la messa in servizio di piccoli impianti ad energie rinnovabili, nell'arco di pianificazione, in conformità con i criteri condivisi con gli altri DSO nazionali (allegato c) al presente Piano di Sviluppo) secondo quanto previsto dall'art. 61 comma 3 dell'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel, modificato ed integrato con deliberazioni 55/2024/R/eel, 392/2024/R/com, 472/2024/R/eel e 543/2024/R/eel, AcegasApsAmga ha considerato diversi scenari elaborati partendo da dati reali e proiezioni di terze parti per definire una propria previsione, denominata "scenario MSV", descritta nell'allegato c1 al presente Piano.

Nei paragrafi che seguono si riportano le principali risultanze dell'analisi, effettuata nell'autunno 2024 ed aggiornata a gennaio 2025.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 26 di 56
	DIREZIONE RETI		

6.a Scenari di sviluppo delle FER e dei sistemi di accumulo

La previsione locale della potenza installata e dell'energia immessa in rete conferma la netta tendenza alla crescita (Figura 14), già riscontrabile nel quinquennio 2019-2024 utilizzato come base storica d'analisi.

Sebbene in crescita, la produzione di energia solare supera quantitativamente la produzione Idroelettrica solo nel 2030, mentre rimane prevalente, in tutto il periodo di previsione, la quota di produzione termica (cicli combinati), che nel 2030 costituisce ancora oltre il 60% dell'energia totale prodotta nel territorio ed immessa nelle reti di AcegasApsAmga, comunque in calo rispetto al 78% del 2023 ed all'82% del 2019.

Per quanto riguarda gli accumuli, il loro sviluppo si mostra fortemente correlato alla proliferazione degli impianti di generazione fotovoltaici, con un rapporto fra capacità nominale ed energia fotovoltaica prodotta tendente a 1 Wh_{acc}/Wh_{prodotto} (Figura 15).

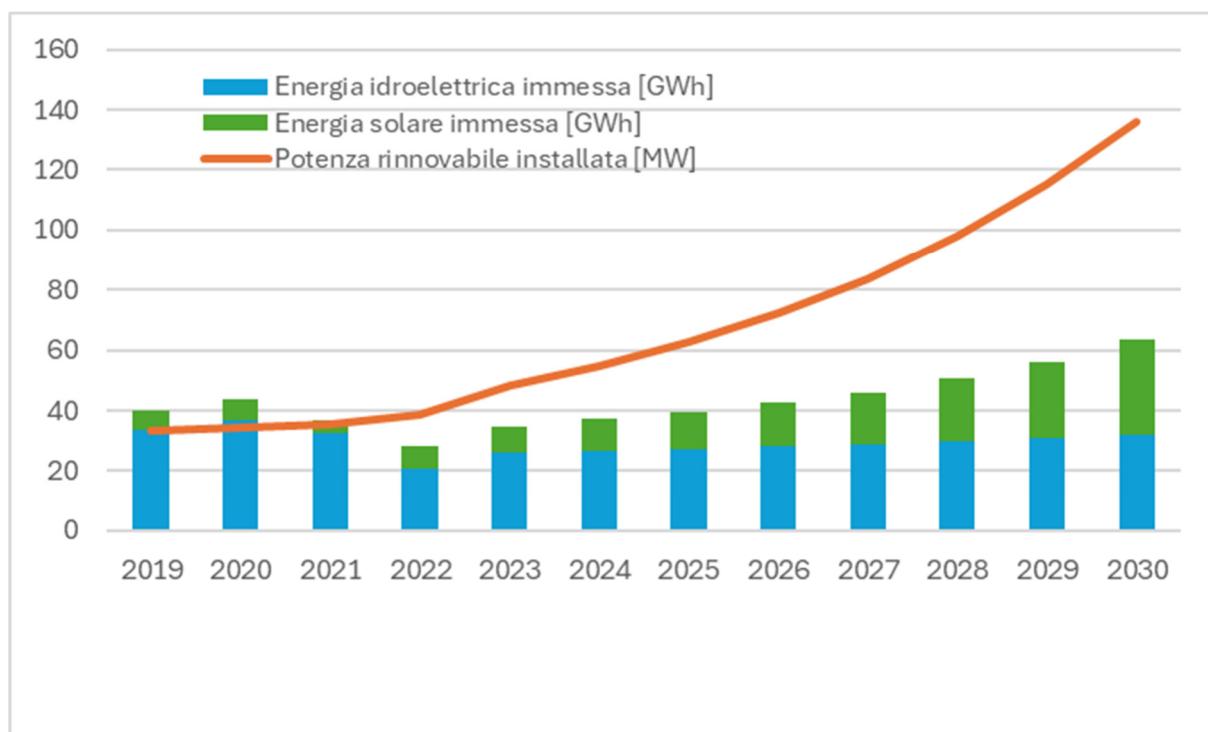


Figura 14 – Previsione di evoluzione energia rinnovabile nei territori serviti da AcegasApsAmga

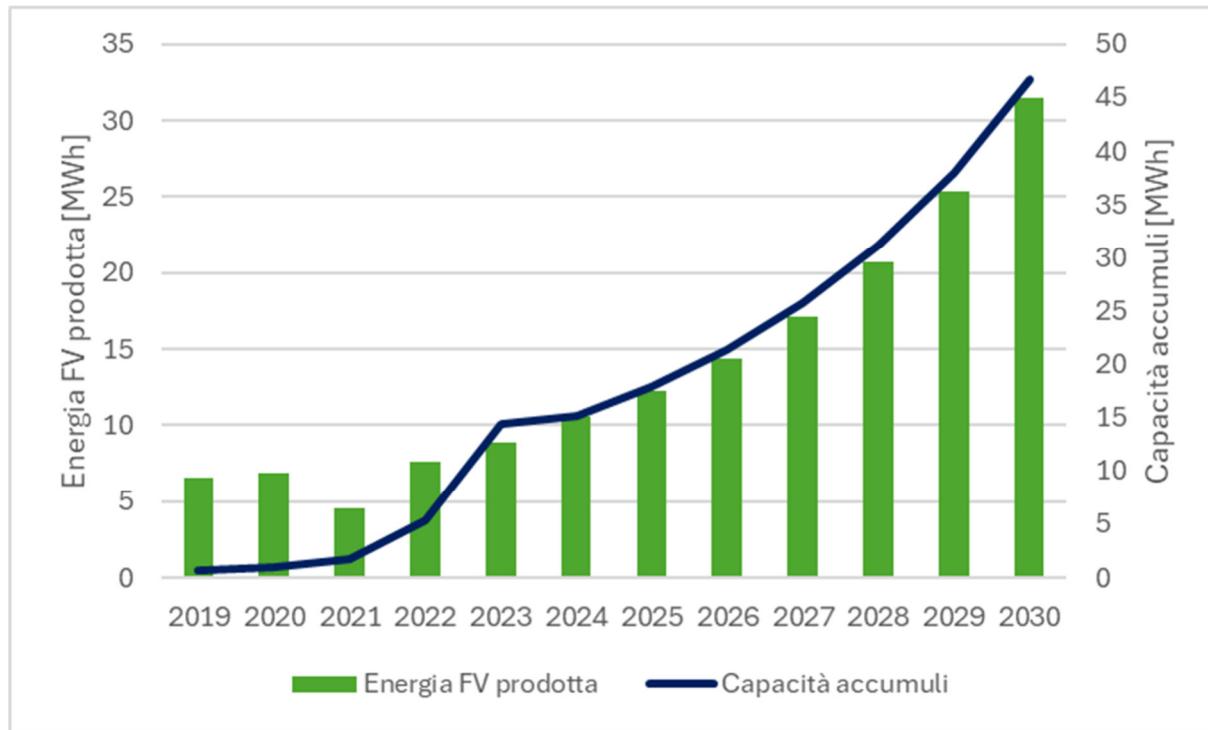


Figura 15 - Previsione di evoluzione della capacità degli accumuli in relazione con l'energia fotovoltaica prodotta nei territori serviti da AcegasApsAmga.

6.b Scenari di sviluppo dei consumi

L'analisi dei consumi energetici fino al 2030 mostra una riduzione della domanda di gas e un incremento dell'uso di energia elettrica, riflettendo la transizione verso un sistema energetico di elettrificazione dei consumi.

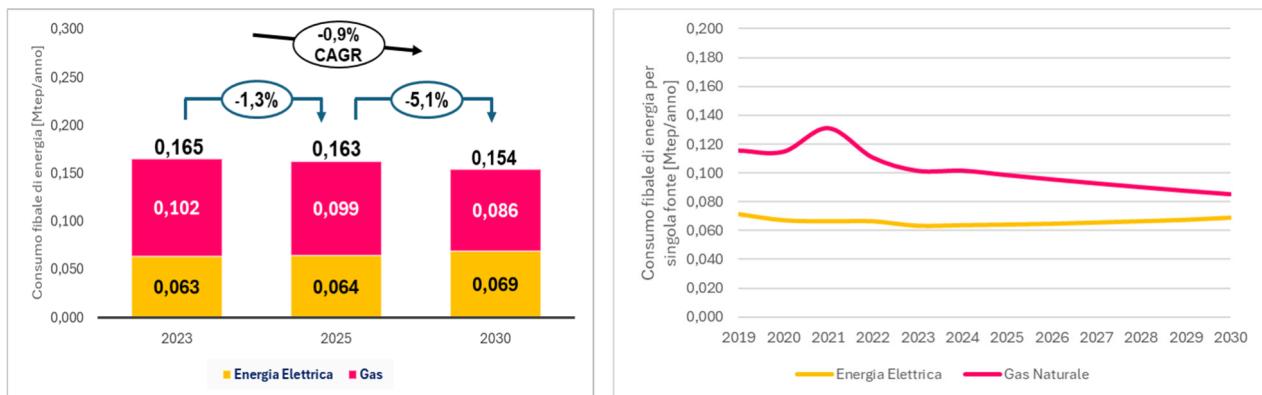


Figura 16 - Evoluzione dei consumi di energia elettrica e gas nei comuni di Trieste e Gorizia

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 28 di 56
	DIREZIONE RETI		

Energia Elettrica

Il consumo di energia elettrica è atteso in crescita del 9,1% tra il 2023 e il 2030, passando da 734 GWh nel 2023 a 801 GWh nel 2030. Tale incremento stimato, pari ad un +1,36% annuo, è legato all'elettrificazione degli usi finali, con una progressiva sostituzione delle tecnologie basate su combustibili fossili con soluzioni elettriche più efficienti.

Gas naturale

Il consumo di gas diminuisce del 15,8% tra il 2023 e il 2030, passando da 132 MSm³ nel 2023 a 111 MSm³ nel 2030. Dopo un aumento iniziale nel 2024 (+0,12%), il trend diventa negativo con una riduzione yoy del -2,82% fino al 2030. Il calo stimato è dovuto alla sostituzione progressiva delle tecnologie a gas con alternative elettriche, come le pompe di calore e alla maggiore efficienza degli edifici.

6.c Scenari di resilienza climatica

La valutazione della resilienza climatica è uno strumento fondamentale per poter progettare, realizzare e gestire infrastrutture in grado di garantire durante l'intero ciclo di vita la propria funzione di tipo strategico nell'attuale (e futuro) contesto di eventi meteorologici estremi.

Questa analisi, svolta secondo la metodologia illustrata nel documento della Commissione europea “Orientamenti tecnici per infrastrutture a prova di clima nel periodo 2021-2027”, (2021/C 373/01) del 16 settembre 2021, costituisce la base per identificare, valutare e attuare misure di adattamento mirate a ridurre il rischio residuo a un livello accettabile, a partire dalla fase di progettazione dell'intervento fino alle diverse fasi di gestione (manutenzione, monitoraggio, ecc.).

La metodologia prevede innanzitutto di identificare i rischi climatici significativi, descritti attraverso degli indicatori, i cui valori sono definiti sulla base di serie storiche per il clima attuale, o, per il clima futuro, dalle variazioni climatiche attese ottenute tramite modelli climatici in relazione a diverse possibili evoluzioni dello sviluppo socioeconomico globale. Nel caso in esame, sono stati considerati due scenari di emissioni: RCP4.5 “Forte mitigazione” e RCP8.5 “Nessuna mitigazione” per il periodo temporale 2036-2065.

Una prima fase, detta *screening*, mira a valutare la vulnerabilità dell'infrastruttura come combinazione dell'analisi della sensibilità, che valuta l'impatto del rischio climatico sulle diverse parti dell'infrastruttura (linee aeree, linee interrate, cabine, contatori) e dell'esposizione, che individua i possibili rischi climatici specifici della zona geografica dove si colloca l'opera.

L'esito dell'analisi di vulnerabilità per la rete di distribuzione elettrica a servizio di Gorizia e di Trieste è rappresentato in Figura 17.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.						
	REV. 1					PAG. 29 di 56	
	DIREZIONE RETI						

		GORIZIA			TRIESTE		
FATTORE METEOCLIMATICO	PERICOLO CLIMATICO/EVENTO PERICOLOSO	ESPOSIZIONE	SENSIBILITÀ'	VULNERABILITÀ'	ESPOSIZIONE	SENSIBILITÀ'	VULNERABILITÀ'
Temperatura	Onda di calore	MEDIO	ALTO	ALTO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Ondate di freddo e gelo	BASSO	ALTO	MEDIO	BASSO	ALTO	MEDIO
	Aumento di temperatura lungo periodo	MEDIO	ALTO	ALTO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incendi boschivi	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO
Venti	Tempesta di fulmini	MEDIO	ALTO	ALTO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Tempeste di vento/uragani	BASSO	ALTO	MEDIO	MEDIO	ALTO	MEDIO
Siccità	Siccità	BASSO	BASSO	BASSO	BASSO	BASSO	BASSO
	Alluvioni	ALTO	ALTO	ALTO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Neve e grandine	MEDIO	ALTO	ALTO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Piogge intense/Precipitazioni improvvise	MEDIO	ALTO	ALTO	MEDIO	ALTO	ALTO
Masse solide	Frane veloci e lente	BASSO	ALTO	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO
	Subsidenza	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Erosione costiera/aumento livello del mare	n/a	n/a	n/a	MEDIO	ALTO	ALTO
	Degradazione del suolo	BASSO	BASSO	BASSO	BASSO	BASSO	BASSO

Figura 17 – Esito dell’analisi di vulnerabilità per la rete di distribuzione elettrica di Gorizia e di Trieste

La metodologia prevede una seconda fase, denominata *analisi dettagliata*, con lo scopo di approfondire quei pericoli per cui la vulnerabilità risulta media o alta attraverso la valutazione della probabilità di accadimento di quel pericolo e l’impatto sull’infrastruttura, sulla base dei punteggi riportati in Figura 18.

Dall’analisi dettagliata emerge che i rischi più significativi, per le infrastrutture analizzate, sono:

- 1) Incendi boschivi
- 2) Ondate di calore
- 3) Alluvioni e mareggiate

come rappresentato in Figura 19.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 30 di 56
	DIREZIONE RETI		

Valutazioni e Principi di Punteggio (Scoring)

Probabilità			Impatto sul progetto (effetto)		
Scala	Range probabilità	Punteggio	Scala	Significato	Punteggio
Molto basso	Molto improbabile/Rara; 0-10 %	1	Nessun impatto	Nessun impatto sul benessere sociale e sul funzionamento dell'infrastruttura, anche senza interventi risolutivi	I
Basso	Considerate le pratiche attuali, improbabile che accada; 10-33 %	2		Basso impatto sul benessere sociale, sul funzionamento dell'infrastruttura, basso impatto sui risultati finanziari del Progetto, interventi di ripristino e miglioramento necessari.	II
Medio	Moderata / è già successo in situazioni/contesti analoghi; 33-66 %	3		Impatto moderato sul benessere sociale e sul funzionamento dell'infrastruttura, predominanti effetti negativi finanziari anche nel medio-lungo termine.	III
Alto	Probabile che accada; 66-90 %	4		Grosse perdite di benessere sociale, l'accadimento di un evento può risultare nell'impossibilità di raggiungere gli obiettivi di base del Progetto, interventi di ripristino anche pesante potrebbero non bastare ad evitare anche perdite pesanti.	IV
Molto alto	Molto probabile che accada/quasi certa, possibilmente anche molte volte; 90-100 %	5		Impatto Catastrofico Fallimento del Progetto, l'evento potrebbe causare anche il completo fallimento nel raggiungimento degli obiettivi del Progetto, gli effetti principali del Progetto potrebbero non essere mai raggiunti nemmeno nel medio e lungo periodo.	V

Figura 18 - Valutazioni e principi di punteggio (scoring)

ANALISI DETTAGLIATA		Probabilità				
		Molto bassa	Bassa	Media	Alta	Molto Alta
Impatto	Nessun impatto	Degradazione del suolo	Siccità	Erosione costiera/aumento livello mare	Tempesta di vento	
	Piccolo impatto	Subsidenza		Aumento temperatura media	Piogge intense e precipitazioni improvvise	
	Impatto moderato		Ondata di freddo Neve e grandine	Alluvioni/mareggiate	Ondata di calore	
	Impatto critico	Fulmini	Frane		Incendi boschivi	
	Impatto catastrofico					

Figura 19 – Tabella sintetica dell'analisi dettagliata.

In merito al rischio di cui al punto (1), che non impatta direttamente sulle reti gestite da AAA ma sulle reti di alimentazione gestite da TERNA, il cui contemporaneo fuori servizio potrebbe compromettere l'alimentazione delle CP, in particolare di quelle della città di Trieste, è stata condivisa con il TSO ed inserita nel piano di resilienza di quest'ultimo, la realizzazione di un nuovo collegamento a 132 kV in cavo, per l'attestamento del quale

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 31 di 56
	DIREZIONE RETI		

AcegasApsAmga ha già previsto di realizzare la predisposizione nell'ambito dell'intervento di realizzazione della nuova Cabina Primaria di Roiano (rif.to acegasapsamga-PdS2023-001, cfr. capitolo 9).

Per quanto riguarda i rischi (2) e (3), poiché gli eventi meteorologici già accaduti non abbiano avuto alcun impatto significativo sulla rete e sulla continuità del servizio, le azioni per il momento messe in campo saranno essenzialmente MISURE OPERATIVE di monitoraggio e di risposta all'eventuale emergenza.

6.d Tassi di crescita 2024-2030 e proiezioni oltre il 2030

Ai sensi di quanto previsto dall'allegato A alla deliberazione ARERA n. 112/2025/R/EEL del 25 marzo 2025, si indicano di seguito i tassi netti di crescita impiegati nell'analisi costi-benefici (cfr. capitolo 7.4.2):

	2023 GWh	2024 GWh	2030 GWh	2030 vs 2024	2024-30 CAGR	2040 GWh	2040 vs 2030	2031-40 CAGR
Trieste - consumi (GWh)	614	617	672	8,9%		766	14,0%	
Trieste - FER (GWh)	6	7	22	204,9%		30	38,6%	
Trieste - netto (GWh)	608	610	650	6,6%	1,07%	736	13,2%	1,24%
Gorizia - consumi (GWh)	120	121	129	5,9%		147	14,0%	
Gorizia - FER (GWh)	29	30	42	38,9%		58	38,6%	
Gorizia - netto (GWh)	92	92	87	-4,8%	-0,82%	89	2,2%	0,22%

I tassi di crescita 2024-2030 del carico al netto dell'aumento della generazione distribuita sono stati derivati dallo scenario “MSV” descritto nell'allegato c1 “Documento di Scenario Energetico Territoriale di AcegasApsAmga”; i tassi di crescita oltre il 2030 sono stati assunti pari alla media degli scenari considerati nel DDS Terna-SNAM pubblicato il 1° ottobre 2024:

	2030		2040		
	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
	352	341	412	388	385
Fabbisogno elettrico puro	Δ medio vs. 2030			14,0%	
<i>Idroelettrico</i>	46	46	46	46	46
<i>Solare</i>	105	92	168	151	144
TOTALE FER	151	138	214	197	190
	Δ medio vs. 2030			38,6%	

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 32 di 56
	DIREZIONE RETI		

7. Metodologia di scelta e rappresentazione degli interventi

A partire dalle previsioni di incremento della domanda di energia e potenza, derivanti dalla diffusione di nuove forme di utilizzo dell'energia, e dalla penetrazione della generazione distribuita nonché dall'integrazione degli impianti di accumulo - elaborate nelle analisi di scenario descritta nel “Documento di Scenario Energetico Territoriale” allegato c1 al presente Piano e sinteticamente illustrate al capitolo 6 - AcegasApsAmga ha individuato le principali esigenze di sviluppo dei propri impianti, integrando le previsioni effettuate con l'analisi dell'attuale struttura della rete, di cui al capitolo 5.

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

7.1 Driver

In coerenza con driver di sviluppo individuati nelle “Linee guida per la predisposizione dell’edizione 2025 dei Piani di Sviluppo”, nonché nella nota di compilazione del riepilogo degli interventi, di cui alla delibera 521/2024/R/eel, sono stati considerati da AcegasApsAmga per individuare gli interventi di sviluppo i driver seguenti.

Transizione energetica che si declina in **hosting capacity** e **loadability**: tale driver individua gli interventi finalizzati ad accogliere e integrare una maggiore quantità di energia da fonti rinnovabili, ad agevolare l'elettrificazione dei consumi e a rispondere alle nuove esigenze di maggior carico provenienti dall'utenza finale.

Resilienza: ricomprende gli investimenti destinati a incrementare la capacità della rete e dei suoi componenti di fronteggiare eventi metereologici estremi e condizioni straordinarie con particolare riferimento alle precipitazioni nevose in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve caduta alberi, vento e manicotti di ghiaccio.

Controllo tensione e gestione dell'energia reattiva: identifica gli interventi finalizzati a garantire una corretta gestione dell'energia reattiva e dei valori di tensione.

Qualità tecnica: include gli interventi destinati a migliorare la continuità del servizio, ovvero ridurre il numero delle interruzioni e la loro durata e quindi garantire la regolarità nella fornitura di energia elettrica.

Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica: individua gli investimenti per l'integrazione di tecnologie digitali avanzate, con l'obiettivo di migliorare la sicurezza e la sostenibilità della rete (quali ad esempio: strumenti di analisi avanzata e algoritmi di intelligenza artificiale per prevedere i guasti, per raccogliere dati e monitorare le condizioni della rete, misure di sicurezza informatica per proteggere la rete da attacchi e garantire l'integrità dei dati..).

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 33 di 56
DIREZIONE RETI			

Adeguamento impianti, impatto ambientale e sicurezza: include gli investimenti necessari per garantire la sicurezza nell'esercizio degli impianti e delle persone coinvolte nelle attività nonché il rispetto dei vincoli ambientali (ad esempio: sostituzione di apparecchiature obsolete, sistemi di monitoraggio per rilevare eventuali anomalie o guasti in tempo reale.)

7.2 I criteri di pianificazione

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

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

Il processo di pianificazione degli interventi infrastrutturali e tecnologici è principalmente orientato a:

- mantenimento e miglioramento delle condizioni di adeguatezza delle reti e degli impianti per far fronte alla domanda dell'utenza (attiva e passiva);
- miglioramento delle condizioni di sicurezza e di esercizio della rete di distribuzione;
- incremento dell'affidabilità del servizio con miglioramento dei parametri di continuità e qualità del servizio;
- incremento della resilienza delle reti;
- diminuzione delle perdite di rete;
- abilitare la rete a raggiungere i target energetici e climatici prefissati.

Entrando nel dettaglio del processo di pianificazione, le fasi di cui questo tipicamente si compone (Figura 20) sono:

1. **analisi scenari**, che consiste nell'analisi degli elementi di input che derivano sia dagli scenari energetici previsionali che dall'analisi dello stato attuale della rete elettrica per individuare le relative esigenze e/o criticità nonché dalle richieste dell'utenza;
2. **esigenze di rete**, che consiste nell'individuazione delle esigenze di rete atte a rispondere alle necessità di sviluppo individuate, anche tramite l'ausilio di sistemi di modellazione della rete;

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 34 di 56
DIREZIONE RETI			

3. **fattibilità tecnica**, che consiste nell'individuazione delle soluzioni tecniche più idonee, efficaci e performanti tenute in considerazioni le condizioni al contorno, anche tramite l'ausilio di sistemi di modellazione della rete;
4. **fattibilità economica**, che consiste nella verifica della fattibilità economica delle soluzioni tecniche individuate (laddove necessario anche con l'ausilio di un'analisi costi-benefici), ottimizzando gli interventi;
5. **pianificazione intervento**, che consiste nella programmazione dell'intervento all'interno del PdS in base anche a eventuali esigenze di prioritizzazione individuate dal DSO.

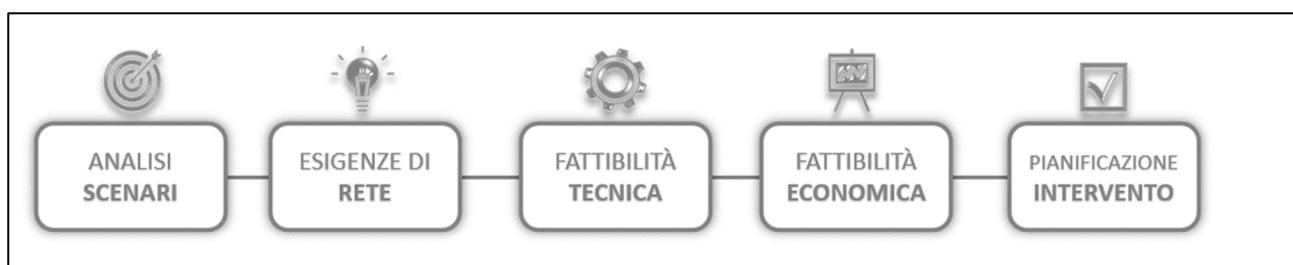


Figura 20 - Processo di pianificazione

Inoltre, le peculiarità proprie di ciascuna porzione di rete di distribuzione comportano l'adozione di modalità di individuazione delle soluzioni tecniche anche differenti tra ciascuna porzione di rete servita. In linea generale, l'approccio comune prevede:

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

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

- valutazione dei benefici all'utenza anche tramite analisi ACB;
- valutazione preliminare delle autorizzazioni necessarie e di eventuali vincoli locali;

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 35 di 56
DIREZIONE RETI			

- valutazione di richieste provenienti da stakeholder rilevanti;
- verifica del budget di spesa a disposizione;
- valutazione dell’evoluzione del contesto sociale, ambientale e territoriale in cui gli interventi ricadono;
- valutazione di eventuali indirizzi strategici definiti dai vertici aziendali.

7.3 Le modalità di presentazione degli interventi

In coerenza con le “Linee guida per la predisposizione dell’edizione 2025 dei Piani di Sviluppo” di cui alla delibera 521/2024/R/eel, sono illustrati di seguito i criteri di rappresentazione dei progetti di sviluppo pianificati da AcegasApsAmga per il quinquennio 2025-29, distinti in base alla tipologia di infrastruttura coinvolta e ai Comuni serviti (Trieste e Gorizia), in particolare:

- i progetti che riguardano la realizzazione di nuove linee in alta tensione, il rinnovo di linee esistenti, la costruzione di nuove cabine primarie e il rinnovo (parziale o totale) di cabine primarie già esistenti, sono rappresentati singolarmente, distinguendo ciascun asset e progetto;
- i rinnovi di centri satellite esistenti e le nuove realizzazioni destinate a integrare la rete delle cabine primarie esistente, così come gli interventi finalizzati al contenimento dei flussi di energia reattiva e al controllo della tensione, sono rappresentati per singolo asset e progetto;
- gli interventi relativi alla realizzazione o al rinnovo di linee in media tensione e di cabine secondarie sono, invece, aggregati per area territoriale;
- lo sviluppo e il rinnovo delle linee in bassa tensione sono aggregati per area territoriale;
- gli interventi sui sistemi centrali di telecontrollo e la realizzazione di nuove prese che comportano un ampliamento/potenziamento di rete, vengono, invece, presentati in forma aggregata per entrambe le aree servite.

7.4 Analisi CBA

7.4.1 Stima dei costi di intervento

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

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 36 di 56
	DIREZIONE RETI		

Le stime dei costi di investimento e dei costi operativi si basano sui costi storici registrati da AcegasApsAmga per le specifiche tipologie di categoria elementare, considerando le nuove realizzazioni, e vengono riportati nella tabella sottostante.

Per gli interventi complessi, ossia costituiti da più categorie elementari di investimento (nello specifico CP, CS e centri satellite), sono stati inoltre riportati i relativi pesi di ogni categoria sul costo unitario totale.

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

- tipologia di terreno (roccioso, argilloso, etc.);
- morfologia del territorio (montano, urbano, etc.);
- condizioni di antropizzazione (presenza o meno di servizi/interferenze, livello di urbanizzazione, etc.);
- shortage dei componenti.

Costi di investimento

Intervento	Costo unitario	Categorie elementari	Incidenza %
Cabina Secondaria	21÷120 k€/CS (*)	Fabbricato	17 %
		Sezione elettromeccanica	40 %
		Telecontrolli e smartizzazioni	4 %
		Trasformatore MT/BT	39 %
Linea MT	180÷430 k€/km_cavo	Linea MT in cavo interrato	100%
	100÷360 k€/km_aereo	Linea MT in cavo aereo	100%
Linea BT	150÷410 k€/km_cavo	Linea BT in cavo interrato	100%
	50÷75 k€/km_aereo	Linea BT in cavo aereo	100%
Prese	5.000 €/presa	Prese BT	100%

(*) Il costo minimo corrisponde ad un PTP da 160 kVA privo di fabbricato e telecontrollo; il costo massimo ad una cabina con fabbricato proprio su terreno di Terzi (con servitù), 2 ingressi a 27,5 kV, 1 trasformatore da 630 kVA, 3 uscite a 400V, completamente telecontrollata.

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

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 37 di 56
	DIREZIONE RETI		

Costi operativi

Nel presente Piano di Sviluppo saranno considerati i seguenti costi operativi:

Asset	Costo operativo annuo
Cabina Primaria	18.650 €/anno
Centro satellite	
Cabina Secondaria	305 €/anno
Rete MT	900 €/anno/km
Rete BT	680 €/anno/km
Prese	70 €/anno/presa

Tali costi sono calcolati a partire da informazioni effettive, per un periodo quadriennale (2021-2024), considerando, in modo non esaustivo, gli oneri per sfalcio verde, verifiche periodiche impianti antincendio e funi carriponte, pulizia fosse olio e relativo smaltimento, manutenzione cancelli e videocamere, pulizie, manodopera per l'esercizio ed il pronto intervento, materiali per riparazioni e di consumo. Per le prese, essi comprendono i sopralluoghi e la gestione delle interazioni con i richiedenti.

7.4.2 I benefici degli interventi

In linea con quanto già indicato per altre metodologie di analisi costi benefici introdotte dall'Autorità, gli obiettivi dell'attività sono:

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

In particolare, le analisi per il calcolo dei benefici sono effettuate confrontando il comportamento del sistema o le azioni in assenza (c.d. caso "without") ed in presenza (c.d. caso "with") di ciascun intervento.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 38 di 56
DIREZIONE RETI			

Per ciascuna categoria di beneficio, il calcolo è perciò nella maggior parte dei casi effettuato come:

Differenziale di quantità fisiche “without - with” x coefficiente di valorizzazione

$$\Delta Q \times C$$

dove:

- il differenziale di quantità fisiche (ΔQ) è la variazione attesa di un parametro fisico del sistema elettrico (es. interruzioni evitate, perdite evitate, emissioni evitate) oppure di una quantificazione di azioni dell'operatore evitate;
- il coefficiente di valorizzazione (C) esprime la quantificazione economica dei costi unitari associati a ciascun parametro fisico o azione dell'operatore (unità di misura: €/Q).

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

Il calcolo di ciascun beneficio è sempre presentato in termini di beneficio annuale (unità di misura: €/anno). Relativamente alla scelta degli anni studio (detti anche anni cardine), le disposizioni dei commi 80.1 e 79.2 del TIQD (Allegato A alla deliberazione 617/2023/R/eel) richiedono almeno un anno studio di breve-medio termine (indicativamente tra i 3 e i 6 anni successivi all'anno di predisposizione del piano) e un anno studio di medio-lungo termine (indicativamente tra i 7 e gli 11 anni successivi all'anno di predisposizione del piano), con preferenza per anni che terminano in "0" e in "5", che sono tipicamente oggetto degli obiettivi e degli strumenti attuativi delle policy energetiche e analizzati nell'ambito di valutazioni di scenario.

Quando applicabile, le modalità di calcolo dei benefici e i relativi parametri e coefficienti di valorizzazione sono armonizzati con quanto disposto dall'Autorità o definito da Terna in relazione alle analisi costi benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione (cfr. deliberazione 627/2016/R/eel, Allegato A.74 al Codice di rete di Terna, Appendice Informativa a ciascun piano di sviluppo sull'applicazione dell'analisi costi benefici). In linea con quanto definito dall'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/eel, quando si utilizzano modelli di rete ai fini di simulazioni per il calcolo dei benefici, la rete considerata include tutti gli interventi pianificati nei cinque anni di piano.

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

Il beneficio BP1 presenta le interruzioni di durata prolungata dovuta alla circostanza di guasto multiplo in condizioni di ondata di calore (ossia, per specifici mesi dell'anno, come dettagliato nel seguito).

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 39 di 56
DIREZIONE RETI			

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

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

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

Non avendo evidenza di eventi di guasto attribuiti ad eventi estremi localizzati (diversi dall'ondata di calore) nel triennio 2022-2024, il beneficio BP2 non sarà valorizzato in relazione agli interventi del presente Piano di Sviluppo.

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

Il beneficio BA3 corrisponde a tutte le condizioni di guasto singolo con impatto ordinario in termini di durata dell'interruzione (e quindi anche le condizioni di guasto singolo durante il periodo di ondata di calore) e include inoltre le condizioni di guasto multiplo (per circostanze diverse dal beneficio BP2) che occorrono fuori dal periodo di ondata di calore.

Il beneficio BA3 è calcolato come:

$$\mathbf{BA3 = (PIwithout*PGwithout - PIwith*PGwith)*Dord* VOL}$$

dove:

- **PIwithout** [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in assenza dell'intervento;
- **PGwithout** [interruzioni/anno] è il tasso di guasto⁴ in condizioni ordinarie, in assenza dell'intervento;
- **PIwith** [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento;
- **PGwith** [interruzioni/anno] è il tasso di guasto in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento;
- **Dord** [h] è la durata media dell'interruzione in condizioni ordinarie;

⁴ La probabilità di un componente o di un sistema di non guastarsi durante tutta la sua vita utile è misurata dal suo tasso di guasto (numero atteso di guasti per anno), il suo inverso, detto tempo medio fra i guasti, è misurato in anni ed è comunemente indicato con la sigla MTBF (mean time between failures).

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 40 di 56
DIREZIONE RETI			

- **VOLL** [€/kWh] è il valore unitario dell'energia non fornita (Value of Lost Load).

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

Il calcolo della potenza consumata interrotta media (PI) è effettuato come moltiplicazione della potenza prelevata interrotta media (PP) per un fattore k (ossia, PI = PP * k). In altre parole, il fattore k esprime il rapporto tra potenza consumata, pari alla somma di potenza prelevata e potenza autoconsumata, e potenza prelevata; in mancanza di una solida base dati atta a stimare la potenza autoconsumata, il fattore k sarà posto pari ad 1.

Il tasso di guasto in assenza di intervento, espresso in numero medio annuo di interruzioni, viene valutato sulla base delle interruzioni accidentali (i.e. non programmate) registrate in un periodo pluriennale consecutivo sull'asset oggetto di analisi, escludendo le interruzioni dovute a cause esterne e/o mancanza di alimentazione da reti di Terzi.

La riduzione del tasso di guasto post-intervento, espresso in numero annuo atteso di interruzioni, viene assunto pari all'90% rispetto al tasso pre-intervento.

La durata media di interruzione in condizioni ordinarie è calcolata sulla base della durata di ciascuna interruzione registrata nel triennio precedente (anni 2022, 2023 e 2024) nell'area geografica in esame, distinte per origine (MT o BT), considerando le sole interruzioni accidentali (i.e. non programmate) lunghe ed escludendo le interruzioni dovute a cause esterne e/o mancanza di alimentazione da reti di Terzi ed è riportata nella seguente tabella:

Ambito	Origine BT		Origine MT	
	D media	Dev St	D media	Dev St
Trieste	01:17:55	01:10:26	00:30:58	00:44:08
Gorizia	01:15:41	01:19:58	00:25:54	00:39:16
<i>Media naz.le</i>	<i>01:23:24</i>		<i>00:18:30</i>	

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

Riduzione dei costi diretti per effetto del minore impiego di gruppi eletrogeni (BP4g)

Il beneficio BP4g è composto dagli addendi descritti nel seguito.

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

- il differenziale dell'energia controalimentata in emergenza (without – with) è ottenuto mediante una valutazione specifica sulla durata di utilizzazione dei gruppi di emergenza [espresso in MWh];

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1		PAG. 41 di 56	
DIREZIONE RETI			

- l'energia controalimentabile in emergenza è determinata anche sulla base dei trend di utilizzo dei gruppi di emergenza e del loro dimensionamento, nonché della durata media di riparazione dei guasti.

Non essendo previsti interventi finalizzati alla riduzione della durata di impiego dei generatori di emergenza, il beneficio BP4g non sarà valorizzato in relazione agli interventi del presente Piano di Sviluppo.

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

Il secondo addendo esprime il costo emissivo (evitato atteso) associato alla produzione di energia elettrica da generatori di emergenza ed è determinato dal fatto che la riduzione delle interruzioni prolungate comporta un minore ricorso a generatori di emergenza (in grande prevalenza alimentati a diesel, si assume al 100%) con conseguente riduzione delle emissioni di CO2 (oltre che un costo economico diretto già valorizzato), poiché nel caso "in presenza dell'intervento" l'energia è fornita dal sistema elettrico con un fattore emissivo inferiore. Tali minori emissioni sono calcolate considerando i consumi di diesel evitati e i fattori emissivi di un generatore tipico.

$$BP4eg = (E_{without} - E_{with}) * (F_{Ege} - F_{Em}) * CostoCO2$$

dove:

- $E_{without}$ ed E_{with} hanno lo stesso significato suddetto (rispettivamente in assenza e in presenza dell'intervento) e, a differenza della formulazione precedente, sono qui espresse in kWh;
- F_{Ege} è il fattore di emissione di CO2 tipico di un generatore di emergenza con alimentazione diesel;
- F_{Em} è il fattore di emissione di CO2 tipico della tecnologia marginale e, salvo informazioni più dettagliate, è assunto pari al fattore di emissione di un ciclo combinato a gas naturale a elevata efficienza;
- $CostoCO2$ è il valore sociale delle emissioni di CO2 [espresso in €/gCO2].

Non essendo previsti interventi finalizzati alla riduzione della durata di impiego dei generatori di emergenza, il beneficio BP4eg non sarà valorizzato in relazione agli interventi del presente Piano di Sviluppo.

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

La riduzione dei guasti si traduce in una minore necessità di muovere le squadre e i mezzi di pronto intervento e ricostruzione sul territorio. Questo riduce i costi diretti.

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

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 42 di 56
	DIREZIONE RETI		

dove:

- il differenziale di probabilità di guasto è, per semplicità, il differenziale di guasti (localizzati e permanenti) in condizioni ordinarie di cui al beneficio BA3, qui espresso come numero di guasti;
- $VeicolikmMezzi\ P.I.=N^{\circ}veicoli\ impiegati*Distanza\ media$, espresso in km/guasto;
- $CostoV$ è il costo economico diretto (espresso in €/km) associato alla movimentazione dei veicoli.

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

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

$$BP4ev = (PG_{without} - PG_{with}) * VeicolikmMezzi\ P.I. * FECO2 * CostoCO2$$

dove:

- il differenziale di probabilità (tasso annuo) di guasto è, per semplicità, il differenziale in condizioni ordinarie di cui al beneficio BA3;
- $VeicolikmMezzi\ P.I.=N^{\circ}veicoli\ impiegati*Distanza\ media$, espresso in km/guasto ed uguale a quello impiegato per il beneficio BP4v;
- $FECO2$ = Fattore di emissione dei veicoli di pronto intervento che si può desumere dal portale di ISPRA dedicato per la tipologia di veicolo interessata;
- $CostoCO2$ è il valore sociale delle emissioni di CO₂ [espresso in Euro/gCO₂], valorizzato sulla base del valore centrale del documento “*Handbook on the external costs of transport*”, in **121,40 €/t fino al 2030** e a **269 €/t dal 2040** e per tutti gli anni successivi⁵.

BP5 – Riduzione della mancata produzione rinnovabile per effetto delle interruzioni

Il beneficio BP5 quantifica gli effetti di interruzione dell’energia prodotta da fonti rinnovabili. Tale beneficio è calcolato in maniera simile a quanto descritto in precedenza per ciascuno dei benefici BP1, BP2 e BA3, considerando:

⁵ I valori riferiti al 2016, rispettivamente 100 €/t e 269 €/t, sono stati attualizzati ad aprile 2025 mediante il “Calcolatore rivalutazioni monetarie” dell’ISTAT (<https://rivaluta.istat.it/Rivaluta/>)

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 43 di 56
	DIREZIONE RETI		

- l'energia prodotta, calcolata a partire dalle potenze medie prodotte nel periodo di riferimento per il tipo di interruzione in analisi, inclusa la potenza autoprodotta;
- una valorizzazione economica basata sul costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato (“CPTE”).

Ad esempio, per l'interruzione in condizioni ordinarie (BA3):

$$\mathbf{BP5o = (PPRODwithout*PGwithout - PPRODwith*PG with)*Dord* CPTE}$$

dove:

- *PPRODwithout* [MW] è la potenza prodotta interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni non ordinarie (diverse dall'ondata di calore), in assenza dell'intervento;
- *PPRODwith* [MW] è la potenza prodotta interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento.

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

Il calcolo della potenza prodotta interrotta media (PPROD) è effettuato a partire dalla potenza prelevata interrotta media (PP) come:

$$\mathbf{PPROD = PP * (k-1)}$$

In mancanza di una solida base dati atta a stimare la potenza autoconsumata, il fattore k viene posto pari ad 1 e pertanto il beneficio B5 non può essere valorizzato.

BP6 – Riduzione attesa di buchi di tensione severi

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

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

Il beneficio BP7 viene calcolato come:

$$\mathbf{BP7 = (Gwithout - Gwith)*CMUguasto}$$

dove:

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 44 di 56
DIREZIONE RETI			

- G esprime il numero di guasti attesi (tenendo conto delle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BA3) e sarà pertanto posto uguale al tasso di guasto utilizzato nel calcolo dei benefici BP1, BP2 e BA3;
- **CMUguasto** è il costo di manutenzione straordinaria a seguito di guasto ed include, ad esempio, i costi di ricostruzione, di aggiornamento cartografico, georeferenziazione del giunto, capitalizzazione di costi per strumentazione, espresso in €/intervento.

Il costo di manutenzione straordinaria post-guasto che sarà utilizzato nell'analisi degli interventi del presente Piano di Sviluppo, stimato sulla base della contabilità industriale con riferimento agli ordini di lavoro creati a seguito di guasti nell'anno 2024.

BP8 - Costi evitati di esercizio e manutenzione su base continuativa

Il beneficio BP8 può includere i seguenti costi evitati:

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

Riduzione dei consumi idrici (BP8i)

La valorizzazione economica della riduzione di consumi idrici finalizzati al raffreddamento di un trasformatore è da effettuarsi tramite la seguente espressione, assumendo che l'intervento comporti l'azzeramento dell'utilizzo di acqua:

$$BP8i = VolH2O * CH2O$$

dove:

- $VolH2O$ è il volume annuo di acqua utilizzato per il raffreddamento del trasformatore (in assenza dell'intervento), espresso in metri cubi;
- $CH2O$ è il costo, espresso in € al metro cubo, di approvvigionamento e smaltimento della risorsa idrica utilizzata per il raffreddamento dei trasformatori, come indicato nelle fatture del servizio idrico relative all'ultimo triennio.

Non essendo previsti interventi di sostituzione di trasformatori raffreddati ad acqua con altri aventi differente modalità di raffreddamento, tale da azzerare i relativi consumi, il beneficio BP8i non sarà valorizzato in relazione agli interventi del presente Piano di Sviluppo.

Riduzione dei costi per taglio piante (BP8p)

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

$$BP8p = L * C$$

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 45 di 56
DIREZIONE RETI			

dove:

- L è la lunghezza della linea oggetto di interramento, espressa in km;
- C è il costo, espresso in € al chilometro, sostenuto per il taglio piante.

Poiché l'intervento intervento acegasapsamga-PdS2025-004 non rientra nelle condizioni di cui all'art.80 comma 1 lettera a) dell'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel, modificato ed integrato con deliberazioni 55/2024/R/eel, 392/2024/R/com, 472/2024/R/eel e 543/2024/R/eel, il beneficio BP8p non sarà valorizzato in relazione agli interventi del presente Piano di Sviluppo.

BP9 - Interconnessione alla rete di porzioni di rete precedentemente isolate

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

BP10 e BA 10 - Effetti della variazione attesa delle perdite di rete

Variazione delle emissioni di CO2 per effetto della variazione attesa delle perdite di rete (BP10)

La variazione (positiva o negativa) delle emissioni di CO2 è strettamente connessa con la quantificazione delle variazioni delle perdite.

$$\mathbf{BP10} = \Delta \text{perdite} * FEm * (\text{CostoCO2} - \text{PrezzoCO2})$$

dove:

- $\Delta \text{perdite}$ è la differenza tra la quantità di energia persa in assenza e in presenza dell'intervento, espressa in kWh;
- FEm e CostoCO2 hanno il significato indicato in precedenza per BP4eg;
- PrezzoCO2 è il prezzo atteso delle quote di emissioni di CO2 nell'ETS Emission Trading System, espresso in Euro/gCO2 definito in linea con il documento di scenari Snam Terna più recente⁶.

Valorizzazione economica delle perdite di rete (BA10)

La valorizzazione economica delle perdite di rete parte dal medesimo valore di variazione delle perdite come conseguenza dell'intervento già quantificato per il beneficio BP10 e valorizza l'energia al CPTE, secondo la formula seguente:

⁶ Nel "Documento di descrizione degli scenari 2024", il prezzo della CO₂ è pari a 95 €/t fino al 2030 e 100 €/t a partire dal 2035 e per gli anni successivi

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 46 di 56
DIREZIONE RETI			

$$BA10 = \Delta \text{perdite} * CPTE$$

dove:

- $\Delta \text{perdite}$ ha il significato indicato in precedenza per BP10, espressa, a differenza del punto precedente, in MWh;
- $CPTE$ è il costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato, ha il significato indicato in precedenza per BP4g;

Per la stima delle perdite nei trasformatori, vengono utilizzati i dati di targa della potenza a vuoto e della resistenza equivalente; la potenza trasformata viene rilevata tramite integrazione delle curve sestorarie (trasformatori AT/MT, MT/MT e MT/BT telecontrollati) ovvero tramite integrazione delle curve orarie ricostruite sulla base delle misure ai POD, ricorrendo a stime per i POD non dotati di misuratori 2G (cfr. anche successivo BP13cs).

Per la stima delle perdite sulle linee, viene utilizzata la legge di Joule:

$$\text{Perdite} = 3 * R_{\text{linea}} * \zeta * I_{\text{testalinea}}^2$$

dove:

- $I_{\text{testalinea}}$ è la corrente di fase misurata ogni 10' (per linee MT) ovvero ricostruita in base alle misure ai POD, integrate con stime per i POD non dotati di misuratori 2G (per linee BT);
- R_{linea} è la resistenza della linea, calcolata in base alla tipologia di conduttore e di posa;
- ζ è un coefficiente che tiene conto della distribuzione dei carichi:

Distribuzione carichi	ζ
Concentrati a fine linea	1
Uniformemente distribuiti	1/3

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

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

Effetto economico diretto dei mancati distacchi (BP11g)

La formulazione ad oggi individuata stima l'energia non immessa, considerando un valore di ore equivalenti annue per cui gli impianti di generazione, connessi alla porzione di rete le cui tensioni sono modificate dall'intervento, non possono immettere energia in rete a causa della tensione elevata e assume che a seguito dell'intervento non vi siano più distacchi.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 47 di 56
DIREZIONE RETI			

$$\mathbf{BP11g = PFER * f * hd * CPTE}$$

dove:

- $PFER$ è la potenza da fonte rinnovabile connessa alla porzione di rete (tipicamente in bassa tensione) oggetto di tensioni elevate nell'anno in analisi, espressa in MW;
- f è un coefficiente moltiplicativo, uguale a 1 o inferiore, che identifica la potenza connessa oggetto di distacchi rispetto al totale della potenza connessa;
- hd è il numero di ore annue equivalenti a piena produzione di mancata produzione per distacco dell'inverter della produzione rinnovabile per effetto delle tensioni elevate;
- $CPTE$, costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato, ha il significato indicato in precedenza per BP4g.

Nel caso in cui in presenza dell'intervento vi siano distacchi residui viene computato un differenziale di ore di distacco hd , in assenza e in presenza dell'intervento oppure un differenziale di coefficienti f di potenza oggetto di distacco, a seconda di quale sia l'impatto atteso dell'intervento.

In mancanza di una solida base dati atta a stimare le ore equivalenti annue per cui gli impianti di generazione, connessi alla porzione di rete le cui tensioni sono modificate dall'intervento, non possono immettere energia in rete a causa della tensione elevata, il beneficio BP11g non può essere valorizzato.

Riduzione delle emissioni di CO2 per effetto dei mancati distacchi (BP11e)

La maggiore integrazione di produzione da FER grazie all'intervento che ne annulla o riduce i distacchi per variazioni di tensione, oltre al beneficio economico, produce un impatto positivo in termini di emissioni evitate. La quantificazione di quest'ultimo si basa sulla stima dell'energia evitata del generatore marginale e sostituita da FER grazie all'intervento.

La formula è:

$$\mathbf{BP11e = PFER * f * hd * FEm * (CostoCO2 - PrezzoCO2)}$$

dove:

- $PFER$, f e hd hanno il significato indicato in precedenza per BP11g, con la differenza che $PFER$ è espresso in kW;
- FEm ha il significato indicato in precedenza per BP4eg.
- $CostoCO2$ ha il significato indicato in precedenza per BP4eg;
- $PrezzoCO2$ ha il significato indicato in precedenza per BP10.

In mancanza di una solida base dati atta a stimare le ore equivalenti annue per cui gli impianti di generazione, connessi alla porzione di rete le cui tensioni sono modificate dall'intervento, non possono immettere energia in rete a causa della tensione elevata il beneficio BP11e non può essere valorizzato.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 48 di 56
DIREZIONE RETI			

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

Il beneficio BP12 si concentra sulla valutazione dell'energia non immessa dagli impianti di produzione a causa della saturazione degli asset oggetto dell'intervento, considerando sia l'aumento della generazione distribuita sia del carico.

La potenza da fonte rinnovabile connessa è determinata tenendo conto delle ipotesi di scenario relative allo sviluppo della generazione, utilizzando un approccio omotetico di distribuzione nella rete, salvo approcci differenti debitamente motivati dall'impresa distributrice.

Il beneficio BP12 riflette le possibili saturazioni in tre tipologie di asset:

- Trasformatore di cabina primaria (BP12t);
- Linea/cavo in media tensione (BP12mt);
- Cabina secondaria (BP12cs).

Effetto economico diretto (BP12s)

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

$$BP12s = \Delta EI_{overload} * CPTE$$

dove:

- $\Delta EI_{overload}$ è la sommatoria per tutte le ore dell'anno della potenza eccedente i vincoli di pianificazione utilizzati (ad esempio la soglia di carico del trasformatore di cabina primaria), come differenziale tra il caso in assenza dell'intervento e il caso in presenza dell'intervento, espressa in MWh;
- $CPTE$ è il costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato, ha il significato indicato in precedenza per BP4g.

Ulteriori dettagli sulle soglie di saturazione e le modalità di calcolo per ciascuna componente di beneficio sono forniti nella successiva descrizione delle componenti del beneficio BP13.

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

La maggiore integrazione di produzione da FER, oltre al beneficio economico, produce un impatto positivo in termini di emissioni evitate. La quantificazione del BP12e si basa sulla stima dell'energia evitata del generatore marginale e sostituita da FER grazie all'intervento.

La formula è:

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

dove:

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 49 di 56
DIREZIONE RETI			

- $\Delta EI_{overload}$ ha il significato indicato in precedenza per BP12, ma è espresso in kWh;
- FEm ha il significato indicato in precedenza per BP4eg;
- $CostoCO2$ ha il significato indicato in precedenza per BP4eg;
- $PrezzoCO2$ ha il significato indicato in precedenza per BP10.

Non verificandosi, né allo stato attuale né nel periodo considerato nel presente piano, casi di saturazione inversa degli asset oggetto dell'intervento, il beneficio BP12 non sarà valorizzato in relazione agli interventi del presente Piano di Sviluppo.

BP13 - Riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia

Il beneficio BP13 si concentra sulla valutazione dell'energia non prelevata dagli impianti di consumo a causa della saturazione (in prelievo) degli asset impattati dall'intervento in analisi.

Per valutare la possibile saturazione degli asset, è necessario considerare sia l'aumento della generazione distribuita che del carico (cfr. capitolo 6d).

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

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

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

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

dove:

- $\Delta EP_{overload}$ è la sommatoria per tutte le ore dell'anno della potenza eccedente i vincoli di pianificazione utilizzati, come differenziale tra il caso in assenza dell'intervento e il caso in presenza dell'intervento espresso in MWh;
- VFLEX è il Value of Flexibility, espresso in Euro/MWh.

La stima del dato storico di potenza transitante per ogni intervallo temporale (preliminarmente all'applicazione della crescita attesa di carico e generazione) viene effettuata utilizzando:

- Misure sestorarie al primario dell'anno solare 2023 o 2024 per i trasformatori delle cabine primarie e dei Centri Satellite (BP13t);

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 50 di 56
	DIREZIONE RETI		

- Misure sestorarie in uscita da CP/CS dell'anno solare 2023/2024 per linee in media tensione (BP13mt);
- Misure orarie ai POD dell'anno solare, integrate con stime per i POD non dotati di misuratori 2G, per cabine secondarie (BP13cs).

A partire dalla curva di carico attesa vengono identificati gli intervalli temporali di “overload”, nei quali l’energia che la linea di media tensione dovrà erogare, applicando le % di crescita netta dei consumi di cui al precedente capitolo 6b, supera il massimo grado di caricabilità in esercizio continuativo.

Le ipotesi adottate per le soglie di massimo carico (in funzione della potenza nominale) per trasformatori, linee e cavi MT, cabine secondarie sono le seguenti:

Per i trasformatori AT/MT e MT/MT:

- 50% della potenza nominale della macchina installata in CP/CSat, nel caso di due macchine di pari potenza;
- pari alla potenza nominale della macchina di taglia inferiore installata in CP/CSat, nel caso di due macchine di differente potenza;

Per le reti MT:

- 90% della portata nominale del cavo quale soglia a rete integra, oltre la quale si evidenzia la necessità di un’azione che risolva la condizione mediante ridistribuzione carico o potenziamento rete;
- 60% della portata nominale del cavo quale soglia di controalimentabilità, oltre la quale si evidenzia la necessità di un’azione che risolva questa condizione mediante la disponibilità di una ulteriore controalimentante MT.

Per trasformatori MT/BT:

- Minore valore fra il 60% della potenza nominale della macchina installata in CS ed il 60% della somma delle portate nominale della prima tratta di ciascuna linea uscente dalla CS;

Per linee BT:

- 60% della portata nominale della prima tratta di linea uscente dalla CS.

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

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 51 di 56
	DIREZIONE RETI		

8. Esigenze di sviluppo

Gli obiettivi principali che perseguirà AcegasApsAmga includono l'integrazione delle produzioni di energia alternativa, il miglioramento della qualità del servizio e la garanzia di una rete resiliente che possa affrontare eventi estremi secondo tre importanti principi:

- consolidamento della Rete esistente anche attraverso la qualità del servizio;
- potenziamento e rinnovo con l'innesto di nuove tecnologie smart a favore della manutenzione preventiva e della resilienza infrastrutturale;
- ampliamento della rete sulla base di nuove esigenze di elettrificazione.

Tali principi evidenziano la necessità di potenziare le reti di distribuzione per supportare la transizione energetica, anticipando le necessità dei territori, prevedendo l'integrazione delle fonti rinnovabili e garantendo, sicurezza, efficienza e resilienza agli utenti della rete. Il PNRR è l'elemento cardine che incentiva investimenti per la decarbonizzazione e in direzione di questi ingenti capitali AcegasApsAmga adotta strategie innovative basate sulla digitalizzazione, l'economia circolare e le nuove tecnologie. Gli obiettivi principali includono il miglioramento della rete, l'uso di tecnologie smart e l'ampliamento delle infrastrutture.

In relazione alle previsioni puntuali di sviluppo dei consumi, sono già state avviate con il precedente Piano di Sviluppo 2023-27 le opere per abilitare il cold-ironing descritte nel capitolo 9 (rif.ti acegasapsamga-PdS2023-001 a -007).

Le emergenti carenze strutturali della rete MT nella zona del cosiddetto "Canale navigabile" (ambito Zona Industriale di Trieste) dove stanno sorgendo nuove e più energivore attività produttive, saranno affrontate con interventi mirati (rif.to acegasapsamga-PdS2025-009 sub-interventi "via Pietraferrata" e "via Errera-Usodimare")

In merito alla continuità del servizio non vi sono situazioni oggettivamente difficili. A Gorizia, l'elemento più impattante sulla continuità di servizio è l'unica stazione ricevitrice AT/MT che alimenta la città e che, seppur in qualche modo contro-alimentabile in Media Tensione dalla Slovenia o da altre Cabine Primarie di e-distribuzione, in caso di guasto determina estesi e prolungati disservizi. A Trieste, in quei pochi casi di cabine secondarie alimentate in antenna, la rapida predisposizione di gruppi elettrogeni dà una buona garanzia di supplire velocemente ad eventuali disservizi MT; lo stesso dicasì per guasti su trasformatori MT/BT

La qualità della tensione della rete di distribuzione è generalmente buona: non si registrano problemi per quanto riguarda i cosiddetti "buchi di tensione" ed i reclami in merito a grossi scostamenti dalla tensione nominale di fornitura sono fisiologici ed in numero ridotto.

Per contrastare il fenomeno della "tensione alta" dovuta al sempre maggior numero di impianti fotovoltaici connessi alle lunghe linee aeree della periferia e dell'altipiano, in aggiunta agli interventi di potenziamento di numerose Cabine Secondarie già in corso di realizzazione (rif.to acegasapsamga-PdS2023-004, cfr. capitolo 9), il Presente Piano di Sviluppo 2025-29 ha definito sia il potenziamento di ulteriori cabine secondarie a Trieste (rif.ti acegasapsamga-PdS2025-005, e -007) e Gorizia (rif.ti acegasapsamga-PdS2025-006

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 52 di 56
DIREZIONE RETI			

e -008); sia l'avvio dei primi due lotti di un progetto pluriennale di riconversione alla tensione nominale di 400V di tutta la residua rete BT di Trieste ancora alimentata a 230V concatenati (18000 POD circa, ovvero il 12% del totale tra Trieste e Gorizia)

9. Definizione interventi pianificati

Nel periodo di riferimento del presente Piano si prevede innanzitutto il completamento delle opere inserite nel precedente Piano di Sviluppo 2023-27, ed in particolare del progetto “Smart Grid”, interamente finanziato dal PNRR, che garantirà una solida base di sviluppo per le iniziative destinate alla portualità (Cold Ironing, piattaforme logistiche avanzate, FER), la coerente integrazione di queste nel tessuto urbano e le sue esigenze, il tutto in coordinamento con gli sviluppi previsti dal piano strategico di Terna per il rinforzo della rete elettrica AT nell'area di Trieste.

Il progetto “Smart Grid” si articola in diversi interventi:

- **acegasapsamga-PdS2023-001** – realizzazione di una nuova CP da 140 MVA, recuperando il sito di una antica stazione ricevitrice ENEL dismessa dagli anni '90;
- **acegasapsamga-PdS2023-002** – realizzazione di una nuova dorsale a 27,5 kV fra la preesistente CP di Broletto e la nuova CP di Roiano, transitante alla radice dei moli
- **acegasapsamga-PdS2023-003** – potenziamento di 6MVA della capacità di trasformazione MT/MT del centro Satellite di Cacciatore (ultimato nel dicembre 2024);
- **acegasapsamga-PdS2023-004** – potenziamento di n. 20 Cabine Secondarie MT/BT del centro Satellite di Cacciatore (di cui 7 ultimate nel 2024);
- **acegasapsamga-PdS2023-005** – implementazione di un DERMS (Distributed Energy Resource Management System) dedicato, ossia nell'implementazione a telecontrollo dei moduli di Power Flow/calcoli di rete in quasi real time, per abilitare da un lato i paradigmi di flessibilità per risolvere le congestioni di rete e le violazioni di tensione (così come ipotizzati dalla deliberazione di ARERA 352/2021 sui cosiddetti servizi ancillari del 03/08/2021) e dall'altro la regolazione evoluta della tensione sulla rete MT, contribuendo in definitiva all'incremento della Hosting Capacity della rete MT e BT;
- **acegasapsamga-PdS2023-006** – realizzazione di collegamenti in fibra ottica fra le CP di Broletto (esistente), Valmartinaga (esistente) e Roiano (nuova);
- **acegasapsamga-PdS2023-007** – analisi modellistiche sulla rete, in collaborazione con il Politecnico di Milano, funzionali alla corretta ed efficace implementazione delle funzionalità software, unitamente agli approfondimenti tecnico-scientifici finalizzati allo sviluppo del progetto nel suo complesso.

La caratterizzazione di Smart Grid, attribuita al Progetto, discende dall'adottare soluzioni software innovative, a garanzia dell'efficacia piena delle attività di costruzione, adeguamento e potenziamento degli asset fisici di rete previsti.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 53 di 56
DIREZIONE RETI			

Oltre ai suddetti interventi, è previsto il completamento di interventi di infrastrutturazione nell'ambito del piano di rigenerazione urbana dell'area del "Porto Vecchio" di Trieste:

- intervento **acegasapsamga-PdS2023-008** - Cabina Porto Vecchio Magazzino 26;
- intervento **acegasapsamga-PdS2023-010** - Lotto III Portovecchio;
- intervento **acegasapsamga-PdS2023-026** - Stazione marittima Molo Bersaglieri;

nonché di altre opere di potenziamento della rete MT di Trieste:

- intervento **acegasapsamga-PdS2023-024** - Rete 30kV in zona Ospedale di Cattinara;
- intervento **acegasapsamga-PdS2023-009** - Via Romagna (rinnovo a 10kV della preesistente rete a 2 kV);
- intervento **acegasapsamga-PdS2023-025** - Rete Hotel Riviera;

e della rete MT di Gorizia:

- intervento **acegasapsamga-PdS2023-017** - Adeguamento rete MT via Trieste da 10 a 20 kV.

Saranno, inoltre, completate le nuove cabine secondarie in costruzione in via Mercantini (intervento **acegasapsamga-PdS2023-022**) e nella frazione di Grignano presso l'Hotel Riviera (intervento **acegasapsamga-PdS2023-021**).

Il presente Piano 2025-29 vede inoltre l'introduzione di nuovi importanti interventi di:

- potenziamento della rete MT di Trieste (intervento **acegasapsamga-PdS2025-002**) con la realizzazione di una nuova linea a 27,5 kV lungo le vie Roncheto, Capodistria e Pirano per consentire la contro-alimentazione del cavo "Richetti" dalla CP di Rozzol e di una nuova linea a 10 kV lungo la via del Pucino, a servire una zona nella quale si prevede un più rapido sviluppo del fotovoltaico;
- potenziamento della rete MT di Gorizia (intervento **acegasapsamga-PdS2025-003**) con la realizzazione nuove linee a 10 kV lungo le vie Manzoni (abilitante l'installazione di colonnine di ricarica), e da via Pellico a via degli Orzoni e l'interramento di una linea aerea 20 kV nella frazione di Oslavia (intervento **acegasapsamga-PdS2025-004**).
- potenziamento della rete BT di Trieste per la graduale eliminazione della residuale rete alimentata a 230 V concatenati, non idonea a soddisfare le esigenze di sviluppo dell'elettrificazione dei consumi e delle FER (intervento **acegasapsamga-PdS2025-001**, comprendente i primi due lotti triennali (2025-27 per complessivi 6,1 km di rete interrata, 3,1 km di rete aerea e 97 prese e 2027-29 per complessivi 8,5 km di rete interrata, 4,4 km di rete aerea e 135 prese), definiti secondo una scala di priorità;
- rinnovo/potenziamento di ulteriori cabine secondarie a Trieste (intervento **acegasapsamga-PdS2025-005**) e Gorizia (intervento **acegasapsamga-PdS2025-006**);

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 54 di 56
DIREZIONE RETI			

- nuove connessioni MT a Trieste (intervento **acegasapsamga-PdS2025-009**) in via dell'Istria, via San Francesco, via Sant'Anastasio, via Alfonso Valerio (Università degli Studi), via San Marco, via Pietraferrata, via Errera-via Usodimare e per il deposito di Broletto della società Trieste Trasporti, locale gestore del trasporto pubblico urbano;
- nuove connessioni MT a Gorizia (intervento **acegasapsamga-PdS2025-010**) in via Boccaccio (parcheggio) e per il deposito Marzia della società APT, locale gestore del trasporto pubblico urbano.

Il Piano 2025-29 comprende inoltre la realizzazione di due ulteriori connessioni a 27,5 kV alla radice dei moli V e VII (comprese nell'intervento **acegasapsamga-PdS2025-009**), allacciate alle nuove linee di cui all'intervento acegasapsamga-PdS2023-002 e destinate ad abilitare le diverse iniziative di decarbonizzazione delle attività portuali (COLD IRONING per le navi passeggeri, portacontainer e Ro-Ro, installazione di colonnine per ricarica auto e mezzi operativi elettrici, ampliamento degli impianti fotovoltaici sulle coperture dei magazzini e della sede dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Orientale (AdSPMAO); tali connessioni, come quella di Molo Bersaglieri (intervento acegasapsamga-PdS2023-026) saranno realizzate tramite innovative cabine di consegna «power intensive», che presentano cioè valori nominali più simili a consegne in AT ma che per motivi di fattibilità sono realizzate in MT.

L'intervento economicamente più significativo del presente Piano è, infine, il progetto denominato **“RAFFORZAMENTO SMART GRID”** (intervento **acegasapsamga-PdS2025-007** nel comune di Trieste e **acegasapsamga-PdS2025-008** nel comune di Gorizia), finanziato in ambito PNRR con riferimento all'*Avviso pubblico per la presentazione di proposte progettuali su porzioni di rete a media e bassa tensione finalizzate ad aumentare la capacità e potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici di almeno 230.000 abitanti da finanziare nell'ambito del PNRR, Missione 7 RepowerEU Investimento 1- Scale up dell'Investimento 2.1 della Missione 2 Componente 2* del 11.10.2024⁷.

Il progetto sviluppato da AcegasApsAmga si articola sulla realizzazione di interventi di completo rinnovo, potenziamento e digitalizzazione in 28 cabine secondarie nei territori di Trieste e Gorizia, mirati a:

- potenziare le cabine elettriche e le reti elettriche ad esse afferenti, con il fine ultimo di abilitare l'incremento dell'elettrificazione dei consumi finali e favorire la riduzione di emissioni di CO₂;
- abilitare un esercizio evoluto della rete elettrica BT afferente alle cabine secondarie oggetto di intervento in ottica di smart grid attraverso l'utilizzo di interruttori BT digitali di ultima generazione, in grado di supportare strategie evolute di selettività (es. logica), ed il telemonitoraggio e telecomando degli stessi che, unito al sistema di telecontrollo della rete di bassa tensione di cui AcegasApsAmga è dotata, consentirà di ridurre la durata

⁷ [Avviso pubblico per la presentazione di proposte progettuali finalizzate ad incrementare la capacità di rete - Rafforzamento Smart Grid \(M2C2.2.1\) | Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica](#)

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
REV. 1			PAG. 55 di 56
DIREZIONE RETI			

dei disservizi per gli utenti e di avere una maggiore osservabilità della rete di bassa tensione e all’interfaccia tra la rete MT/BT;

- abilitare di fatto un aumento del carico elettrico e della generazione distribuita connettibile alla rete BT attraverso il controllo dinamico del rapporto di trasformazione dei trasformatori MT/BT tramite Variatore Sotto Carico, similmente a quanto oggi fatto a livello di trasformatori di cabina primaria, onde poter regolare in modo ottimale e automaticamente la tensione sulle sbarre di bassa tensione; conseguentemente, ne beneficeranno anche i profili di tensione lungo le linee BT, prevenendo così eventi indesiderati quali il distacco o il blocco per massima tensione dei convertitori statici degli impianti rinnovabili connessi in rete, o disturbi per sovra/sotto tensione sul carico;
- incrementare il livello di digitalizzazione della rete e degli asset in ottica di smart grid, in modo da aumentare la sensorizzazione e portare più misure in tempo reale al sistema di telecontrollo, andando a ridurre il numero di grandezze stimate o statisticamente determinate, ovvero migliorando nel complesso la stima dello stato e l’osservabilità della rete di distribuzione pubblica;
- effettuare un’importante transizione ecologica verso tecnologie a ridotto impatto ambientale, in conformità al principio del “non arrecare danno significativo (cd. “Do No Significant Harm” - DNSH), eliminando gas quali l’esafluoruro di zolfo e oli minerali in favore rispettivamente di gas SF6 free per i quadri MT ed esteri vegetali per i trasformatori MT/BT.

La realizzazione del suddetto intervento, il cui finanziamento è stato approvato dal MASE con decreto direttoriale di concessione del contributo n. 184 del 12.06.2025, permetterà al sistema di individuare con maggiore efficacia le congestioni sulle linee elettriche, migliorando i dati che arriveranno alla piattaforma per il dispacciamento di risorse di flessibilità di cui AcegasApsAmga si sta dotando e creando delle porzioni di rete in cui abilitare i servizi locali, come descritti all’art. 23 del decreto-legge 8 novembre 2021 n. 210 di attuazione della Direttiva UE 2019/944, e delibera ARERA 352/2021/R/eel. Si noti che, benché gli interventi siano previsti in cabina secondaria e sulla rete BT, i benefici della crescente digitalizzazione si percepiscono, oltre che sulla rete di bassa tensione medesima, anche a livello MT, in quanto le misure acquisite potranno essere utilmente sfruttate per meglio stimare il comportamento (cfr. i flussi di potenza) anche sulla rete in media tensione.

Conseguentemente, il contesto in cui si inquadra il progetto sarà affrontato e gestito nel rispetto dei tempi previsti dal bando, seguendo una progettualità basata sull’esecuzione di interventi standardizzati di completo rinnovo, potenziamento e digitalizzazione di cabine secondarie strategicamente selezionate. La definizione dei punti della rete di distribuzione elettrica su cui intervenire è stata guidata da logiche di pianificazione di rete avanzata che hanno visto la prioritizzazione dei benefici conseguenti la digitalizzazione strategica degli asset ed il rinforzo fisico delle infrastrutture, sempre in una logica di ottimizzazione degli investimenti e di programmazione dello sviluppo di rete sul medio e lungo periodo, adottando criteri e modalità predittive in relazione alla crescita attesa per la rete stessa.

La Tabella 12 riassume gli interventi inseriti nel presente Piano 2025-29.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 1		PAG. 56 di 56
	DIREZIONE RETI		

Tabella 12 – Consistenza opere Piano di Sviluppo 2025-2029

Asset	Quantità
km nuove linee in cavo 27,5 kV	5,530
km nuove linee cavo 20 kV	0,380
km nuove linee in cavo 10 kV	4,915
km nuove linee aeree 400 V	7,501
km nuove linee in cavo 400 V	16,134
MVA nuova capacità di trasformazione MT/BT	14,855 ⁸

10. Allegati:

- a) Schede interventi
- b) Riepilogo interventi (formato Excel)
- c) Criteri comuni per la definizione delle ipotesi locali di scenario dei DSO con oltre 100.000 punti di prelievo
- c1) Documento di Scenario Energetico Territoriale di AcegasApsAmga
- d) (per memoria)
- e) Esiti della consultazione pubblica (addendum post consultazione)

⁸ Di cui 6,465 MVA collegati alla realizzazione degli interventi acegasapsamga-PdS2025-007 e acegasapsamga-PdS2025-008 con finanziamento ottenuto in ambito PNRR