

PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA S.p.A.

(Deliberazione ARERA 296/2023/R/eel)

	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 1/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

Sommario

1. Premessa	2
2. Consistenza della rete AcegasApsAmga	3
3. Principali esigenze di sviluppo della rete individuate da AcegasApsAmga	6
4. Stato attuale della rete elettrica	12
4.1.1 Domanda elettrica	12
4.1.1 Generazione distribuita.....	16
5. Scenari di evoluzione della rete elettrica	22
5.1 Scenari di evoluzione della domanda elettrica	22
5.1.1 Elettrificazione del Porto di Trieste	23
5.1.2 Aumento della potenza impegnata a seguito della crescente elettrificazione delle utenze	26
5.1.3 Evoluzione della rete a seguito di interventi di sviluppo urbanistico puntuali.....	34
5.1.4 Mobilità elettrica	36
5.2 Scenari di evoluzione della generazione distribuita	47
6. Identificazione delle necessità di sviluppo della rete	56
7. Descrizione degli interventi.....	61
7.1 Interventi finanziati dalla dall'Unione europea - NextGenerationEU - PNRR, M2C2.2.1 (bando Rafforzamento Smart Grid).....	63
8. Analisi preliminare in merito all'utilizzo di servizi di flessibilità a supporto della rete di distribuzione	69

	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 2/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

1. Premessa

L'art. 1 della Deliberazione 296/2023/R/eel dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha stabilito che, per l'anno 2023, ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali:

- a) sia tenuta a presentare lo schema del proprio Piano di Sviluppo all'Autorità entro il 30 settembre 2023;
- b) avvii contestualmente, o successivamente, una consultazione pubblica sullo schema del proprio Piano di Sviluppo, della durata di almeno 30 giorni;
- c) in esito alla consultazione, presenti il proprio Piano di Sviluppo all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso dalla consultazione, entro il 30 novembre 2023, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie controsservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate.

Per gli anni successivi, la Delibera stabilisce che le medesime imprese distributrici presentino lo schema del proprio Piano di Sviluppo all'Autorità entro il 31 marzo di ogni anno dispari (a partire dal 2025), prevedendo una consultazione pubblica della durata di almeno 42 giorni, a valle del quale effettuare l'invio all'Autorità.

Sulla base di tali disposizioni, AcegasApsAmga S.p.A. ha predisposto il presente documento per la comunicazione e la pubblicazione del suddetto Piano di Sviluppo all'Autorità.

Il documento è organizzato come segue.

Nel capitolo 2 è dapprima fornita una panoramica in merito alla consistenza e all'assetto attuale della rete di distribuzione AcegasApsAmga dei comuni di Trieste e Gorizia.

Successivamente, nel capitolo 3, sono approfondite le principali motivazioni alla base delle esigenze di sviluppo della rete.

Nel capitolo 4 sono descritti i principali trend che interessano, allo stato attuale, la rete elettrica; lo scenario delineato costituisce poi la base per l'elaborazione degli scenari di evoluzione attesi, oggetto del capitolo 5.

Sulla base dello sviluppo previsto della domanda e del carico, e degli altri fattori presenti sul territorio, sono quindi tracciati una serie di criteri utili a individuare le potenziali criticità che motivano lo sviluppo della rete (capitolo 6).

Gli interventi di sviluppo e potenziamento individuati da AcegasApsAmga al fine di soddisfare le necessità emergenti e sanare le problematiche riscontrate sono descritti nel capitolo 7, mentre, nel capitolo 8, sono fornite alcune considerazioni in merito allo sfruttamento prospettico di servizi di flessibilità a supporto della rete elettrica.

Si precisa che le informazioni e gli interventi descritti nel seguito sono il risultato di un processo di pianificazione sviluppato secondo le migliori stime ad oggi disponibili relative ad una serie di fattori esterni all'azienda e da questa non direttamente controllabili, come ad esempio l'andamento del mercato dell'energia e dell'edilizia, della politica urbanistica dei comuni interessati, dell'evoluzione normativa con riferimento all'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, dal numero e dalla tipologia di richieste di connessione sia attive che passive che perverranno negli anni seguenti. Come tali, all'occorrenza le scelte effettuate in ambito di pianificazione potranno subire aggiornamenti nel futuro, anche sostanziali, seguendo un approccio adattativo e orientato a ridurre gli impatti e a massimizzare i benefici per la rete conseguenti ai possibili cambi di scenario.

2. Consistenza della rete AcegasApsAmga

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.

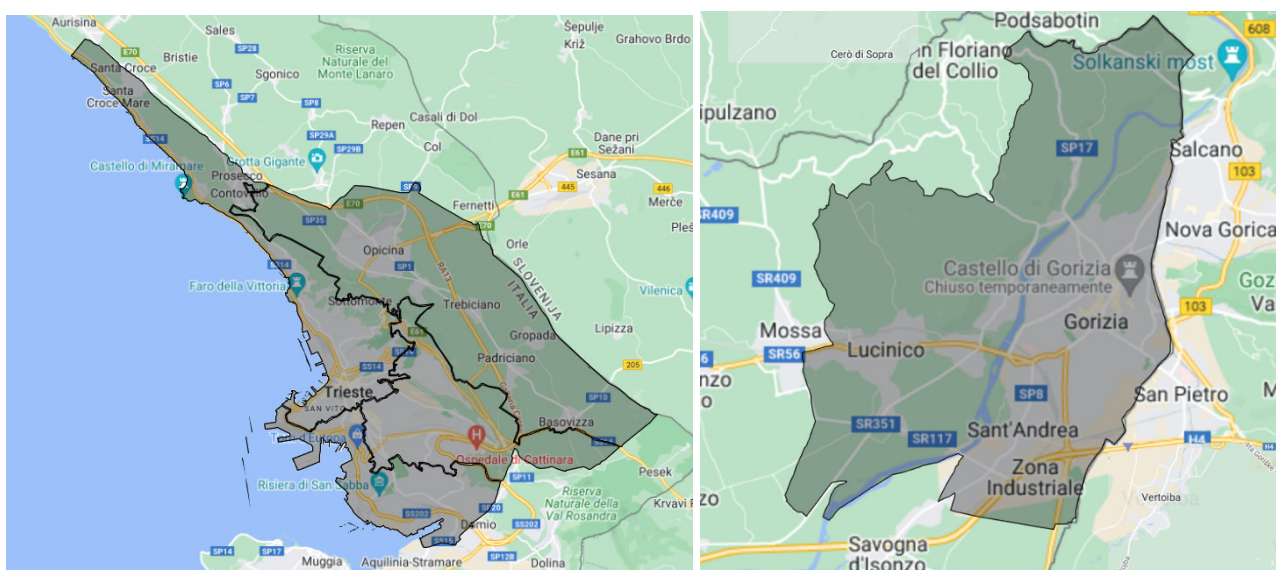


Figura 1. Aree dei comuni di Trieste e Gorizia servite dalla rete AcegasApsAmga.

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			
		27,5 kV	20 kV	10 kV	2 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

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. 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.

La trasformazione tra livelli di media tensione intermedi è effettuata per mezzo di alcune cabine elettriche MT/MT, dislocate sul territorio comunale:

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

Denominazione cabina 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	2 kV
Ippodromo	27,5 kV		10 kV	2 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.

La consistenza della rete elettrica al servizio del comune di Trieste è riportata nella seguente Tabella 3. 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.

Tabella 3. Estensione della rete elettrica di Trieste nella titolarità di AcegasApsAmga.

Livello di tensione	Cavo interrato	Cavo aereo	Conduttore nudo aereo
Alta Tensione	3,84 km		
Media Tensione	497,27 km	0,0 km	5,17 km
Bassa Tensione	618,15 km	610,78 km	0,06 km

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 di e-distribuzione (Tabella 4).

Tabella 4. Cabine primarie e livelli di tensione della rete AcegasApsAmga di Gorizia.

Denominazione cabine MT/MT	Livello di tensione primaria	Livelli di tensione secondaria
Sant'Andrea	132 kV	20 kV

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.

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.

La rete di distribuzione di Gorizia conta circa 150 km in media tensione e circa 340 km in bassa tensione. Data la minore densità del carico distribuito sul territorio, a Gorizia per la rete MT è fatto maggiormente uso di conduttore nudo aereo (Tabella 5). 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 260 cabine secondarie MT/BT.

Tabella 5. Estensione della rete elettrica di Gorizia nella titolarità di AcegasApsAmga.

Livello di tensione	Cavo interrato	Cavo aereo	Conduttore nudo aereo
Media Tensione	131,44 km	0,0 km	18,13 km
Bassa Tensione	190,05 km	147,89 km	0,03 km

	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 6/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

3. Principali esigenze di sviluppo della rete individuate da AcegasApsAmga

Il contesto all'interno del quale il presente Piano di Sviluppo trova applicazione può ritenersi unico, per via dei molti fattori che al contempo stanno spingendo la rete elettrica verso una profonda trasformazione ed anche per la rapidità e pervasività con cui tale evoluzione sta avendo luogo.

L'impulso principale all'evoluzione della rete è dato dalla necessità di attuare una **transizione energetica** in tempi rapidi, al fine di contenere l'impatto delle attività umane sull'ambiente e migliorare l'indipendenza energetica europea dall'Estero.

I recenti avvenimenti nel panorama internazionale, fra cui la guerra in Ucraina e la conseguente Crisi Energetica, insieme al manifestarsi in modo sempre più tangibile e catastrofico dei cambiamenti climatici, hanno reso evidente come sia necessario attuare un'accelerazione dei processi in corso. Sulla base delle scelte compiute a livello europeo attraverso il pacchetto "Fit for 55", sono dunque stati fissati obiettivi ancor più sfidanti di riduzione delle emissioni di CO₂, prevedendo un -55% al 2030 rispetto ai valori misurati nel 1990.

Al fine di raggiungere i target prefissati, la diffusione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) gioca un ruolo determinante. In ambito nazionale, è stato stabilito infatti che le FER dovranno coprire almeno il 65% dei consumi finali nel settore elettrico al 2030, rispetto al 55% precedentemente definito dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Per comprendere la portata che la connessione delle nuove FER avrà sul sistema elettrico, basti pensare che nel 2022 la quota di copertura della domanda elettrica delle rinnovabili si è attestata al 31% (valore in contrazione, rispetto al 36% del 2021), quindi a meno della metà del valore previsto da qui a pochi anni.

L'incremento delle rinnovabili elettriche dovrà essere però accompagnato anche da una serie di progressi su altri fronti, con ad esempio una maggiore penetrazione delle fonti sostenibili per gli utilizzi termici o nel settore dei trasporti. Ciò implicherà una crescente integrazione fra i vettori energetici, tra cui l'idrogeno, ed un crescente affidamento sull'efficienza energetica per ridurre i consumi.

È opinione consolidata che questi obiettivi potranno essere completamente raggiunti solo attraverso uno sviluppo massivo e coordinato di tutte le infrastrutture energetiche, in primis quella elettrica, sia a livello di trasmissione che di distribuzione.

I comuni di Trieste e Gorizia, dove AcegasApsAmga è concessionaria pubblica del servizio di distribuzione elettrica, sono ampiamente coinvolti nel processo di transizione energetica, e, come conseguenza delle caratteristiche urbanistiche e della dinamicità del territorio, lo sono più che altri contesti.

Diverse sono le spinte allo sviluppo e all'innovazione della rete elettrica e queste traggono le loro origini da una serie di aspetti alquanto diversificati (Figura 2).

L'aspetto che primariamente opera da spinta allo sviluppo della rete è relativo alla **crescita della domanda elettrica**, attesa come conseguenza degli sviluppi urbanistici nei due centri urbani e sintomo di una continua crescita e rinnovamento del tessuto cittadino, ma anche e soprattutto del crescente utilizzo del vettore elettrico a sostituzione del gas metano. Anche l'elettrificazione di altri settori, quali quelli del trasporto pubblico o privato, per via dell'aumento dei prelievi dalla rete in alcune ore della giornata, è destinata ad impattare in modo molto

significativo sulle necessità di sviluppo della rete.

L'aumento della domanda nel comune di Trieste è anche da rileggersi negli sforzi indirizzati ad accrescere la sostenibilità ambientale delle attività portuali, aspetto fondamentale per consentire una rapida e completa attuazione della transizione energetica. Con tale obiettivo, è ormai consolidata la tendenza secondo cui nei prossimi anni ci si muoverà verso l'adozione di sistemi di elettrificazione delle banchine per l'alimentazione da terra delle navi attraccate in porto. Questo permetterà di abbattere drasticamente le emissioni inquinanti nell'area portuale, aspetto ritenuto ad oggi di particolare attenzione, sia per l'elevata quantità di inquinanti immessi nell'ambiente dalle navi da crociera e mercantili, sia per la vicinanza del porto al centro urbano.

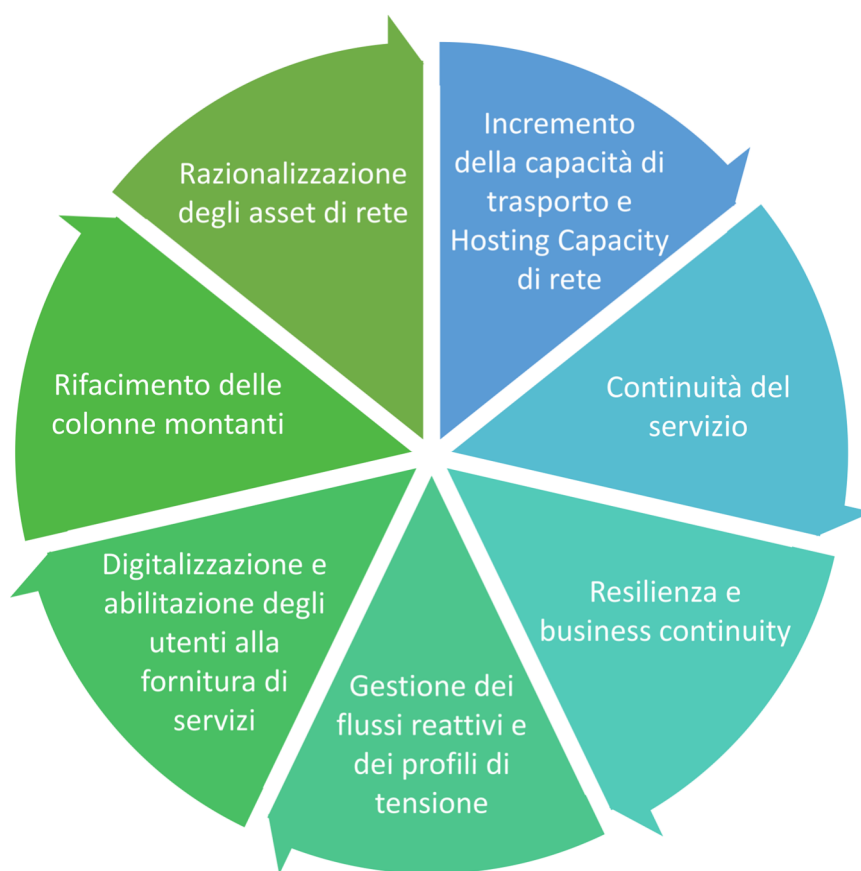


Figura 2. Driver di sviluppo delle reti elettriche AcegasApsAmga.

L'aumento impetuoso della generazione distribuita rappresenta un'altra esigenza di sviluppo delle reti di Trieste e Gorizia. Questo fenomeno merita particolare attenzione, dato che la crescita delle FER, già avvertita in modo significativo nell'ultimo decennio come risultato dei meccanismi di incentivazione delle rinnovabili, è attesa in modo ancor più marcato nei prossimi anni. Allo scopo di connettere tutta la generazione da FER che ne farà richiesta, è essenziale accrescere la cosiddetta "Hosting Capacity" della rete, ovvero la capacità della stessa di accogliere la produzione dei generatori senza impatti rilevanti in termini di efficienza, qualità e affidabilità della fornitura agli utenti.

Da questo punto di vista, è opportuno considerare che, benché la generazione locale possa rappresentare un problema in alcune condizioni, se gestita correttamente essa può anche migliorare l'esercizio della rete. Infatti, sfruttando le rinnovabili in modo flessibile, è possibile

	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 8/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

risolvere diverse criticità intrinseche nel loro funzionamento, evitando l'insorgere di problemi causati dalla crescente connessione di generatori alle reti di distribuzione.

Un vantaggio derivante dalla diffusione della generazione distribuita è anche relativo ai sistemi di accumulo dell'energia, che sempre più spesso vengono connessi alla rete contestualmente all'entrata in esercizio degli impianti di produzione. Gli accumuli, specie elettrochimici (batterie), presentano molte potenzialità: l'incremento dell'autoconsumo locale, se da un lato consente all'utente di avere un vantaggio in bolletta, dall'altro porta anche benefici per la rete, dato che questa vede ridursi i picchi di immissione negli orari di punta ed i flussi di potenza verso il carico nelle ore serali e notturne; tuttavia, i benefici sono da rileggersi soprattutto in prospettiva, nello scenario in cui, grazie all'attuazione del **nuovo dispacciamento elettrico** (Del. 352/2022/R/eel e Del. 345/2023/R/eel), gli utenti dotati di accumulo saranno abilitati alla fornitura di servizi di flessibilità. Questo consentirà di ridurre gli investimenti in nuovi asset di rete (es. linee o sottostazioni) a beneficio di un esercizio dell'infrastruttura elettrica più flessibile e maggiormente rispondente alle esigenze degli utenti.

Le risorse di regolazione disponibili sul territorio, specie se connesse alla rete tramite inverter, possono risultare molto utili anche nell'ottica di una efficace **gestione dei flussi reattivi** lungo le linee di distribuzione e all'interfaccia con la rete di trasmissione. A riguardo, ARERA ha recentemente promosso un'attività di coordinamento tra Terna e le imprese distributrici direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale, finalizzata alla pianificazione degli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva. Gli interventi consistono tipicamente nell'installazione di sistemi di compensazione del reattivo in cabina primaria (es. reattori o compensatori sincroni), in alta o media tensione. A tendere, anche la generazione distribuita potrebbe contribuire alla regolazione, modulando gli scambi reattivi compatibilmente con i propri limiti di capability, in modo flessibile ed evitando ulteriori investimenti sulla rete. I limiti di capability o curve di capability sono curve fornite in genere dal costruttore delle macchine e degli inverter e forniscono in forma grafica su un piano cartesiano i limiti di funzionamento Potenza reattiva/potenza attiva.

La **mobilità elettrica** rappresenta senza dubbio uno dei principali fattori che agiranno da spinta allo sviluppo delle reti di Trieste e Gorizia nei prossimi anni. È importante sottolineare che, in tema di evoluzione delle reti, è quantomai probabile che i veicoli elettrici abbiano in futuro un duplice ruolo. Da un lato, sono un elemento da attenzionare per il loro contributo alla crescita della domanda. Dall'altro, le ricariche dei veicoli, sia pubblici che privati, grazie all'implementazione di apposite strategie di gestione, saranno fonte di flessibilità, migliorando il funzionamento della rete. Tecniche di coordinamento dei processi di ricarica potranno basarsi su approcci di modulazione della potenza prelevata dalla rete (o, più semplicemente, di posticipo delle ricariche) oppure su approcci più avanzati, ad esempio che prevedano il rilascio controllato di potenza verso la rete (quali il Vehicle-to-Grid, o V2G).

L'abilitazione degli utenti a fornire servizi implica la **digitalizzazione e "smartizzazione" dell'infrastruttura di distribuzione elettrica**, ovvero l'integrazione in quest'ultima di tecnologie informatiche e di telecomunicazione che consentano di veicolare, congiuntamente ai flussi di potenza, anche massive quantità di dati. Nel nuovo scenario che va a delinearsi, trovano ampia applicazione algoritmi di controllo, gestione e protezione innovativi. Da questo punto di vista, le evoluzioni sono da attendersi sia sulla rete che presso gli utenti.

Per quanto riguarda la rete elettrica, una prima serie di innovazioni potrà trovare spazio lungo le linee di distribuzione e nelle sottostazioni: dispositivi di protezione, controllo e monitoraggio

	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 9/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

di nuova generazione aiuteranno, da un lato, a conoscere nel dettaglio il comportamento della rete nelle varie condizioni di esercizio e, dall'altro, ad implementare nuove strategie di protezione e automazione utili a ridurre l'impatto dei disservizi e migliorare la continuità del servizio.

Nuovi apparati dovranno anche essere previsti nel centro di controllo del Distributore, in modo da incrementare l'intelligenza del sistema di distribuzione nel suo complesso. Questi saranno in primis dei sistemi di nuova generazione per la gestione e il telecontrollo della rete (Distribution Management System), in grado di replicare in modo pressoché perfetto l'infrastruttura fisica nel mondo digitale. Vantaggi sono attesi grazie alla conoscenza da parte dell'operatore dello stato di funzionamento della rete nel tempo reale, alla possibilità di individuare tempestivamente eventuali criticità di esercizio, e all'opportunità di avere a disposizione in automatico delle soluzioni ai problemi riscontrati.

L'attivazione e il corretto funzionamento di tali sistemi implica la presenza di un canale di comunicazione da/verso gli utenti, allo scopo di acquisire informazioni in merito al loro comportamento attuale e atteso, e per fornire loro, quando necessario, messaggi e comandi di regolazione.

L'abilitazione della comunicazione con gli utenti implica che le infrastrutture del Distributore siano "pronte" a ricevere ed inviare le informazioni necessarie, ma anche che presso gli utenti siano predisposti tutti gli apparati necessari e questi siano dotati di un adeguato grado di interoperabilità. In questa direzione, si annoverano i passi fatti recentemente dalla normativa tecnica, con la norma CEI 0-16, che ha specificato il Controllore Centrale di Impianto, la cui installazione è stata resa obbligatoria su alcune tipologie di impianto (Del. 540/2021/R/eel). Sviluppi sono attesi inoltre in un prossimo futuro anche sulla bassa tensione con il Controllore di Infrastruttura di Ricarica (norma CEI 0-21).

Ulteriore spinta all'integrazione delle energie rinnovabili nel sistema elettrico sarà anche possibile sfruttando le nascenti **Comunità Energetiche Rinnovabili** (CER). Tramite di esse, vi sarà l'opportunità di promuovere forme di aggregazione e cooperazione tra i cittadini per la produzione e il consumo di energia da FER. Ad oggi, il vantaggio principale delle CER risiede nella condivisione dell'energia autoprodotta fra i suoi partecipanti, che devono trovarsi all'interno del perimetro di una cabina primaria, secondo il concetto di autoconsumo esteso. In prospettiva, diversi vantaggi potrebbero derivare anche dall'abilitazione delle risorse coinvolte a fornire servizi alla rete: aggregando utenti con caratteristiche, abitudini e disponibilità alla regolazione diversificate se ne possono infatti sfruttare le specifiche potenzialità e appianare le carenze e i limiti dei singoli. In pratica, è possibile gestire in teoria una pluralità di impianti non (o scarsamente) programmabili come un unico grande impianto controllabile distribuito sul territorio.

La valenza delle CER è anche di carattere sociale, in quanto potrebbero essere adottate come strumento per dare sostegno a famiglie in condizioni di povertà energetica, piuttosto che per promuovere comportamenti virtuosi sotto il profilo ambientale.

Come già introdotto, una delle maggiori spinte allo sviluppo e al rinnovamento della rete è rappresentata dalla necessità di soddisfare le esigenze di **continuità del servizio** degli utenti. Assicurare una fornitura elettrica priva di interruzioni e con un profilo di tensione ottimale è da sempre uno dei principali obiettivi del servizio di distribuzione pubblica. Con l'evoluzione impressa dalla transizione energetica, che implica un affidamento crescente sul vettore elettrico (si pensi, ad esempio, al passaggio alle pompe di calore per il riscaldamento), la continuità elettrica assume un ruolo ancor più prioritario rispetto al passato. È quindi compito del Distributore individuare soluzioni in grado di ridurre al minimo i disservizi e massimizzare

la qualità dell'alimentazione.

Anche se in prospettiva lo sfruttamento della flessibilità degli utenti potrà fornire una serie di vantaggi in tal senso, anche gli investimenti per la realizzazione di nuovi asset di rete ed il rinnovamento degli asset esistenti giocano un ruolo determinante. Da questo punto di vista, i Piani di Sviluppo di AcegasApsAmga sono da sempre fortemente orientati ad accrescere la qualità del servizio dei propri utenti.

Un'infrastruttura elettrica affidabile non implica necessariamente che questa presenti un'adeguata **resilienza** nei confronti di fattori esterni, quali eventi meteorologici di carattere eccezionale. Benché storicamente le reti di Trieste e Gorizia non siano mai andate incontro a disservizi di ampia portata, ci si attende che, per effetto dei cambiamenti climatici, la gravità e frequenza delle condizioni meteorologiche estreme possa aumentare nei prossimi anni. Vento forte, nubifragi, periodi di siccità eccezionali, sono tutte condizioni di stress per la rete che possono sfociare in interruzioni prolungate ed estese. Al fine di contrastare questi fenomeni, è necessario in prima battuta effettuare una mappatura dei rischi potenziali; inoltre, qualora emergessero punti di debolezza dell'infrastruttura elettrica, risulta essenziale intraprendere tutte le azioni utili a migliorarne la robustezza e la capacità di tenuta alle sollecitazioni. Tali accorgimenti sono specifici per ciascun fattore di rischio preso in esame e vanno dal rifacimento delle linee e delle sottostazioni per evitare l'insorgenza di guasti al presentarsi di condizioni meteo avverse, all'incremento della magliatura di rete, all'adozione di tutte le misure necessarie a garantire un rapido ripristino dell'alimentazione.

Le **colonne montanti** atte ad alimentare le utenze all'interno dei condomini con punto di consegna al piano generalmente all'interno delle unità abitative rappresentano da sempre un punto debole dell'infrastruttura di distribuzione pubblica di Trieste e Gorizia, a causa dell'utilizzo di fusibili come dispositivo di protezione prevalente e delle difficoltà di ammodernamento delle stesse, imputabili molto spesso ai vincoli presenti sul patrimonio edilizio. Con la Del. 467/2019/R/eel, l'ARERA ha previsto l'effettuazione di un censimento delle colonne montanti vetuste da parte delle imprese distributrici, al fine di identificare le esigenze di investimenti per il loro ammodernamento. Con l'obiettivo di migliorare la continuità dell'alimentazione degli utenti in tali contesti, AcegasApsAmga ha avviato un piano di rifacimento delle colonne montanti, che prevede la sostituzione dei conduttori con cavi di sezione adeguata e altri interventi di manutenzione evolutiva, dove possibili.

Un servizio di distribuzione ottimale implica anche un impiego efficiente delle risorse volte alla gestione e manutenzione delle infrastrutture coinvolte. Una **razionalizzazione degli asset** di rete risulta quindi necessaria ove si presentino inefficienze strutturali, da imputarsi ad esempio alla promiscuità fra i livelli di tensione, o ancora alla presenza di parti di rete particolarmente vetuste.

L'eliminazione di queste situazioni costituisce quindi un'ulteriore spinta allo sviluppo e al rinnovamento della rete.

A tal fine, è necessaria una mappatura delle problematiche in essere sul territorio, sulla base della quale è quindi possibile intervenire in modo mirato, secondo una precisa programmazione e un dato ordine di priorità. In funzione delle problematiche riscontrate, la razionalizzazione degli asset di rete può comportare una serie di interventi più o meno complessi.

Ad oggi, AcegasApsAmga è impegnata su vari fronti, fra i quali l'unificazione dei livelli di tensione BT, attraverso la rimozione graduale delle porzioni di rete che operano a una tensione di 220 V concatenata.

La Tabella 6 riporta i driver sopra descritti e una sintesi delle linee di azione intraprese da AcegasApsAmga al fine di sanare le criticità riscontrate nell'esercizio e promuovere uno sviluppo di rete sostenibile.

Tabella 6. Driver di sviluppo della rete e piano di azione AcegasApsAmga.

DRIVER DI SVILUPPO DELLA RETE	PRINCIPALI AZIONI INTRAPRESE DA ACEGASAPSAMGA
Incremento della capacità di trasporto e Hosting Capacity di rete	Trieste: realizzazione nuova C.P. Roiano e nuova dorsale 27,5 kV Gorizia: potenziamento dorsali MT 10 kV, con passaggio a 20 kV
Continuità del servizio	Rinnovo di tratte BT aeree e/o a maggiore frequenza di guasto
Resilienza e <i>business continuity</i>	Mappatura dei rischi e interventi puntuali di mitigazione
Gestione dei flussi reattivi e dei profili di tensione	Tavoli di confronto ARERA/TERNA sul reattivo e interventi in C.P.
Digitalizzazione e abilitazione degli utenti alla fornitura di servizi	Piano di installazione dei misuratori 2G Adozione di una piattaforma DMS nel centro di controllo Iniziative per l'approvvigionamento di servizi di flessibilità presso gli utenti
Rifacimento delle colonne montanti	Mappatura delle esigenze di ammodernamento delle colonne montanti in condizioni di criticità
Razionalizzazione degli asset di rete	Eliminazione promiscuità impiantistiche (IP, Porto ecc.)

4. Stato attuale della rete elettrica

Per una corretta ed efficace pianificazione dell'infrastruttura di distribuzione elettrica, risulta preliminarmente necessario effettuare una analisi approfondita dello stato attuale della domanda e della generazione distribuite sul territorio, in modo da individuare gli asset di rete che nella condizione attuale sono maggiormente sollecitati, le criticità esistenti e le esigenze di sviluppo di rete future.

Nel seguito, sono riportate le principali risultanze delle analisi svolte per le aree di Trieste e Gorizia, utilizzate per identificare i principali trend in essere sul territorio. I risultati delle analisi hanno fornito la base per l'elaborazione degli scenari di evoluzione futura della rete, che, a loro volta, hanno permesso di individuare le criticità di esercizio attese sulla rete e, conseguentemente, di definire il piano degli interventi di sviluppo e potenziamento per gli anni a venire.

Tali analisi sono state elaborate a partire dallo storico delle richieste di connessione, dai dati contrattuali degli utenti attivi e passivi e dei relativi prelievi ed emissioni di energia elettrica. Le informazioni sono state correlate alle caratteristiche del territorio tramite strumenti di georeferenziazione.

4.1.1 Domanda elettrica

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, detto appunto Carso, che digrada bruscamente verso il mare, con il punto più elevato del territorio comunale che raggiunge i 674 metri s.l.m. (Monte Cocusso). Mentre la seconda zona include il centro città e larga parte delle periferie più popolate.

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 3). 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 4). 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 questo appunto 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.

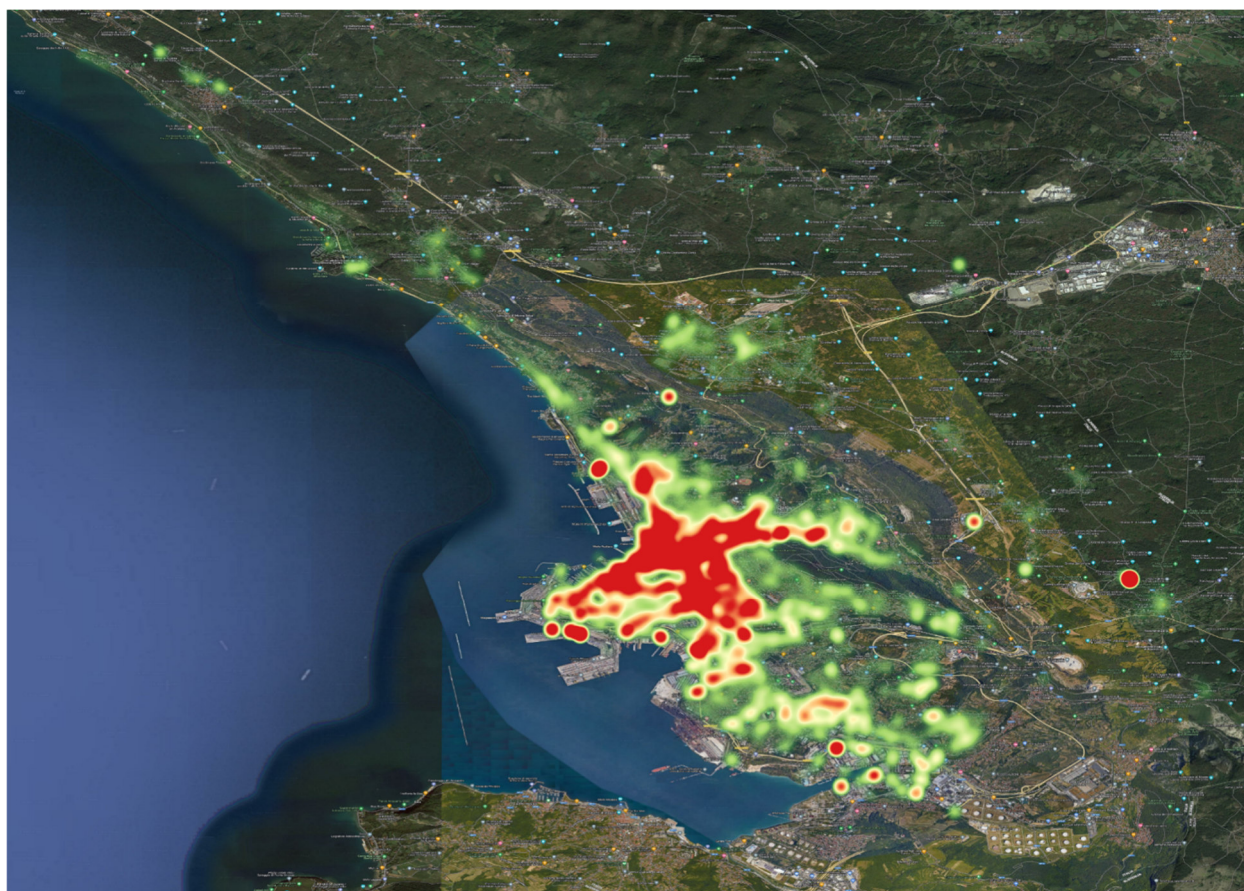


Figura 3. Distribuzione della potenza impegnata della domanda elettrica a Trieste.



Figura 4. 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 ad oggi da una potenza installata totale pari a 596 MW, corrispondente ad un prelievo di energia elettrica nel 2022 di circa 649 GWh. Il numero di utenti serviti (dato al 31/12/2021) ammonta invece a 140.868.

Per quanto concerne invece 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

circondata dalle colline del Collio, in corrispondenza della confluenza delle valli dei fiumi Isonzo e Vipacco.

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 5). Mentre il carico residenziale risulta distribuito sul territorio pressoché uniformemente, quello imputabile agli esercizi commerciali e alle industrie insiste su porzioni di rete più limitate (Figura 6).

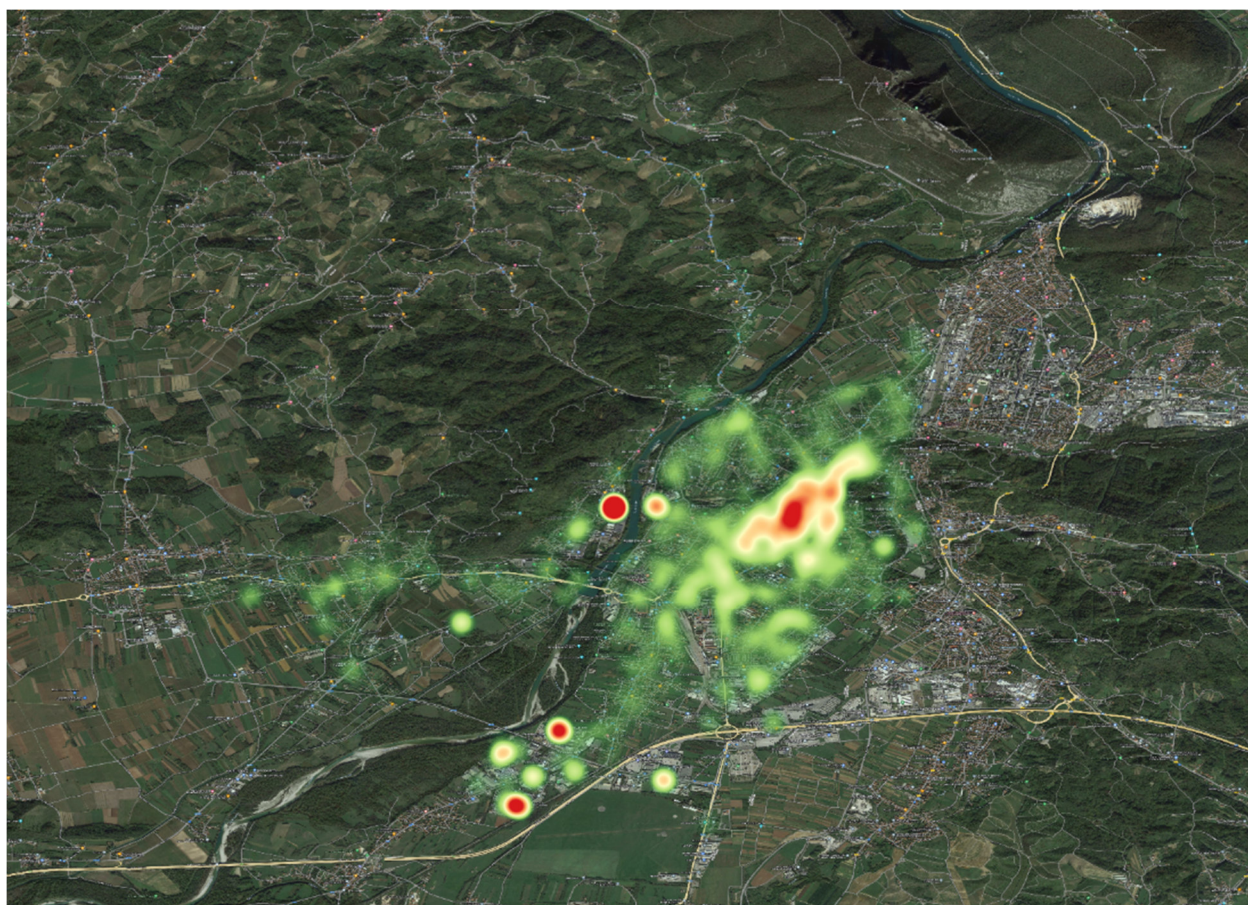


Figura 5. Distribuzione della potenza impegnata della domanda elettrica a Gorizia.

La potenza installata totale degli utenti (22.055 al 31/12/2021) ammonta a 118 MW per un'energia totale distribuita nel 2022 di circa 122 GWh. Anche in questo caso, i prelievi si concentrano principalmente nel centro cittadino, soprattutto come conseguenza della maggiore connotazione commerciale e turistica.

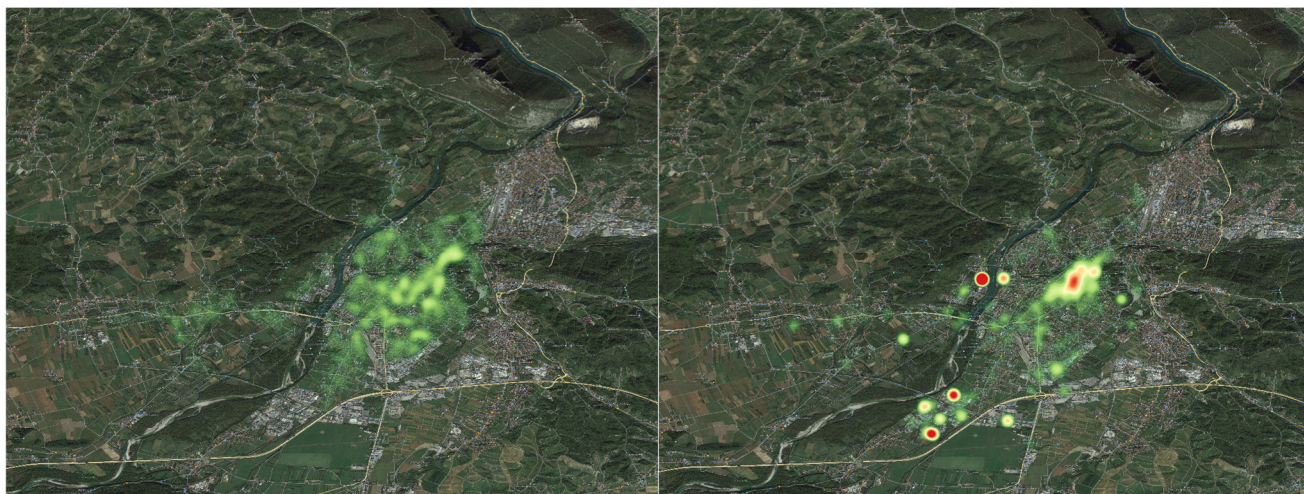


Figura 6. Distribuzione della potenza impegnata del carico domestico (a sinistra) e non domestico (a destra) a Gorizia.

Guardando ai dati di sintesi relativi alla potenza impegnata nei due contesti urbani (Figura 7), 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 relativa per circa 2/3 a carichi non domestici BT e per 1/3 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 8).

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 vincoli e problematiche particolarmente marcati.

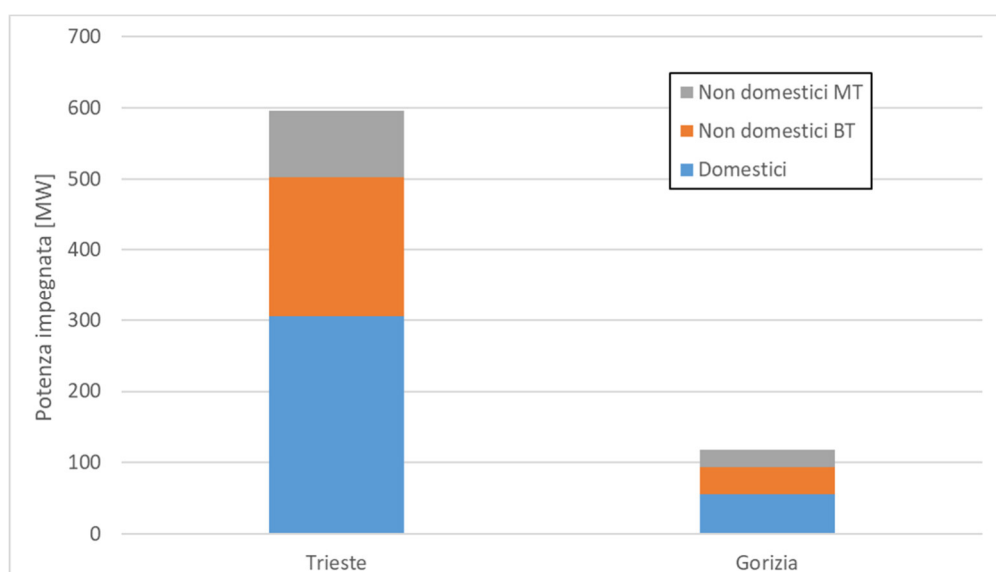


Figura 7. Potenza impegnata per categoria di utente a Trieste e Gorizia.

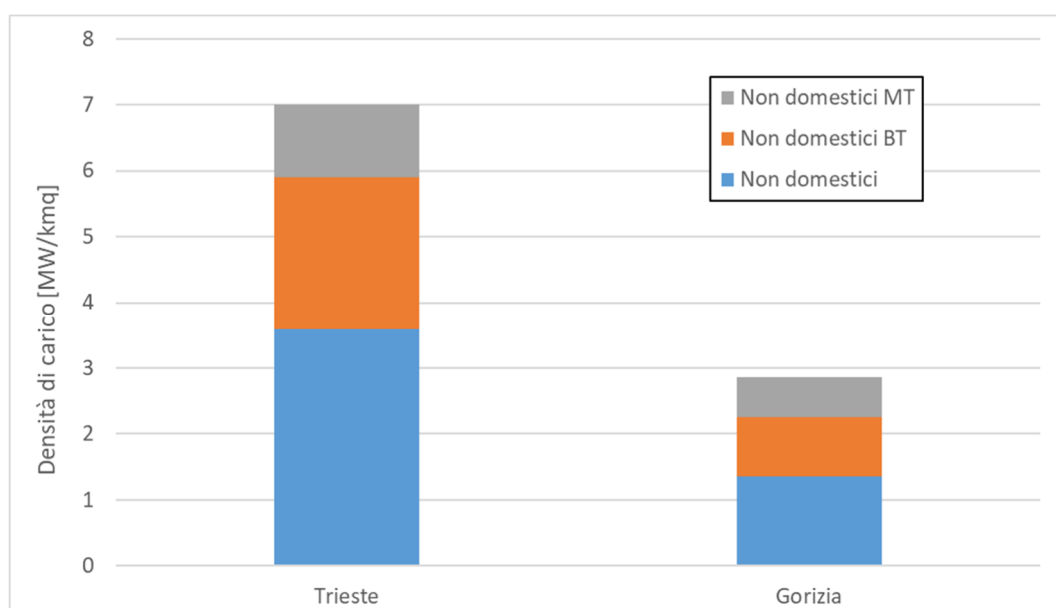


Figura 8. Densità di carico per categoria di utente a Trieste e Gorizia.

4.1.1 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 (Figura 9). Seppur sia presente anche della generazione micro-eolica, il suo apporto risulta trascurabile (pochi kW).

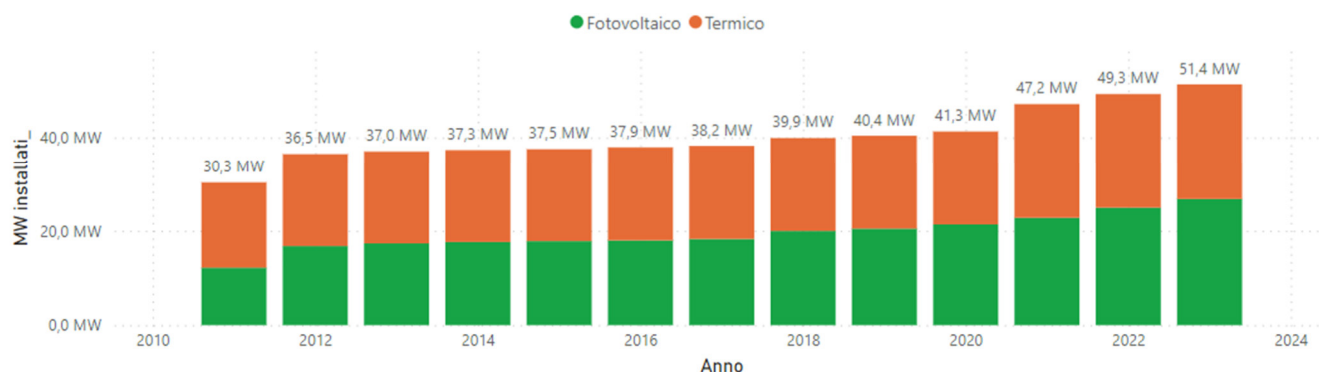
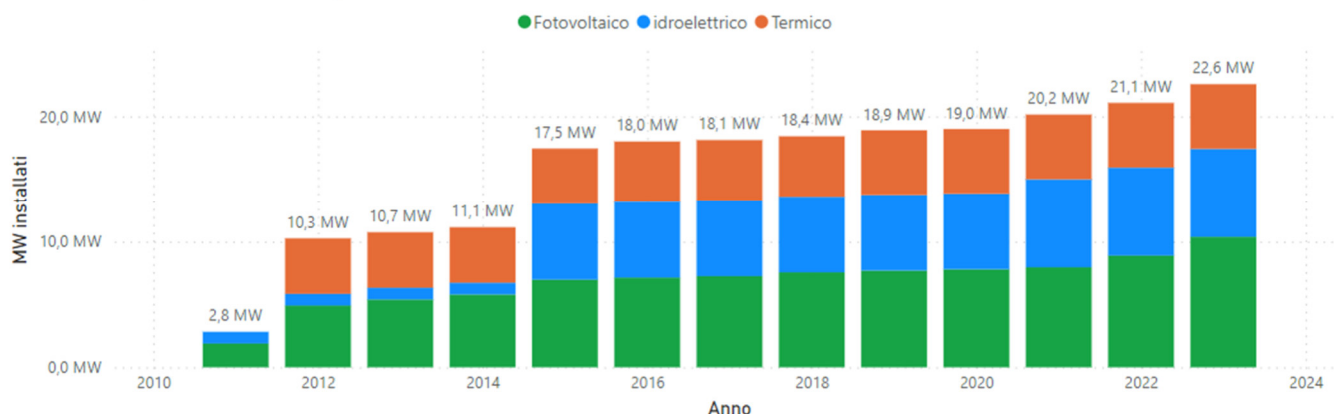
Viceversa, a Gorizia, oltre alle tecnologie di generazione già citate, risulta sostanziale l'apporto anche della produzione idroelettrica (Figura 10).

In entrambi i Comuni, a partire dalla seconda metà del 2021, per l'effetto combinato del cosiddetto «superbonus» e della crisi internazionale, si è assistito ad un aumento esponenziale della potenza generata da fonti rinnovabili (incremento confermato anche dai dati parziali del 2023).

L'andamento negli anni recenti della potenza installata sul territorio mette in evidenza alcune specificità delle diverse fonti di produzione coinvolte. Infatti, la generazione fotovoltaica ha subito nel corso del tempo una crescita graduale e costante, con una accelerazione nell'ultimo triennio. La gradualità della curva di crescita è da imputarsi all'installazione in Trieste e Gorizia prevalentemente di impianti fotovoltaici di piccola taglia. Per cui l'aumento della potenza nel tempo è stato essenzialmente guidato dalla convenienza economica per l'utente di effettuare l'investimento in rinnovabili, diretta conseguenza del costo della tecnologia, del prezzo dell'energia sul mercato e della possibilità di accesso, in un dato periodo temporale, a meccanismi di remunerazione e incentivazione particolarmente convenienti. Ne deriva un trend di crescita continua e costante, la cui intensità nel tempo (pendenza della curva) è risultato dei fattori appena citati.

Viceversa, per quanto concerne la fonte idraulica, e ancor più per quella termica, nei due Comuni la produzione è effettuata tipicamente tramite impianti di taglia medio-grande, in alcuni casi addirittura di dimensioni tali da non essere più identificabili come generazione

distribuita, seppur comunque attestati all'infrastruttura elettrica in gestione ad AcegasApsAmga. La nascita di questi impianti di produzione, in ragione della loro taglia e delle caratteristiche intrinseche della fonte di produzione, risulta strettamente correlata, oltre che ad aspetti di convenienza economica, alla disponibilità di siti ed utenze con caratteristiche idonee.

MW installati per Anno e Tecnologia

Figura 9. Andamento negli anni della generazione distribuita a Trieste.
MW installati per Anno e Tecnologia

Figura 10. Andamento negli anni della generazione distribuita a Gorizia.

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 gli 1680 impianti connessi alla rete. La distribuzione sul territorio risulta piuttosto uniforme (Figura 11): nella stragrande 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.

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 BT.

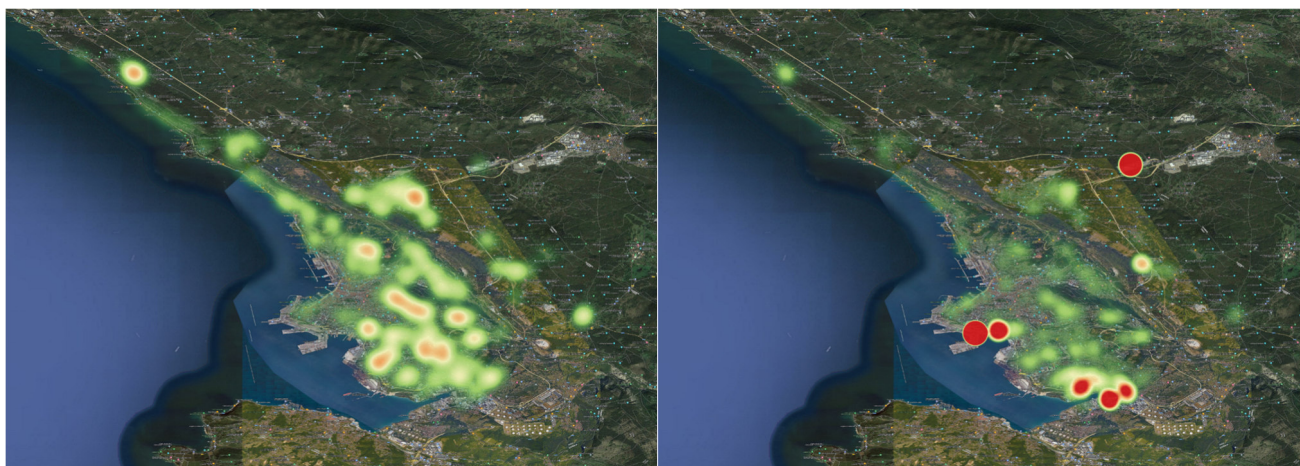


Figura 11. Distribuzione della fonte fotovoltaica a Trieste: numero di impianti (a sinistra) e potenza installata (a destra).

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 e/o a terra (Figura 12).

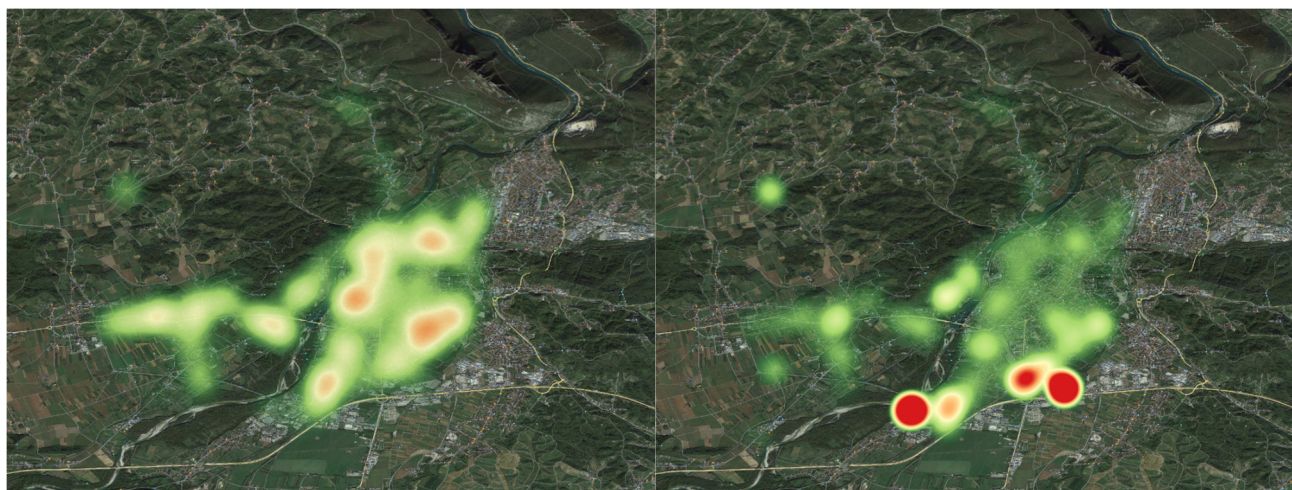


Figura 12. Distribuzione della fonte fotovoltaica a Gorizia: numero di impianti (a sinistra) e potenza installata (a destra).

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 stragrande maggioranza delle installazioni ha potenza inferiore ad alcune decine di kilowatt (Figura 13). Tant'è che, considerando i soli impianti in bassa tensione, Gorizia

presenta una densità di potenza installata da fonte solare maggiore di quella di Trieste (Figura 14). 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.

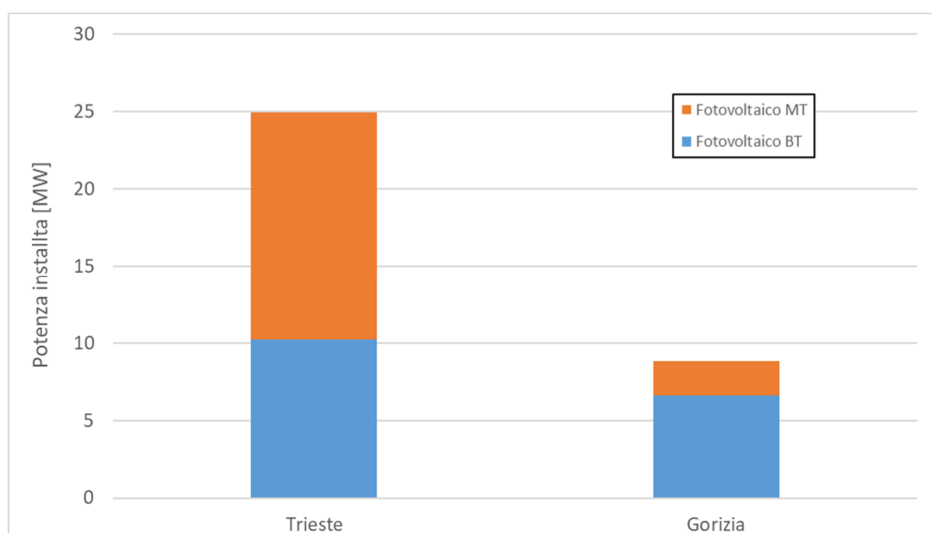


Figura 13. Confronto tra la potenza nominale della generazione fotovoltaica a Trieste e Gorizia.

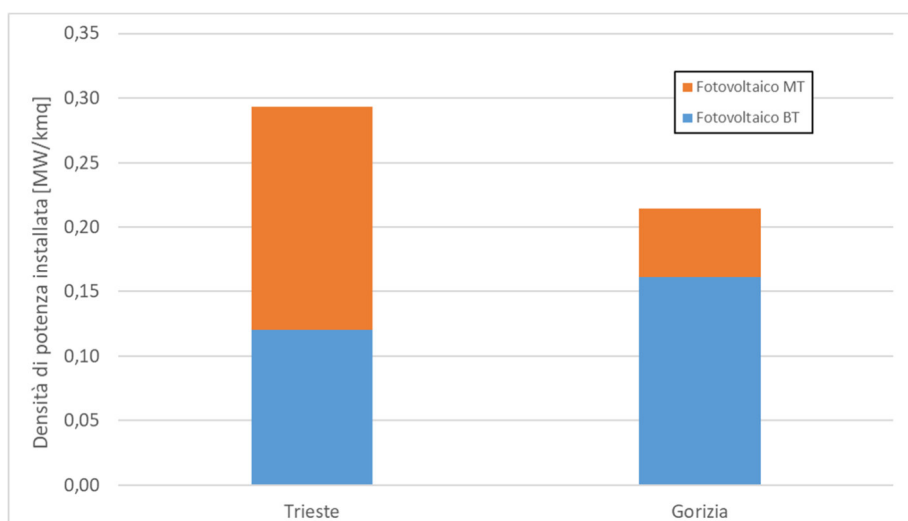


Figura 14. Densità di generazione fotovoltaica per livello di tensione a Trieste e Gorizia.

Relativamente alla generazione termica (Figura 15 a sinistra), a Trieste 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.

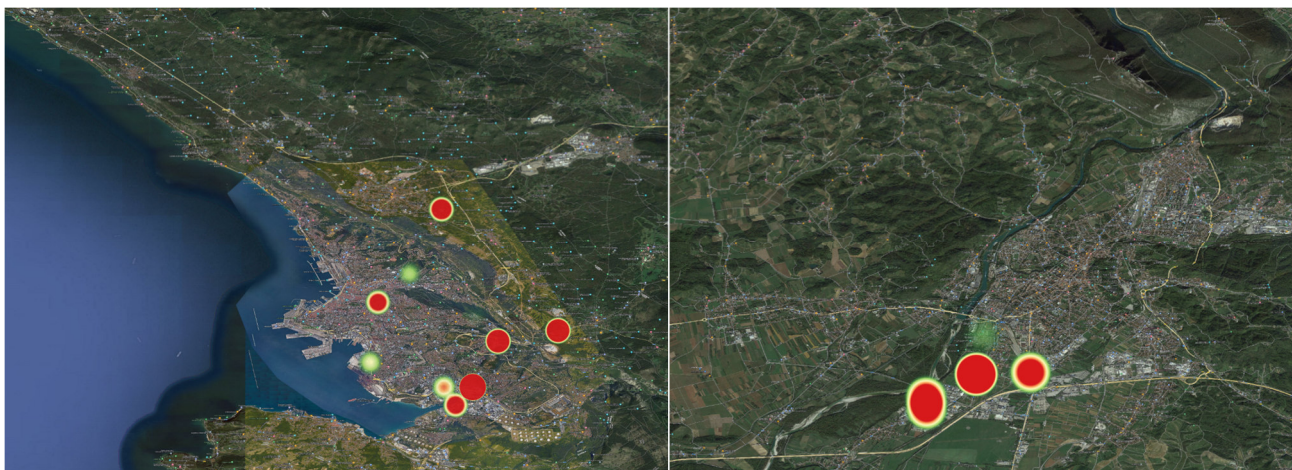


Figura 15. Distribuzione della potenza della generazione termica a Trieste (sinistra) e Gorizia (destra).

Infine, la generazione idroelettrica rappresenta un aspetto peculiare di Gorizia, grazie alla vicinanza del fiume Isonzo (Figura 16). 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 tre centrali idroelettriche, per una potenza complessiva di oltre 8 MW; è inoltre in previsione la realizzazione di una quarta.

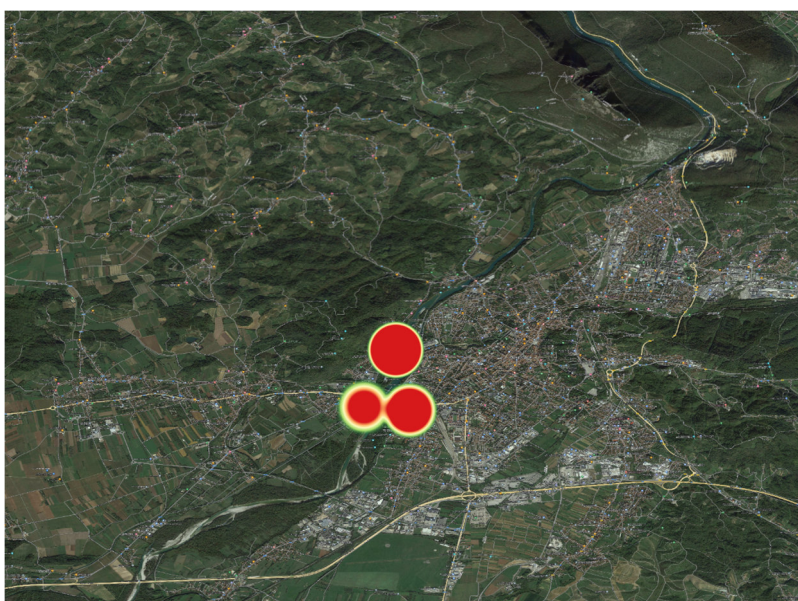


Figura 16. Distribuzione della potenza della generazione idroelettrica a Gorizia.

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.

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 2022, risultavano installati a Trieste oltre 440 sistemi di accumulo per una potenza nominale totale di 2,6 MW e una capacità di 5,0 MWh (Figura 17, a sinistra).

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 2022, erano presenti 128 impianti per una potenza nominale totale di 0,7 MW e una capacità di 1,4 MWh (Figura 17, a destra).

Tale tendenza va letta 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.

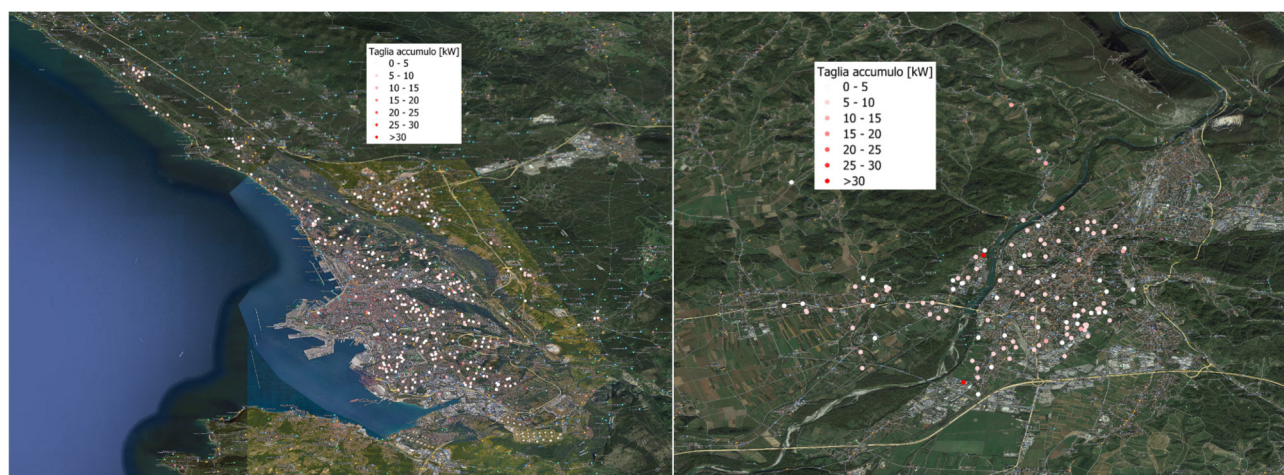


Figura 17. Sistemi di accumulo dell'energia a Trieste (sinistra) e Gorizia (destra).

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 sistemico 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 sistemico, 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. Scenari di evoluzione della rete elettrica

Una corretta pianificazione dell'infrastruttura elettrica richiede una stima affidabile ed accurata degli scenari energetici attesi per il futuro, in grado di mettere in luce eventuali criticità o esigenze di sviluppo della rete e consentire di verificare la sua adeguatezza a fronte dell'evoluzione prospettata del carico e della generazione sul territorio.

L'orizzonte degli scenari previsionali elaborati deve essere coordinato con quello del Piano di Sviluppo dell'azienda di distribuzione (come da disposizioni ARERA, pari a 5 anni). Per cui, ai fini della predisposizione del presente Piano, si è ritenuto di prendere come orizzonte temporale di riferimento per le analisi l'anno 2030, così da coprire i 5 anni di programmazione degli interventi e garantire un margine adeguato.

Gli scenari di evoluzione della rete elettrica sono stati elaborati rispetto ai fattori che si sono ritenuti principalmente incidenti sull'andamento futuro della domanda e generazione.

In particolare, relativamente al carico elettrico, è atteso nei prossimi anni un incremento dei prelievi dalla rete elettrica principalmente per effetto de:

- l'elettrificazione delle banchine del porto di Trieste (cd. "*cold ironing*");
- l'aumento della potenza impegnata a seguito della crescente elettrificazione attesa delle utenze, sia residenziali che commerciali/industriali;
- la realizzazione di nuove connessioni conseguenti allo sviluppo urbanistico dei centri urbani;
- la diffusione della mobilità elettrica, sia pubblica che privata.

Per quanto riguarda la generazione distribuita, è previsto un incremento significativo della potenza installata in relazione a tutte le tecnologie attualmente presenti sul territorio (fotovoltaica, idroelettrica, termica), con una probabile accelerazione rispetto ai tassi di crescita passati, per effetto delle politiche di incentivazione delle rinnovabili e di nuove opportunità per gli utenti (quali la possibilità di aderire alle Comunità Energetiche Rinnovabili). Tale incremento sarà anche accompagnato, come già sta accadendo oggi, dalla maggior diffusione delle tecnologie di stoccaggio dell'energia elettrica.

5.1 Scenari di evoluzione della domanda elettrica

Fornire una corretta lettura dei trend correlati alla domanda elettrica è un'attività complessa, in quanto i fattori che incidono sulla sua evoluzione sono molti e non solo dovuti alla naturale crescita dei consumi e al passaggio per molti di questi all'elettrico, ma anche alla disponibilità di nuove tecnologie, oltre che al cambio di abitudini da parte degli utenti.

All'interno dei contesti urbani, quali quelli di Trieste e Gorizia, è condiviso il fatto che un ruolo fondamentale nell'evoluzione della domanda sarà giocato a tendere dall'elettrificazione dei consumi in ambito residenziale e terziario, specie relativi al riscaldamento/raffrescamento degli edifici, e del trasporto su gomma, sia pubblico che privato.

La complessità insita in una accurata definizione degli scenari di evoluzione del carico è anche da imputarsi alla difficoltà di stimare l'impatto che l'efficienza energetica avrà sulla curva dei consumi, ad esempio per quanto riguarda l'efficientamento termico degli edifici.

Per le ragioni appena esposte, ai fini della predisposizione del Piano di Sviluppo di

AcegasApsAmga, ci si è limitati ad elaborare una analisi della domanda orientata esclusivamente a quelli che possono ritenersi i principali fattori di crescita nel territorio di Trieste e Gorizia.

L'obiettivo è quello di integrare, in future edizioni del Piano di Sviluppo, tali stime con altri fattori aventi impatto potenziale sulle necessità di sviluppo della rete di distribuzione.

5.1.1 Elettificazione del Porto di Trieste

Il trasporto marittimo presenta problematiche di impatto ambientale sia durante la navigazione sia, soprattutto, durante la fase di stazionamento in banchina. I motori a bordo provocano nelle aree portuali e nelle aree circostante emissioni di CO₂, NO_x, PM 10, PM 2.5, nonché emissioni acustiche.

Una possibile soluzione al problema dell'inquinamento nei porti è rappresentata dall'elettificazione delle banchine (cosiddetto "*cold ironing*"), soluzione che permette di fornire energia elettrica da terra alle navi attraccate, evitando che queste mantengano accesi i motori di bordo durante le operazioni di sbarco ed imbarco, con evidenti vantaggi in relazione alla sostenibilità ambientale dell'infrastruttura portuale. Tuttavia, attualmente in Italia, a differenza di altri Paesi europei, la presenza di banchine elettrificate è molto limitata, e quelle presenti non alimentano navi da crociera, traghetti o portacontainer, ma forniscono energia elettrica ai terminali di riparazione navale o alle gru destinate alla movimentazione delle merci¹.

Nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, lo Stato italiano ha stanziato 700 milioni di euro per l'elettificazione dei porti, in linea con gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione stabiliti nel PNIEC in termini di efficienza energetica nei trasporti (D.M. 330 del 13 agosto 2021). L'investimento si concentra su 34 porti, di cui 32, tra cui quello di Trieste, appartenenti alla rete TEN-T (Figura 18).



Figura 18. Corridoi europei TEN-T².

Gli interventi prevedono la realizzazione di una rete di sistemi per la fornitura di energia

¹ <https://www.italiadomani.gov.it/it/Interventi/investimenti/elettificazione-delle-banchine-cold-ironing.html>.

² <https://www.mit.gov.it/connettere-litalia/corridoi-europei-ten-t>.

elettrica dalla riva alle navi durante la fase di ormeggio, in modo da ridurre al minimo l'utilizzo dei motori ausiliari di bordo per l'autoproduzione dell'energia elettrica necessaria, riducendo sensibilmente le emissioni di CO₂, gli ossidi di azoto e le polveri sottili, nonché l'impatto acustico.

Sul porto di Trieste sono previsti investimenti per un importo pari a 24 M€ (Tabella 7).

<i>Trieste</i>	Lavori di elettrificazione delle banchine del Molo Bersaglieri	C91H20000100002	8,000
<i>Trieste</i>	Lavori di elettrificazione delle banchine del Molo VII	C91F20000110002	8,000
<i>Trieste</i>	Lavori di elettrificazione delle banchine del Molo V e di Riva Traiana	C91F20000140002	4,000
<i>Trieste</i>	Lavori di elettrificazione delle banchine Scalo legnami, Piattaforma logistica	C99J21020720001	4,000

Tabella 7. Investimenti previsti nell'ambito del PNRR per l'elettrificazione del porto di Trieste.

Gli investimenti di cui sopra sono in linea con gli obiettivi per la fornitura di energia elettrica da terra nei porti marittimi stabiliti dal “Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, e che abroga la direttiva 2014/94/UE”, che prevedono che gli Stati membri provvedano affinché nei porti marittimi TEN-T sia garantita una fornitura minima di energia elettrica da terra per le navi portacontainer adibite alla navigazione marittima e le navi da passeggeri adibite alla navigazione marittima. In tale ottica, è stato stabilito che gli Stati membri adottino le misure necessarie affinché, entro il 31 dicembre 2029, i porti marittimi della rete TEN-T per i quali il numero annuo di scali di navi ormeggiate a una banchina di stazza lorda superiore a 5 000 tonnellate superi una certa soglia (pari a 100 per navi portacontainer; 40 per navi ro-ro da passeggeri e unità veloci da passeggeri; 25 per altre tipologie di navi passeggeri) devono garantire ogni anno una fornitura di energia elettrica da terra per almeno il 90% del numero totale di scali effettuati dalle navi in questione.

L'elettrificazione dei porti è in linea con le altre azioni in corso o pianificate a livello europeo, finalizzate a ridurre l'impatto ambientale del trasporto marittimo. È stato infatti stabilito che, per la prima volta, le emissioni prodotte dal trasporto marittimo saranno incluse nell'ambito di applicazione dell'EU ETS (*Emissions Trading System* - Sistema dello scambio delle quote di emissione per l'UE). L'obbligo per le società di navigazione di restituire quote di emissione sarà introdotto gradualmente e sarà pari al 40% per le emissioni verificate dal 2024, al 70% dal 2025 e al 100% dal 2026.

La maggior parte delle navi di grandi dimensioni sarà inclusa nell'ambito di applicazione dell'EU ETS fin dall'inizio, mentre le altre (es. le navi d'altura) saranno incluse in un primo momento nel “regolamento MRV” concernente il monitoraggio, la comunicazione e la verifica delle emissioni di CO₂ generate dal trasporto marittimo, e solo successivamente nell'EU ETS. Le emissioni diverse da quelle di CO₂ (metano e N₂O) saranno comprese nel regolamento MRV a partire dal 2024 e nell'EU ETS a partire dal 2026.

Inoltre, è stata recentemente stabilita l'adozione di nuove regole per introdurre carburanti marittimi più puliti. Con l'obbligo per le navi di diminuire gradualmente le emissioni di gas a effetto serra riducendone la quantità nel mix energetico che utilizzano del 2% a partire dal 2025 e dell'80% a partire dal 2050 (rispetto al livello del 2020). Ciò si applicherà alle navi di stazza lorda superiore a 5.000 tonnellate, responsabili, in linea di principio, del 90% delle emissioni di CO₂. La riduzione coinvolgerà inoltre tutta l'energia utilizzata a bordo nei porti dell'UE o tra di essi, e il 50% dell'energia utilizzata per le tratte in cui il porto di partenza o di arrivo si trovi al di fuori dell'UE.

Nel quadro appena delineato, nel corso degli ultimi anni sono stati attivati una serie di progetti volti all'elettificazione delle banchine del porto di Trieste. Benché si prospettino i vantaggi ambientali sopra citati, l'infrastruttura di distribuzione elettrica nello stato attuale risulta spesso inadeguata a far fronte alle potenze richieste per alimentare i servizi di bordo delle navi di grande stazza, proibitive per la rete MT, dato che possono arrivare anche a diverse decine di Megawatt.

La Figura 1 riporta uno scenario previsionale delle connessioni attese nel breve-medio periodo nell'area portuale. Queste potranno superare i 150 MW, di cui oltre 70 MW ci si aspetta si attesteranno alla rete MT di AcegasApsAmga (ovvero tutta la potenza oggetto di richieste di connessione, tranne quella relativa alla Piattaforma Logistica).

Inoltre, dal confronto con i soggetti interessati (Autorità portuale e i potenziali investitori), è emerso che altre richieste di connessione o incrementi di potenza disponibile potranno presentarsi in funzione della disponibilità di nuovi finanziamenti, a livello nazionale o dalla Comunità Europea, piuttosto che in funzione della naturale crescita del Porto.

Alla data attuale, l'elettificazione del molo Bersaglieri è quella in fase più avanzata: per uno dei due sistemi pianificati per l'alimentazione da terra delle navi, avente una potenza richiesta di 8 MVA, è già stata completata la progettazione esecutiva ed è stata avviata la realizzazione.

Lo sviluppo della rete elettrica per far fronte all'elettificazione del Porto rappresenta certamente una sfida per AcegasApsAmga. La prossimità dell'area portuale al centro storico di Trieste pone infatti notevoli vincoli alla realizzazione delle opere necessarie. In particolare, dalle valutazioni effettuate, risulta impossibile la realizzazione di nuove stazioni AT dove la potenza si rende necessaria. Nonostante le potenze coinvolte, tipiche delle connessioni in alta tensione, i nuovi carichi elettrici dovranno perciò obbligatoriamente essere alimentati in media tensione.

A tal fine, è indispensabile prevedere uno sviluppo adeguato dell'infrastruttura di distribuzione. Sviluppo che deve essere pianificato con opportuno anticipo e con particolare cura, vista la complessità di realizzazione di tali opere, delle tempistiche molto strette richieste per il loro completamento, e dei vincoli autorizzativi presenti in città. Per consentire la corretta attuazione degli interventi deve dunque essere previsto necessariamente un confronto attivo con Terna, con l'obiettivo soprattutto di definire in che modo la potenza richiesta dal Porto debba attestarsi sulla rete di trasmissione nazionale, nonché con gli altri attori, istituzionali e non coinvolti, nel processo realizzativo.



Figura 19. Richieste attese di nuovi allacciamenti di carichi elettrici del Porto di Trieste.

5.1.2 Aumento della potenza impegnata a seguito della crescente elettrificazione delle utenze

Il pacchetto “Fit for 55” (“Pronti per il 55%”) è un insieme di proposte volte a rivedere e aggiornare le normative dell’UE e ad attuare nuove iniziative al fine di garantire che le politiche comunitarie siano in linea con gli obiettivi climatici concordati dal Consiglio e dal Parlamento europeo³.

Il pacchetto di proposte mira a fornire un quadro coerente ed equilibrato per il raggiungimento degli obiettivi climatici dell’Unione Europea, in grado di:

- garantire una transizione giusta e socialmente equa;
- mantenere e rafforzare l’innovazione e la competitività dell’industria europea assicurando nel contempo parità di condizioni rispetto agli operatori economici dei paesi terzi;
- sostenere la posizione leader dell’UE nella lotta globale contro i cambiamenti climatici.

All’interno del pacchetto “Fit for 55” è prevista la revisione di una serie di direttive e regolamenti europei. Fra questi, gioca un ruolo di primo piano la revisione della Direttiva sulla prestazione energetica degli edifici, che fissa nuove norme più ambiziose in materia di efficienza energetica per gli edifici nuovi e ristrutturati.

Si osserva infatti che gli edifici sono responsabili del 40% del consumo finale di energia e del

³ <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

36% delle emissioni di gas a effetto serra associate all'energia nell'UE. Presentano inoltre un enorme potenziale in termini di riduzioni delle emissioni: il 75% degli edifici esistenti è inefficiente sotto il profilo energetico e si prevede che richiederà ristrutturazioni energetiche su vasta scala⁴.

Al fine di contribuire all'obiettivo della neutralità climatica, è stabilito che dal 2028 i nuovi edifici di proprietà di enti pubblici e dal 2030 tutti gli edifici di nuova costruzione, dovranno essere a emissioni zero. A partire dal 2030 gli attestati di prestazione energetica saranno obbligatori per tutti gli edifici di nuova costruzione.

Per quanto riguarda invece gli edifici esistenti, per quelli non residenziali, gli Stati membri saranno tenuti a fissare norme minime di prestazione energetica. In particolare, relativamente agli edifici residenziali, è richiesto che il consumo medio di energia primaria di tutti gli edifici residenziali soddisfi almeno i seguenti requisiti:

- entro il 2033, classe di prestazione energetica D;
- entro il 2040, livello fissato da ciascun paese per garantire un parco immobiliare a emissioni zero nel 2050.

Dal 2050, tutti gli edifici esistenti, tranne alcune eccezioni (edifici storici, di culto, siti industriali, ecc.) dovrebbero diventare a emissioni zero.

Per incoraggiare le ristrutturazioni e l'efficientamento energetico è stato stabilito che potranno essere impiegati strumenti quali aiuti finanziari, sgravi fiscali e il sostegno amministrativo.

Un contributo sostanziale all'efficientamento degli edifici sarà anche dato dall'elettrificazione degli usi finali dell'energia, tramite l'adozione massiva di tecnologie basate sul vettore elettrico, fra le quali, soprattutto, l'elettrificazione del riscaldamento tramite pompe di calore. La conversione del riscaldamento ad elettrico offre molte opportunità interessanti, in quanto molto spesso contestualmente al passaggio alle pompe di calore, si ha anche la transizione dell'edificio ad un concetto "full electric", con la dismissione delle precedenti modalità di utilizzo del gas metano, ad esempio per la cottura, in favore di soluzioni più efficienti basate sull'energia elettrica (piastra a induzione, ecc.). Inoltre, qualora l'abitazione non ne fosse già dotata in precedenza, è pressoché scontato successivamente l'utilizzo dell'elettricità anche per il raffrescamento.

A seguito del consolidarsi del fenomeno, in Trieste e Gorizia si è avuto negli anni recenti un crescente numero di richieste di aumenti di potenza disponibile da parte degli utenti. Nel breve-medio termine, è attesa un'accelerazione di tale tendenza per effetto delle politiche energetiche nazionali. Basti pensare che il PNIEC prevedeva al 2030 per il settore residenziale in Italia circa 4 milioni in più di pompe di calore per uso estivo e invernale, valori che dovrebbero essere rivisti a rialzo nel processo di adozione dei nuovi target UE⁵.

Per quanto concerne l'elettrificazione degli usi finali dell'energia a Trieste, aspetti di particolare attenzione riguardano, come già introdotto, la distribuzione della potenza impegnata sul territorio comunale, con il carico del Porto molto in prossimità del centro urbano dove è previsto insisterà maggiormente il nuovo carico elettrico dovuto all'elettrificazione, e ai

⁴ <https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/fit-for-55-making-buildings-in-the-eu-greener/>

⁵ Memoria TERNA relativa al Pacchetto "Pronti per il 55%" ("Fit for 55%") nell'ambito dell'Audizione, 8 marzo 2022 Commissioni Riunite VIII, IX e X della Camera dei deputati.

vincoli urbanistici conseguenti al carattere storico di molti quartieri della città. Questo richiede una capacità di analisi e modellazione degli impianti particolarmente sofisticata per affrontare la potenziale difficoltà da parte di AcegasApsAmga a dar seguito alle richieste di potenza. L'obiettivo della modellazione è anche quello di massimizzare i benefici degli investimenti di sviluppo di modo che questi riescano ad intercettare quante più esigenze possibili, migliorando la qualità del servizio per le utenze portuali, per la mobilità elettrica e per l'utenza diffusa. L'esperienza di analisi della rete sviluppata a Trieste è in fase di applicazione anche sul territorio di Gorizia dove, al momento, il trend dell'elettrificazione non è così accentuato.

Dato l'impatto rilevante che avrà l'elettrificazione degli usi finali dell'energia, e specie l'evoluzione indotta dalla conversione ad elettrico del riscaldamento degli edifici, si è effettuata una stima dell'impatto potenziale della diffusione delle pompe di calore sulla domanda elettrica di Trieste e Gorizia.

In ragione della complessità di effettuare stime accurate del fenomeno, per l'edizione corrente del Piano di Sviluppo, l'analisi si è focalizzata esclusivamente sul settore residenziale. Per estendere la valutazione dell'impatto dell'elettrificazione ai settori commerciale/industriale, pure determinanti ai fini della transizione energetica, si ritiene indispensabile per il futuro attivare dei tavoli di confronto con gli enti locali e gli altri portatori di interesse.

L'analisi è stata sviluppata in accordo alle seguenti fasi:

1. stima del fabbisogno termico di una abitazione «tipo», differenziata per classi energetiche dell'edificio e categoria di abitazione (unifamiliare o in condominio);
2. stima del fabbisogno elettrico, in potenza ed energia, conseguente alla copertura del fabbisogno termico stimato per l'abitazione «tipo» tramite pompa di calore;
3. dato il numero di abitazioni di una data tipologia (classe energetica; unifamiliare o in condominio) nel Comune considerato, ed ipotizzata una certa percentuale di penetrazione delle pompe di calore sul totale, calcolo dell'incremento del fabbisogno elettrico complessivo, in potenza ed energia.

Ai fini della stima del fabbisogno termico dell'abitazione «tipo», si è proceduto dapprima a definire una superficie media della singola unità abitativa, quantificata, da rielaborazione di dati ISTAT relativi ai Comuni in oggetto, in 150 mq per abitazioni all'interno di edifici unifamiliari e 75 mq per abitazioni in condominio.

Sempre da dati di letteratura, ad ogni tipologia di abitazione è stato poi associato un parametro relativo alla dispersione termica globale, funzione della classe di prestazione energetica dell'edificio.

Nota la superficie e la volumetria stimata per ogni unità abitativa, si è quindi proceduto a quantificarne il fabbisogno termico complessivo (E_{th} in Tabella 8). Ai fini del calcolo è stato fissato un valore di gradi-giorno pari a 1839 (numero di riferimento del 2022 per Trieste).

CLASSE ENERGETICA	Abitazioni unifamiliari	Abitazioni in condomino
B	4634	2085
C	6951	3090
D	9114	4171
E	11895	5407
F	15911	7183
G	21472	9732

Tabella 8. Fabbisogno termico annuo stimato per il riscaldamento delle abitazioni "tipo" [kWh(th)/anno].

Sulla base delle caratteristiche e delle prestazioni tipiche delle pompe di calore oggi in commercio, il fabbisogno termico è stato quindi convertito in un fabbisogno elettrico annuo (E_{el-PdC} in Tabella 9):

$$E_{el-PdC} = \frac{E_{th}}{COP * \eta_{distrib} * \eta_{emissione}}$$

CLASSE ENERGETICA	Abitazioni unifamiliari	Abitazioni in condomino
B	1153	519
C	1730	769
D	2268	1038
E	2960	1345
F	3959	1788
G	5343	2422

Tabella 9. Fabbisogno elettrico stimato abitazione «tipo» [kWh/anno].

Infine, è stata stimata la potenza equivalente richiesta dalla pompa di calore dell'unità abitativa "tipo" (Tabella 10), ipotizzando che durante il funzionamento della stessa la potenza prelevata sia costante:

$$P_{el-PdC} = \frac{E_{el-PdC} * (T_{rif} - T_{inf})}{GG * h}$$

CLASSE ENERGETICA	Abitazioni unifamiliari	Abitazioni in condominio
B	1153	519
C	1730	769
D	2268	1038
E	2960	1345
F	3959	1788
G	5343	2422

Tabella 10. Potenza elettrica stimata abitazione «tipo» [kW].

Ai fini dei calcoli di cui sopra, si sono introdotte le seguenti assunzioni.

- Coefficiente di prestazione della pompa di calore (COP): 4,5
- Rendimento di distribuzione ($\eta_{distrib}$): 0,94
- Rendimento di emissione ($\eta_{emissione}$): 0,95
- Temperatura di riferimento: 20°C
- Temperatura minima: -5°C
- Numero di ore giornaliere di funzionamento: 14 h

L'impatto complessivo delle pompe di calore sulla rete dipende dalla penetrazione attesa nel futuro della tecnologia sul territorio, che a sua volta dipende dalle politiche energetiche adottate a livello nazionale ed europeo. A riguardo, il PNIEC nel 2021 ha definito determinati target in relazione alla diffusione delle pompe di calore, che sono poi stati rivisti al rialzo nell'ambito dell'accordo "Fit for 55". Ancor più recentemente questi sono stati oggetto di revisione all'interno del Piano RepowerEU, dove, tramite il cosiddetto "Heat Pump Action Plan" è stato previsto di introdurre politiche energetiche e di supporto all'industria e ai cittadini mirate a raddoppiare il tasso di diffusione attuale delle pompe di calore, ottenendo la sostituzione di 10 milioni di caldaie residenziali a combustibili fossili con pompe di calore entro il 2027 su un totale di 86 milioni a livello europeo, per poi puntare a 30 milioni entro il 2030. I vantaggi ambientali a cui punta il piano sono consistenti, con una riduzione del 36% del consumo finale di energia in ambito residenziale e del 28% delle relative emissioni di CO₂⁶.

L'impatto dovuto alla diffusione delle pompe di calore sulla rete, in termini di fabbisogno e incremento di potenza impegnata, dipende intrinsecamente dalla penetrazione che la tecnologia avrà all'interno del parco immobiliare esistente.

Inoltre, molto dipende anche dalle scelte dei cittadini in termini di efficientamento dell'involucro degli edifici, che potrebbero portare ad una importante riduzione del fabbisogno termico per il riscaldamento e raffrescamento, e conseguentemente contenere significativamente l'incremento della domanda elettrica.

Si ribadisce che sugli elementi appena citati incidono in modo determinante le scelte compiute dai decisori politici a livello nazionale, riflesso delle politiche europee. Infatti, come la

⁶ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/heat-pumps_en

transizione energetica impatterà sulla rete elettrica dipenderà molto dalle modalità attuative dei vari interventi sul territorio, che nella stragrande maggioranza dei casi devono ancora essere stabilite.

Fra le varie linee di azione ad oggi in discussione, che potrebbero avere un effetto rilevante sull'andamento dei consumi energetici degli utenti domestici, si cita la cosiddetta direttiva «case green», attualmente in via di revisione in ambito comunitario, la cui bozza attuale prevede che gli immobili residenziali dovranno raggiungere la classe energetica E entro il 2030 e la D entro il 2033; inoltre, tutti i nuovi edifici dovranno essere a emissioni zero a partire dal 2028. È chiaro che, se tale direttiva venisse approvata nella forma attuale, essa risulterebbe determinante nel definire l'andamento della domanda elettrica in Trieste e Gorizia.

Data l'incertezza associata al tasso di diffusione e le pompe di calore sul territorio comunale, sono stati considerati degli scenari differenziati, che prevedono livelli di penetrazione della tecnologia differenti, allineati agli obiettivi comunitari (Tabella 11). L'implementazione delle politiche energetiche europee sul territorio e il loro adeguamento alle esigenze e caratteristiche specifiche dei Comuni risulta primariamente in capo agli enti regionali e comunali. A tendere, si ribadisce quindi la necessità di un confronto attivo fra le parti, utile a recepire all'interno del Piano di Sviluppo gli scenari più aggiornati elaborati da tali soggetti.

Scenario	Tassi di sostituzione
Business as Usual	10%
PNIEC	17%
RepowerEU	30%

Tabella 11. Tassi di sostituzione delle caldaie a gas con pompe di calore rispetto alla situazione attuale.

Per quantificare l'incremento atteso del fabbisogno di energia elettrica (Figura 20) e della potenza impegnata (Figura 21) si è assunto che la sostituzione della caldaia a gas con la pompa di calore, come molto spesso accade, avvenga contestualmente ad un intervento di efficientamento dell'isolamento termico dell'edificio. In particolare, si è ipotizzato che all'intervento consegua una riduzione del fabbisogno termico del 30% rispetto allo scenario preesistente (equivalente circa all'incremento di una classe energetica).

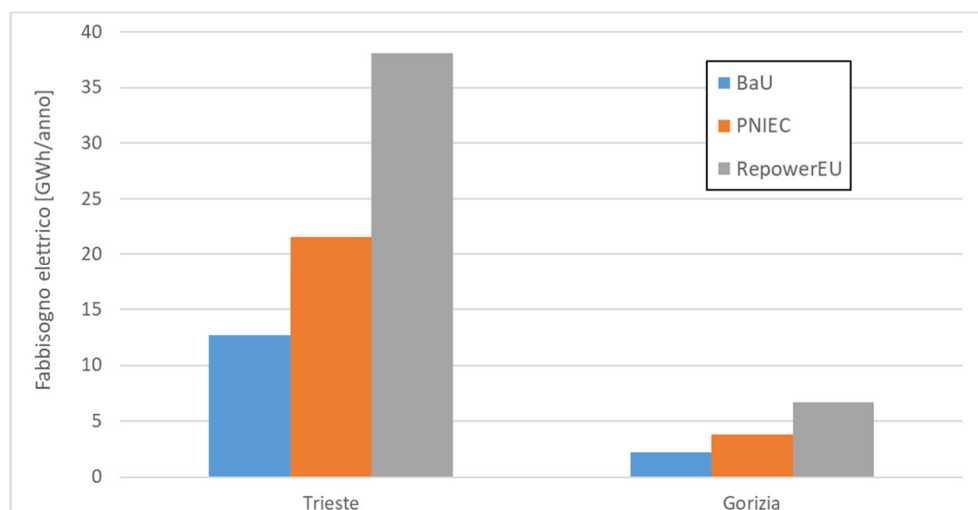


Figura 20. Incremento atteso al 2030 del fabbisogno di energia elettrica nei comuni di Trieste e Gorizia [GWh/anno].

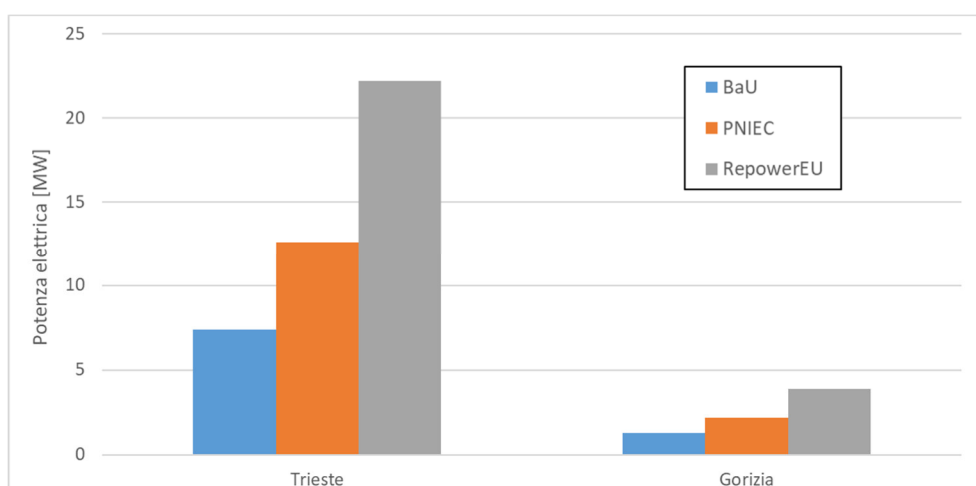


Figura 21. Incremento atteso al 2030 della potenza impegnata nei comuni di Trieste e Gorizia [MW].

L'incremento dei consumi atteso al 2030, che si ribadisce è fortemente influenzato dalle ipotesi relative alla diffusione della produzione di calore attraverso il vettore elettrico, risulta non affatto marginale. Prendendo, ad esempio, a riferimento lo scenario intermedio (PNIEC), ciò corrisponderebbe ad un aumento dell'energia servita da AcegasApsAmga sul territorio di Trieste e Gorizia rispettivamente pari al +3,3% e 3,1% rispetto allo scenario attuale e ad un incremento della potenza connessa alla rete nei due casi rispettivamente dell'2,1% e 1,9%.

Si ritiene infine opportuno specificare alcune considerazioni a conclusione dell'analisi.

- L'incremento dei consumi sopracitati, dovuto alla sostituzione delle pompe di calore in ambito residenziale, è da rileggersi contestualmente agli effetti dell'elettrificazione delle altre tipologie di carico domestico attualmente basate su fonti fossili, soprattutto per quanto concerne il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria. Anche rispetto ai boiler elettrici, le pompe di calore presentano vantaggi significativi. I margini di efficientamento sono molto elevati, se si immagina che in UE l'80% degli usi finali dell'energia sono imputabili proprio al riscaldamento degli ambienti domestici e dell'acqua calda sanitaria. Va poi considerato il contributo del raffrescamento, già ampiamente diffuso, ma che trarrà ulteriore impulso dalla diffusione delle pompe di calore bidirezionali (caldo/freddo). Inoltre, apporto non trascurabile sarà dato dal passaggio all'elettrico della cottura dei cibi e, non da ultimo, all'uso dell'energia elettrica nel trasporto privato. È lecito attendersi che, per tutte queste applicazioni, l'adozione alla pompa di calore per il riscaldamento domestico agirà da fenomeno trainante, ovvero, abbandonate le caldaie a gas, è plausibile che molti utenti rinunceranno totalmente all'utilizzo del gas metano all'interno dell'abitazione, verso un concetto di casa "full electric". In merito, si osserva una tendenza già abbastanza consolidata nei Comuni gestiti da AcegasApsAmga: basti pensare infatti che ad oggi in Trieste e Gorizia sono presenti, rispettivamente, oltre 440 e 70 abitazioni con potenza impegnata della fornitura elettrica (spesso trifase) almeno pari a 10 kW. Dalla distribuzione dei punti di prelievo sul territorio (Figura 22), risulta di interesse osservare che, specie in Trieste, non tutte le aree all'interno del Comune sono parimenti impattate del fenomeno. Le aree maggiormente interessate sono quelle con immobili di costruzione mediamente più recente, oppure dove si localizzano gli edifici di maggior pregio. Questo aspetto è rilevante ai fini della pianificazione di rete, in quanto fornisce evidenza del fatto che alcune porzioni dell'infrastruttura elettrica potranno essere

soggette più di altre agli effetti della crescita del carico.

- Una spinta notevole all'elettrificazione sarà data anche dagli interventi sul patrimonio edilizio pubblico. Il settore, in accordo ai piani di transizione energetica europei, più di ogni altro sarà interessato dal piano di interventi finalizzati all'efficientamento e dallo sfruttamento delle rinnovabili. A tal proposito si ricorda che, secondo gli obiettivi del piano "Fit for 55", l'anno entro il quale tutti gli edifici di nuova realizzazione dovranno essere ad emissioni zero è stato anticipato per le proprietà degli enti pubblici al 2028 (contro il 2030 per quelli detenuti da privati). Sono inoltre in corso di definizione obiettivi ancor più sfidanti, che prevedono almeno il 3% della superficie totale di tutti gli edifici pubblici oggetto di riqualificazione ogni anno⁷.
- All'interno dei territori comunali sia di Trieste che di Gorizia, permangono ancora ad oggi delle aree non metanizzate, soprattutto nelle aree periferiche dei due Comuni. Benché alla data odierna non esistano ancora chiari piani per l'abbandono del gasolio e degli altri combustibili liquidi di origine fossile impiegati per il riscaldamento degli edifici, stanti le spinte verso la transizione energetica, è molto probabile l'introduzione nel prossimo futuro di forti limitazioni alla realizzazione di nuovi impianti basati su tali combustibili, se non alla dismissione di quelli esistenti. Considerati i limiti che sussistono in alcuni contesti all'espansione della rete per la fornitura del gas metano, l'energia elettrica si pone quale pratica alternativa in tutti quei casi in cui è necessario dismettere le caldaie a gasolio in aree non metanizzate. Proprio nelle aree non raggiunte dal gas metano, è quindi ragionevole aspettarsi una maggiore crescita del carico elettrico.

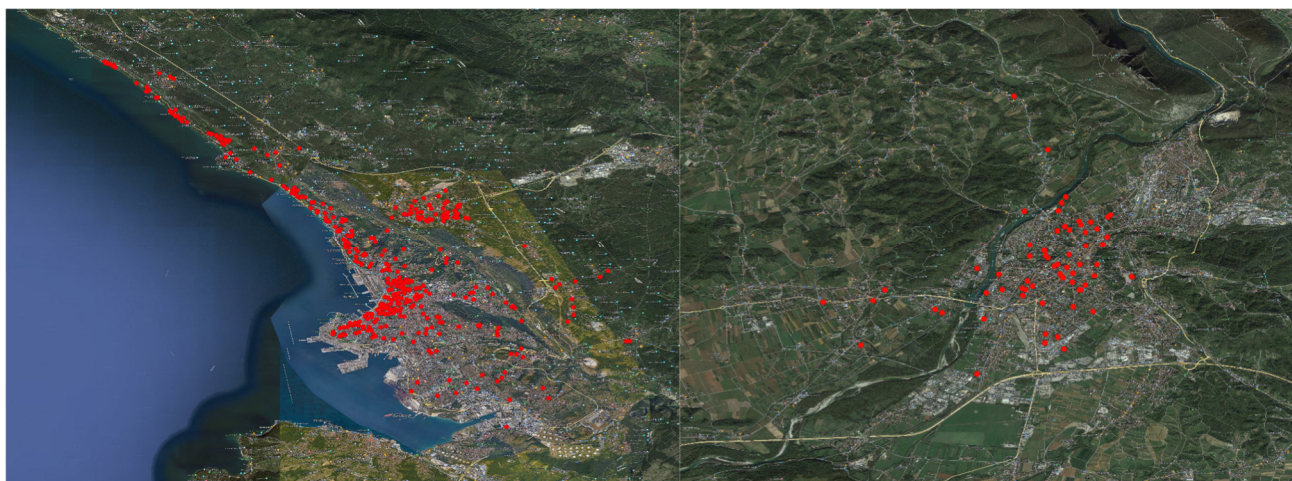


Figura 22. Utenze residenziali con potenza impegnata ≥ 10 kW, presumibilmente di tipo "full electric" a Trieste (sinistra) e Gorizia (destra).

⁷ <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20230309IPR77212/parliament-and-council-negotiators-agree-on-new-rules-to-boost-energy-savings>

	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 34/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

5.1.3 Evoluzione della rete a seguito di interventi di sviluppo urbanistico puntuali

I comuni di Trieste e Gorizia sono caratterizzati da uno spiccato dinamismo, che ha portato, specie negli ultimi anni, ad un notevole sviluppo urbanistico. La qualità del servizio elettrico si misura anche con la capacità della rete di sapere evolversi per venire incontro al cambiamento delle esigenze del territorio, dei centri urbani e dei cittadini che vi abitano. Ciò implica, in primis, la capacità di garantire una tempestiva connessione delle nuove utenze, oltre che di consentire gli aumenti di potenza degli utenti che ne facciano richiesta.

Spesso gli sviluppi del tessuto cittadino non risultano pianificabili né predicibili a priori, in quanto risultato di una molteplicità di fattori che si sovrappongono tra loro portando al progressivo cambiamento della città. È questo il caso degli interventi dei privati sul patrimonio edilizio e dell'avvio, o cessazione, delle attività commerciali.

Tuttavia, altri sviluppi urbanistici sono il frutto di decisioni ben definite, governate dai decisori pubblici o quantomeno oggetto di confronto con questi ultimi, come lo sviluppo di Porto Vecchio in una logica di partenariato pubblico-privato. In questo caso, gli interventi possono, e devono, essere tenuti in considerazione preventivamente nella pianificazione della rete. A questo scopo, risulta essenziale mantenere un canale di comunicazione attivo con gli enti e gli altri soggetti coinvolti, in modo da cogliere prontamente tali cambiamenti e adattare lo sviluppo rete di conseguenza.

Gli interventi di sviluppo urbanistico pianificati a Trieste e Gorizia nel prossimo quinquennio, sulla base delle informazioni note ad AcegasApsAmga, sono riportati in Figura 23 e Figura 24. Tale lista sarà tenuta aggiornata sulla base di confronti costanti con i soggetti pubblici e privati.

Per quanto riguarda Gorizia, gli sviluppi urbanistici con impatto sulla rete elettrica riguardano in modo abbastanza omogeneo l'intera area del Comune.

Anche per quanto concerne Trieste, gli sviluppi interessano in modo diffuso l'intero centro urbano, con un impatto sull'infrastruttura di distribuzione elettrica piuttosto diffuso, con molti degli asset di rete coinvolti. Da questo punto di vista, emergono profonde differenze con quanto si sta osservando nel Porto, dove le richieste di connessione alla rete per l'elettificazione delle banchine hanno potenze molto più elevate ed insistono su una ristretta porzione di rete.



Figura 23. Interventi di sviluppo urbanistico pianificati a Trieste.

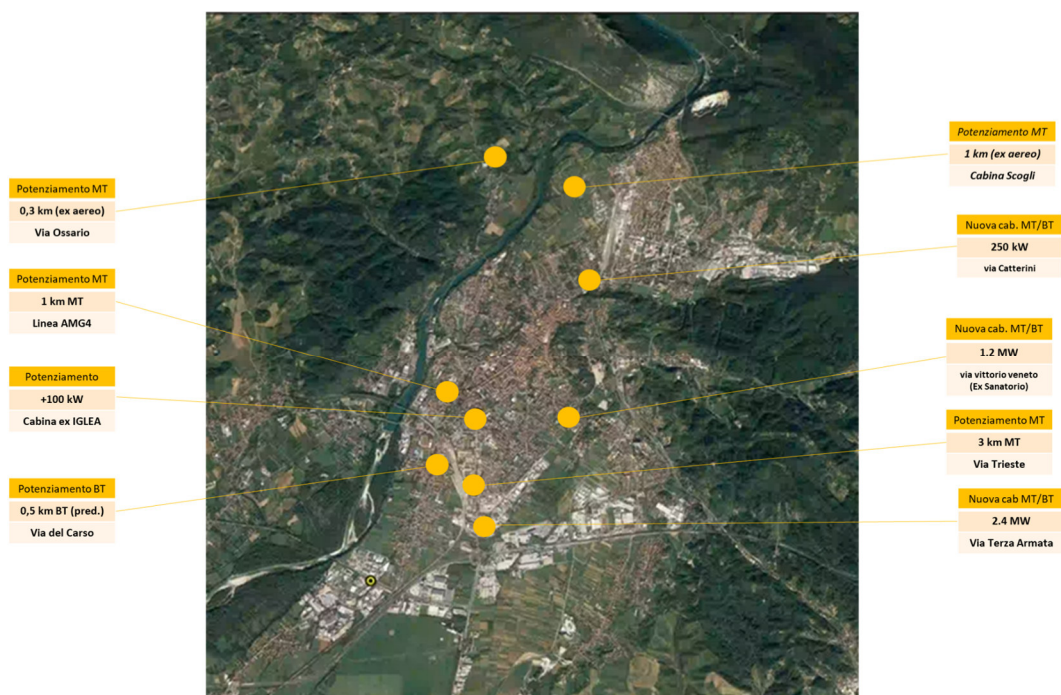


Figura 24. Interventi di sviluppo urbanistico pianificati a Gorizia.

5.1.4 Mobilità elettrica

La riduzione dei combustibili fossili nei trasporti è un obiettivo essenziale affinché l'UE consegua la neutralità climatica entro il 2050. Infatti, si ritiene che i trasporti siano i responsabili di quasi il 25% delle emissioni di gas ad effetto serra nell'UE e che il trasporto su strada, in particolare, sia la causa del 71% di queste.

Attualmente, sono più di 13,4 milioni le auto e i furgoni alimentati da combustibili alternativi nell'UE, che corrisponde a meno del 5% del parco totale dei veicoli. In Italia, le percentuali risultano ancor più ridotte, seppur in crescita, con poco meno di 200.000 auto elettriche circolanti (dato al 30 giugno 2023) su un totale nazionale di oltre 40 milioni.

Il dato nazionale è in linea con la situazione del Friuli-Venezia Giulia, da cui emerge che, al 2021, risultavano circolanti in Trieste e Gorizia in totale poco più di 500 veicoli elettrici (Tabella 12). Assumendo nel 2022 e primi mesi del 2023 nel territorio servito da AcegasApsAmga un trend di crescita analogo a quello nazionale, ciò equivale con buona probabilità ad avere alla data attuale circa un migliaio di veicoli elettrici circolanti nei due Comuni.

Provincia - Area Province - Area	Benzina Petrol	Bz/Gpl Petrol/LPG	Bz/Metano Petrol/CNG	Elettrico Electric	Gasolio Diesel	Ibrido-Benzina Hybrid-Petrol	Ibrido-Gasolio Hybrid-Diesel	Altre Others	N.I. Not identified	Totale Total
Veneto	1.333.707	264.287	105.382	10.547	1.388.034	86.398	11.933	54	64	3.200.406
Gorizia	56.370	1.358	111	214	30.788	2.402	153	4	1	91.401
Pordenone	100.730	9.652	2.107	523	98.036	5.500	605	6	7	217.166
Trieste	83.967	1.563	139	313	39.313	4.408	259	3	5	129.970
Udine	196.472	9.684	1.327	1.169	150.879	9.562	867	15	6	369.981
Friuli Venezia Giulia	437.539	22.257	3.684	2.219	319.016	21.872	1.884	28	19	808.518

*Tabella 12. Autovetture circolanti in Friuli-Venezia Giulia per fonte di alimentazione nel 2021
(fonte: Associazione Nazionale Filiera Industriale Automobilistica).*

Sebbene la diffusione dei veicoli elettrici sia ancora piuttosto modesta, le immatricolazioni di veicoli full electric sono in rapida crescita: si pensi infatti che, nei soli primi sei mesi del 2023 in Italia sono state pari a 32.684 unità, con un incremento del +31,93% rispetto allo stesso periodo del 2022⁸.

Nei prossimi anni è atteso un aumento ancora più importante per effetto delle politiche energetiche: infatti, i veicoli elettrici, sia ibridi elettrici plug-in (PHEV), che soprattutto puri (BEV), sono ritenuti una delle principali soluzioni in grado di contribuire alla diminuzione dei consumi finali nei trasporti e di favorire l'integrazione della produzione da rinnovabili elettriche. Secondo le ultime stime, in Italia ci si aspetta una diffusione complessiva di quasi 6,6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica al 2030 di cui circa 4,3 milioni di veicoli elettrici puri⁹.

Negli anni recenti, sono state previste una serie di misure di finanziamento per favorire l'acquisto di veicoli a basse emissioni da parte dei privati (cd. Ecobonus).

La spinta verso l'elettrico ha riguardato anche le flotte aziendali, per le quali nella Legge di Bilancio 2020 è stata stabilita una maggiore tassazione del beneficio accessorio sulle auto aziendali maggiormente inquinanti e di nuova immatricolazione.

Obblighi di acquisizione di veicoli a combustibili alternativi sono stati introdotti anche per la Pubblica Amministrazione, tramite la Legge di Bilancio 2020, che ha stabilito, sulla scia di quanto già previsto dal D.Lgs. 257/2016, che le pubbliche amministrazioni siano tenute, in occasione del rinnovo dei veicoli in dotazione tramite acquisto o noleggio di almeno due veicoli, a procedere all'acquisto o al noleggio, in misura non inferiore al 50%, di veicoli adibiti

⁸ <https://www.motus-e.org/>

⁹ Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2023, documento in consultazione, giugno 2023.

al trasporto su strada alimentati ad energia elettrica, ibrida o a idrogeno.

Diverse misure hanno mirato inoltre a rafforzare il trasporto pubblico locale in un'ottica sostenibile. Il Piano Strategico Nazionale della Mobilità Sostenibile previsto dalla Legge di bilancio 2017 ha come principale finalità il rinnovo del parco autobus del trasporto pubblico locale tramite l'acquisto di mezzi ad alimentazione alternativa (elettrica, idrogeno, metano) e della relativa rete infrastrutturale (ad es. impianti di ricarica dei mezzi) in modo da consentire nel tempo la completa sostituzione dei mezzi attualmente in circolazione, ormai al limite della loro vita utile, con veicoli a basso impatto ambientale. Per tale finalità è stato previsto uno stanziamento statale complessivo di 3,885 miliardi di euro nel periodo dal 2019 al 2033.

Inoltre, con fondi PNRR, sono stati aggiunti ulteriori 250 mln€ per nuovi progetti per la trasformazione verde e digitale dell'industria degli autobus. Oltre al Piano Strategico, con DM n° 530 del 23/12/2021, sono state ripartite le risorse previste per l'acquisto di autobus a zero emissioni (elettrici e ad idrogeno) e relative infrastrutture di supporto per un importo complessivo pari a 2.415 mln€, di cui 1.915 mln€ da PNRR e 500 mln€ da legislazione vigente.

Arrivare alla neutralità climatica entro il 2050 implica anche che sul territorio vi siano abbastanza punti di ricarica e rifornimento per veicoli a combustibili alternativi¹⁰.

In materia, il regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi, parte del pacchetto "Pronti per il 55%" ("Fit for 55"), ha stabilito una serie di obiettivi per lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica elettrica pubblica in UE, che avranno un impatto anche sui comuni gestiti da AcegasApsAmga. Benché in Italia già da alcuni anni si riscontri un numero di punti di ricarica in continuo aumento (circa 41.000 a marzo 2023), i punti disponibili non sono ancora in grado di soddisfare il fabbisogno atteso nei prossimi anni.

Per potenziare l'infrastruttura di ricarica elettrica, è stato previsto che entro il 2025 siano presenti stazioni di ricarica per le auto elettriche almeno ogni 60 km sulle strade principali della rete centrale TEN-T e che ogni anno la potenza totale erogabile dalle stazioni di ricarica sia incrementata in funzione del numero di auto immatricolate. Requisiti minimi di diffusione sono stati stabiliti anche per l'alimentazione ad idrogeno, che, come noto, pure potrà avere un riflesso sulla rete elettrica nei prossimi anni.

A livello nazionale, e sempre a supporto della diffusione dei punti di ricarica, fondi del PNRR sono stati indirizzati ad incentivare la realizzazione di punti di ricarica veloci e ultra-veloci, sostenendo anche la transizione della rete di distribuzione dei carburanti tradizionali, biocarburanti avanzati e sostenibili e con l'obiettivo finale di realizzare una rete di ricarica uniformemente distribuita sull'intero territorio nazionale.

Gli stanziamenti a fondo perduto ammontano a 353 milioni di euro, ripartiti nel triennio 2023-2025, con l'obiettivo di realizzare almeno 13.755 stazioni di ricarica veloci nei centri urbani. A questi si aggiunge un finanziamento altrettanto importante a supporto di 7.500 punti di ricarica su strade extraurbane.

In aggiunta alla misura PNRR, focalizzata sulla creazione di una rete di ricarica pubblica diffusa in modo omogeneo sul territorio nazionale, è stata adottata anche una misura destinata alla ricarica privata mediante un fondo di 90 mln€ destinato alle imprese.

Infine, è inoltre in fase di istituzione la Piattaforma Unica Nazionale (PUN) dei punti di ricarica per veicoli ad energia elettrica, che consentirà di realizzare il censimento anagrafico delle infrastrutture di ricarica a pubblico accesso, dei connessi punti di ricarica, nonché dei relativi gestori e fornitori di servizi di mobilità elettrica garantendo allo stesso tempo uniformità ed omogeneità delle informazioni in essa contenute.

¹⁰ <https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/fit-for-55-afir-alternative-fuels-infrastructure-regulation/>

5.1.4.1 Punti di ricarica pubblici ad uso privato

La ricarica dei veicoli elettrici privati a Trieste e Gorizia ad oggi avviene prevalentemente attraverso i punti di ricarica installati in autonomia dai privati.

Per quanto riguarda invece i punti di ricarica pubblici ad uso privato, i numeri sono ancora limitati, sebbene siano destinati a crescere rapidamente. In particolare, alla data attuale si segnalano le seguenti nuove richieste di connessione:

- a Trieste, 10 richieste di connessione distribuite all'interno della città per un totale di 12 sistemi di ricarica di cui 2 fast-charge (Figura 25);
- a Gorizia, 4 richieste di connessione distribuite all'interno della città per un totale di 4 nuovi punti di ricarica pubblici ad uso privato, 1 da 75 kW e 3 da 90 kW (Figura 26), inoltre è recentemente stato pubblicato dal comune di Gorizia un avviso per la selezione di operatori economici ai quali affidare in concessione non onerosa stalli di parcheggi pubblici o a altri spazi pubblici affinché possano realizzarvi infrastrutture di ricarica, per un totale di 30 installazioni, comprensive di eventuali pensiline fotovoltaiche e provvederne successivamente alla gestione.

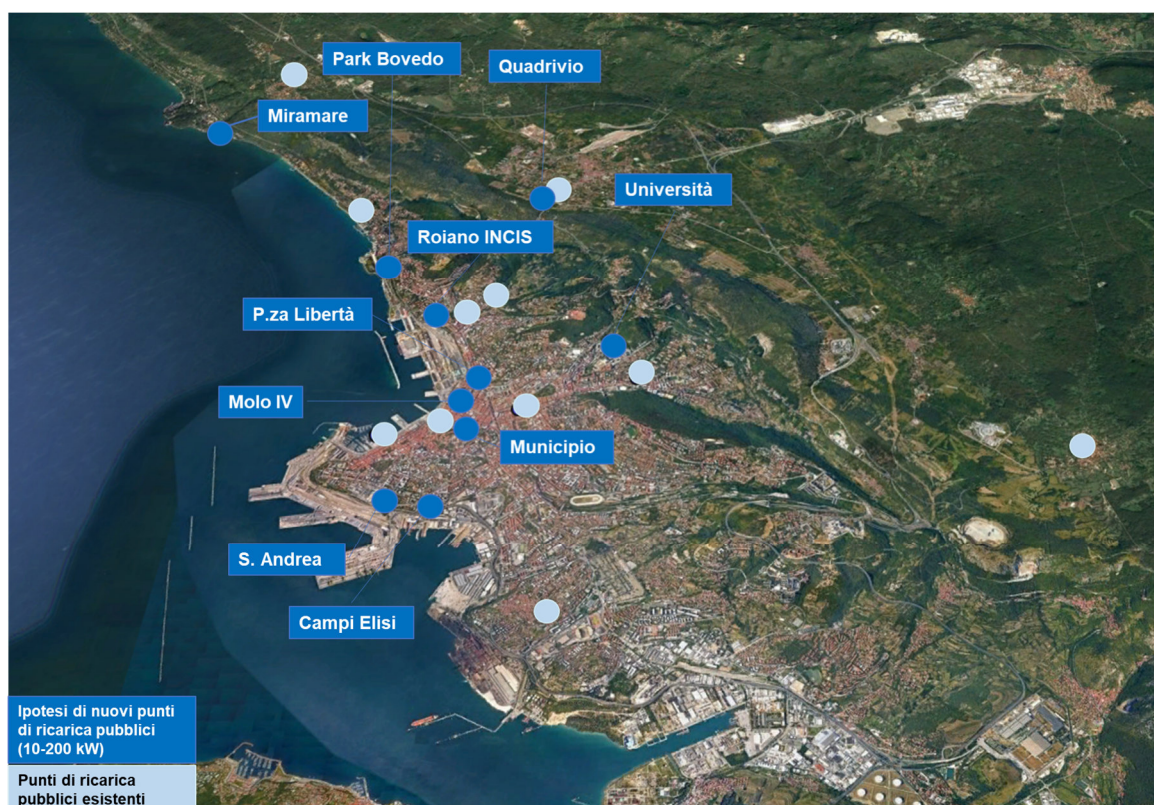


Figura 25. Punti di ricarica pubblici esistenti e pianificati a Trieste.



Figura 26. Punti di ricarica pubblici esistenti e pianificati a Gorizia.

Seppur la penetrazione della mobilità elettrica nello scenario attuale sia ancora ridotta, è quantomai probabile che nel prossimo futuro essa avrà un forte impatto sulla rete elettrica. Purtuttavia, una esatta quantificazione del fenomeno, in ragione dei molti fattori che ne influenzano l'evoluzione, è da ritenersi pretenziosa.

Al fine di impostare un'analisi congruente dell'impatto che la mobilità elettrica avrà sull'infrastruttura di distribuzione, che dovrà essere aggiornata nel tempo, a verificare le ipotesi adottate nello studio, ad aggiornarle e a prendere in considerazione le ovvie evoluzioni che vi saranno nello scenario tecnologico, sociale, ambientale, AcegasApsAmga ha sviluppato, per la presente edizione del Piano, una prima analisi di "rischio di impatto".

A tal scopo, si è reso necessario identificare, in prima battuta, una base di dati (preferibilmente pubblica), idonea a supportare lo sviluppo dell'analisi. In tale ottica si è ritenuto di riferirsi ai dati ufficiali ISTAT relativi a:

- celle territoriali (celle di censimento in Figura 27)¹¹;
- stradale;
- distribuzione di parcheggi, scuole, aree residenziali, aree lavorative, etc. (ove i dati non fossero disponibili da base ISTAT, si è integrato il dataset attingendo al database OpenStreetMap).

Da ultimo, per fotografare le "abitudini" di utilizzo dei veicoli, ci si è, ancora una volta, riferiti a studi pubblici (disponibili a livello nazionale) prodotti da ISTAT. In particolare, si è fatto riferimento ai dati di "pendolarismo" per attività lavorative o di studio (Tabella 13)¹².

¹¹ <https://www.istat.it/it/archivio/104317>

¹² <https://www.istat.it/it/archivio/139381>

Si sottolinea quindi che le analisi, preliminari, riportate nel seguito, non considerano l'intero set di esigenze di mobilità: a tal riguardo, il modello dovrà quindi essere integrato in edizioni future del Piano di Sviluppo. Il dataset disponibile fornisce, per un tipico giorno lavorativo, i viaggi (differenziati per tipologia) da un comune "origine" ad un comune "destinazione", nel caso in esame, della regione Friuli-Venezia Giulia; considerando anche i viaggi che originano/terminano fuori dalla regione. Tramite opportune elaborazioni, i dati sono stati differenziati a livello di singola cella ISTAT.



Figura 27. Sezioni di censimento ISTAT adottate per lo studio.

Tipo record	Tipo residenza	Provincia di residenza	Comune di residenza	Sesso	Motivo dello spostamento	Luogo di studio o di lavoro	Provincia abituale di studio o di lavoro	Comune abituale di studio o di lavoro	Stato Estero di studio o di lavoro	Mezzo	Orario di uscita	Tempo impiegato	Stima Numero di individui	Numero di individui
L	1	001	059	1	2	1	001	059	000	10	1	2	0000018.81	ND

Tabella 13. Dati ISTAT relativi al pendolarismo impiegati nello studio.

Le ipotesi adottate ai fini delle analisi numeriche svolte sono sintetizzabili come nel seguito:

- i singoli "viaggi" vengono associati ad un orario di partenza variabile dalle 6:15 alle 10:15;
- il modello è sviluppato con una risoluzione ai 15 minuti;
- il passaggio dal dataset a granularità oraria a quello con granularità quartoraria è basata su una semplice "probabilità uniforme";
- ad ogni "viaggio" è associato poi un "ritorno", congruente rispetto alla combinazione "origine vs destinazione" ed al tipo di viaggio;
- il "tempo di permanenza" è definito tramite una probabilità (distribuzione normale) differenziata fra viaggi a scopo lavorativo e viaggi a scopo di studio (la deviazione standard è presa, convenzionalmente pari a 30 minuti);
- la "velocità" media del viaggio è presa, convenzionalmente, pari a 35 km/h con un potenziale consumo energetico di 0.2 kWh/km.

La procedura sviluppata è sintetizzata dalla flowchart della seguente Tabella 14.

Analisi della matrice di pendolarismo

Nella matrice di pendolarismo si ritrova la descrizione, per un tipico giorno lavorativo, dei viaggi stimati nella regione Friuli-Venezia Giulia, con granularità comunale. Il database è limitato ai viaggi per esigenze lavorative e ai viaggi per esigenze di studio

Analisi dei dati statistici del territorio, come risultati da censimento ISTAT

Rispetto al territorio in analisi, si integra il database informativo con i dati relativi alla densità abitativa, alla distribuzione delle imprese e delle scuole, al numero di lavoratori e di studenti impegnati nelle stesse.

Grazie al database OpenStreetMap si geolocalizzano i parcheggi, le scuole e gli altri siti di interesse.

Calcolo delle distribuzioni di probabilità relative alla selezione del luogo di partenza e del luogo di arrivo di ogni singolo viaggio

In base ad un algoritmo a gravità, si selezionano, entro i perimetri dei comuni dichiarati come nodo di partenza e di arrivo dei singoli viaggi, le celle ISTAT a maggiore probabilità di originare, o terminare un viaggio.

Simulazione, secondo le distribuzioni di probabilità sopra-calcolate, dei singoli viaggi, eseguendone il routing sulla rete stradale

In base ai viaggi dichiarati nella matrice di pendolarismo, alla probabilità di selezione di una specifica cella ISTAT come nodo di origine e/o di destinazione, si esegue la simulazione dei singoli viaggi. Entro la simulazione si esegue il routing sulla rete stradale, si valuta la densità del traffico, aggiornandone di conseguenza i tempi di percorrenza e ricalcolando il percorso a maggior probabilità; si esegue infine la stima del costo energetico del viaggio.

In esito, si ottiene, con granularità quartoraria, la probabilità che un certo numero di auto abbia come destinazione, nello slot temporale in analisi, una specifica cella ISTAT.

Tabella 14. Fasi della procedura sviluppata per l'analisi di impatto della mobilità elettrica.

In sintesi, il modello proposto prevede di estrarre dai sopracitati dati di pendolarismo, i singoli viaggi, differenziati fra esigenze di mobilità per scopo di lavoro e per scopo di studio (il database pubblico utilizzato, come anticipato in precedenza, è limitato a tali due fattispecie). Per ogni viaggio è dichiarato il comune di partenza e il comune di ritorno; avendo l'esigenza di adottare una granularità territoriale più fine rispetto a quella comunale, si è sviluppato un modello, così detto, *a gravità*, ovvero tale da suddividere, secondo opportune probabilità, i singoli viaggi sulle diverse celle territoriali ISTAT presenti in ogni comune. A base del processo di selezione a gravità vi è, riferendosi alla selezione del luogo di partenza dei viaggi, il peso (da cui, appunto, la dizione di metodo *a gravità*) della popolazione presente in una cella territoriale rispetto alla totale popolazione comunale. Viceversa, riferendosi alla selezione del luogo di arrivo di ogni singolo viaggio, si valuta il peso del numero di aziende, e di lavoratori coinvolti, presenti in ogni cella territoriale rispetto alla sommatoria comunale; con riferimento ai viaggi a scopo di studio, il peso è corrispondente alla densità del numero di scuole e di studenti in una certa cella rispetto al totale comunale.

Matematicamente, le probabilità di selezione possono essere sintetizzate secondo le proprietà nel seguito elencate:

- per ogni comune e per ogni cella, la somma delle probabilità di selezione deve essere pari a 1;
- ogni cella è differenziata in termini di probabilità di originare o terminare un viaggio;

- a tal fine si usano come discriminare: la densità abitativa, il numero di aziende e di lavoratori presenti, le capacità delle aree di parcheggio, ecc. (vedi Tabella 15).

TRIP REASON	SECTION TYPE	DEF. PROBABILITY FACTOR	WEIGHTS
Work	Origin	$p_i = \frac{POPULATION_i}{POPULATION_{ZONE}}$	wr = 1
	Destination	$p_i = w_p \frac{PARKING AREA_i}{PARKING AREA_{ZONE}} + w_{wap} \frac{WORKERS_{around,i}}{WORKERS_{ground,ZONE}} + w_w \frac{N^o WORKERS_i}{N^o WORKERS_{ZONE}}$	wp = 0.3 ; wwap = 0.3 ; ww = 0.4
Study	Origin	$p_i = \frac{POPULATION_i}{POPULATION_{ZONE}}$	wr = 1
	Destination	$p_i = w_p \frac{PARKING AREA_i}{PARKING AREA_{ZONE}} + w_{sa} \frac{STUDY AROUND AREA_i}{STUDY AROUND AREA_{ZONE}} + w_s \frac{STUDY AREA_i}{STUDY AREA_{ZONE}}$	wp = 0.3 ; wsa = 0.3 ; ws = 0.4

Tabella 15. Ipotesi adottate in merito alla probabilità di originare/terminare un viaggio in una determinata cella ISTAT.

Il modello, come anticipato, considera un primo “importante” dataset di informazioni, ma comunque non “esaustivo”, i risultati ottenuti devono quindi essere riletti alla luce delle ipotesi di calcolo. Ovvero, la matrice di pendolarismo che alimenta la procedura, è ad oggi disponibile solo per quanto riguarda i viaggi a scopo lavorativo e/o a scopo di studio, rappresenta quindi un importante e significativa quota delle esigenze di mobilità, ma non esaustiva. In aggiunta, il dato ad oggi pubblicamente disponibile è limitato ad un giorno lavorativo tipo.

Tali limitazioni portano alla evidenza che, a titolo esemplificativo, nelle aree nelle quali non sono rilevate (o sono rilevate in modo minore) densità abitativa, piuttosto che attività lavorative, parcheggio o scuole, semplicemente non verranno selezionati come “celle” utili per simulare un viaggio.

In esito alla procedura proposta, si vanno ad identificare (Figura 28) le celle ISTAT maggiormente interessate da esigenze di mobilità (a livello complessivo, ovvero non si sta valutando la sola fattispecie della “mobilità elettrica”); dove per interessate si intende il fatto che tali aree avranno una maggiore probabilità di risultare il nodo di arrivo dei viaggi simulati. I viaggi simulati corrispondono alle complessive esigenze di mobilità, ovvero esigenze ad oggi soddisfatte tramite mezzi alimentati da combustibili tradizionali. Nella prospettiva di future evoluzioni della mobilità elettrica, la metodologia proposta, definendo opportune ipotesi su quali spostamenti potranno avere una maggiore penetrazione dell’opzione elettrica, consegnerà la possibilità di valutare le esigenze di domanda per sistemi di ricarica.

Ad oggi, il modello è quindi da rileggersi come un’analisi di “rischio di impatto” del fenomeno, ovvero di maggiore incidenza di esigenze di mobilità che, in prospettiva, avranno una certa penetrazione delle tecnologie elettriche.

In particolare, le analisi prodotte mirano ad identificare il picco di richiesta (ovvero il picco di auto in ingresso in una certa cella ISTAT), questo in ragione della disponibilità parziale dei dati relativi alla mobilità, che quindi (secondo le ipotesi formulate) consente una modellazione ragionevole dei flussi veicolari, solo entro certe specifiche finestre temporali.

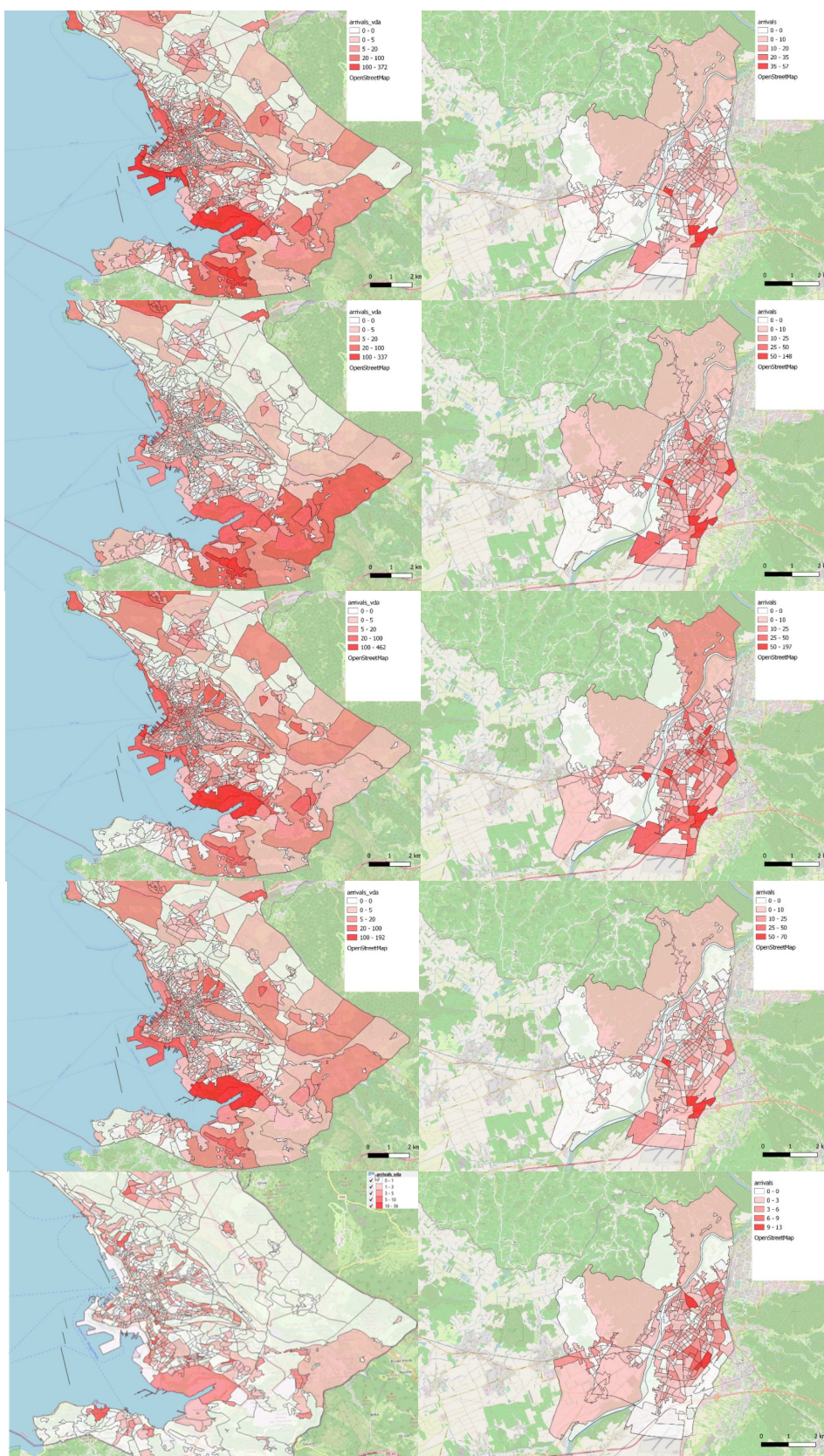


Figura 28. Risultati dell'analisi di "rischio di impatto" della mobilità elettrica per Trieste (sinistra) e Gorizia (destra). Ad una maggiore intensità di colorazione delle celle corrisponde un maggior numero di veicoli in arrivo. A partire dall'alto, le mappe si riferiscono all'orario di arrivo delle 7.45, 8.00, 8.15, 8.30 e 18.30.

Le analisi numeriche mettono in luce chiaramente delle tendenze di mobilità diversificate fra le ore mattutine e quelle serali, sia nell'area di Trieste (in modo più importante) che in quella di Gorizia.

Per l'area di Trieste, in particolare, si nota un importante flusso di viaggi in ingresso nella città, con destinazioni concentrate nell'area del porto e nell'area sud-est; viceversa, nelle ore del tardo pomeriggio si nota un flusso di viaggi molto meno intenso (si ricorda che si stanno valutando solo i flussi di mobilità per esigenze lavorative e per esigenze di studio). Si identifica quindi una potenziale criticità nel gestire le richieste di ricarica correlate alle ore mattutine.

Nell'area di Gorizia, viceversa, si identifica, in alcune celle ISTAT specifiche (centro della città, ed area centro sud-est) un flusso di viaggi in ingresso più accentuato nelle ore mattutine, ma con una presenza comunque sostenuta anche in quella del tardo pomeriggio.

Si porta in evidenza il fatto che le scale cromatiche adottate per il caso di Trieste sono diversificate rispetto a quelle adottate per il caso di Gorizia, per ovvie motivazioni di dimensione del sistema in analisi. Si rimanda quindi alle didascalie delle varie figure per tradurre la scala cromatica con cui sono evidenziate le varie celle ISTAT per quantificare il numero di viaggi in arrivo nel caso in esame.

Incrociando i dati di "rischio di impatto", ottenuti grazie alla metodologia proposta, con la struttura della rete elettrica in essere, e con i livelli di impegno dei vari apparati, sarà possibile identificare quei componenti a maggior rischio di sovraccarico, e di conseguenza si andrà a pianificare lo sviluppo della rete elettrica.

Si sottolinea quindi come, oggi si stia lavorando allo sviluppo di un approccio che consenta la simulazione dei flussi per la mobilità contestualmente alla simulazione della rete elettrica; in tale ottica risulterà fondamentale costruire un opportuno confronto con le autorità locali al fine di raccogliere ed elaborare al meglio le informazioni relative alle esigenze di mobilità, in essere e in divenire, così da integrare e completare il set informativo ad oggi disponibile nella pluricitata matrice di pendolarismo. Tale dataset è infatti indispensabile alla società di distribuzione elettrica per eseguire le attività di pianificazione della rete.

Gli attuali valori di penetrazione della mobilità elettrica portano comunque a considerare l'impatto della mobilità elettrica sulla rete come una fattispecie non critica entro lo scenario 2023 e 2024. Per scenari successivi ci si riserva, secondo le modalità sopracitate, di monitorare l'evoluzione del contesto, di aprire tavoli di confronto con le autorità competenti, di aggiornare lo studio qui presentato e di correggere, se necessario, la pianificazione della rete.

Ad oggi, date le attuali (modeste) percentuali di penetrazione della mobilità elettrica, si è proceduto ad identificare le aree da attenzionare, ovvero quelle identificate come aree potenzialmente ad alto impatto nelle mappe elaborate (in rosso in Figura 28).

In chiusura si sottolinea come il modello sviluppato non ha, ovvero non può avere, valenza comunale, viceversa la ricostruzione è stata eseguita a livello regionale, modellando anche i flussi transfrontalieri verso altre regioni e/o nazioni.

A titolo di esempio, ed a chiarimento del processo, si riporta lo scenario ricostruito per la regione Friuli-Venezia Giulia in corrispondenza di un intervallo temporale (quartorario) mattutino (7:45 – 8:00).

La precisazione riportata è indirizzata a ricordare la complessità di un'analisi di dettaglio rispetto al fenomeno in studio, ovvero l'importanza di un approccio sistematico fra le istituzioni ai fini della raccolta dati indispensabile per modellazioni capaci di fotografare correttamente lo scenario.

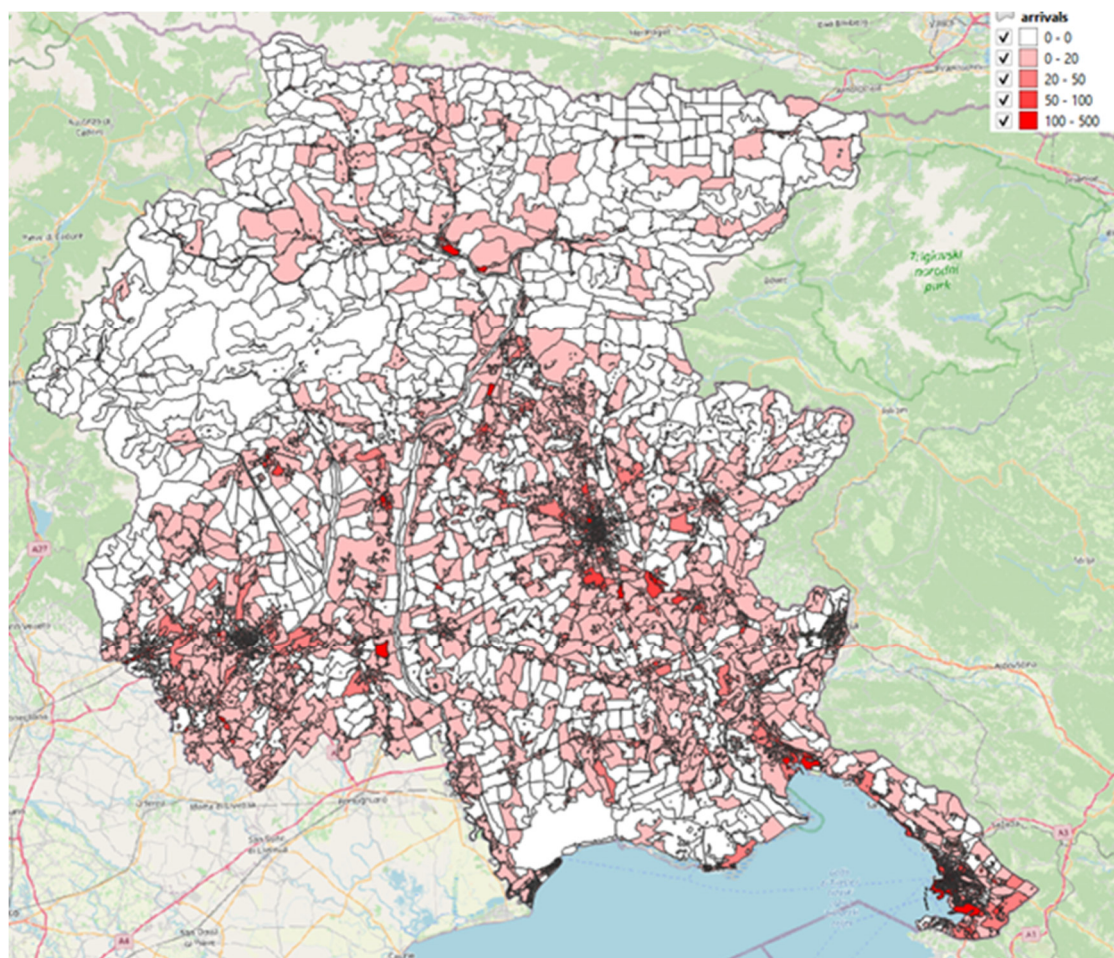


Figura 29. Ricostruzione del “rischio di impatto” della mobilità elettrica per la regione Friuli-Venezia Giulia (giorno lavorativo tipo, intervallo quattorario mattutino).

5.1.4.2 Trasporto pubblico

Al fine di sviluppare una pianificazione di rete coerente con le necessità di connessione di nuove utenze che provengono dal territorio, AcegasApsAmga ha avviato colloqui anche con l'operatore titolare del trasporto pubblico di Trieste in merito alla possibile installazione di stazioni di ricarica per bus elettrici.

Si segnala infatti che la Regione Autonoma Friuli-Venezia Giulia ha previsto un investimento per ammodernare ed efficientare la flotta regionale dei bus per il trasporto pubblico pari a 27 milioni di euro. I fondi derivano da risorse PNRR, da fondi europei complementari e da fondi ministeriali.

L'operatore ha avviato un bando pubblico di Dialogo Competitivo per recepire, ad oggi, quelli che sono i migliori prodotti che il mercato può offrire per l'acquisto di E-Bus e infrastrutture di ricarica. Complessivamente, a Trieste è previsto l'arrivo di 20 bus elettrici, con consegna a partire dall'inizio del 2024. AcegasApsAmga partecipa al tavolo di lavoro, assieme ad altri professionisti del settore, per fornire il supporto tecnico necessario alla stesura del capitolato per la gara pubblica ed analizzare le domande pervenute.

Le richieste di connessione per la ricarica di bus elettrici ad oggi sopraggiunte sono riportate in Figura 30.

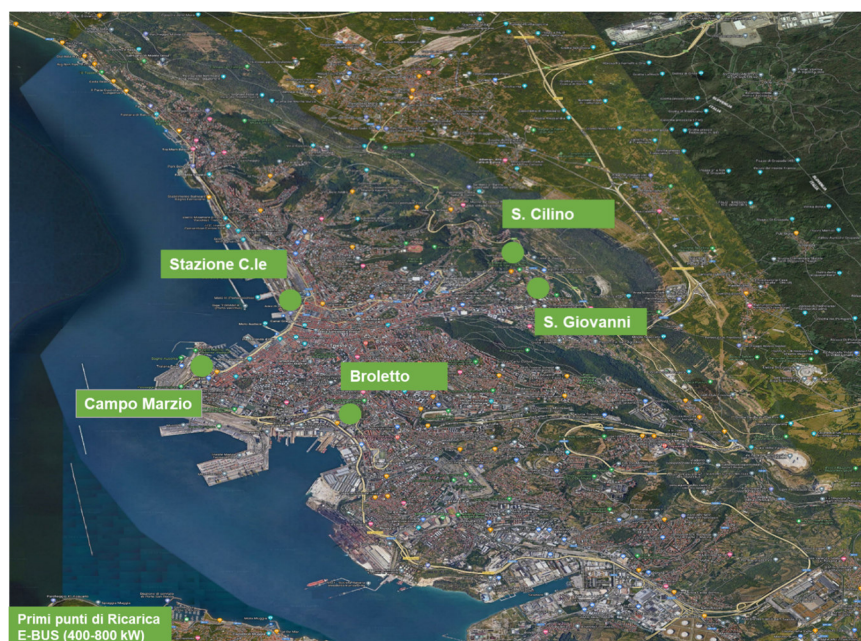


Figura 30. Richieste di connessione pervenute per punti di ricarica per bus elettrici a Trieste.

Sempre in relazione agli sviluppi del trasporto pubblico di Trieste, ci si attende un impatto sulla rete di distribuzione elettrica correlato all'attuazione del Piano Urbano della Mobilità Sostenibile (PUMS) sviluppato dal Comune nel 2019. Con l'obiettivo di individuare e applicare soluzioni innovative di mobilità sostenibile, il PUMS ha previsto la realizzazione di una cabinovia con sviluppo lungo linee denominate "Opicina – Bovedo" e "Bovedo – Porto Vecchio – Trieste"¹³.

Le due direttrici, realizzate mediante una cabinovia aerea decaposto ad ammortamento temporaneo dei veicoli, sono collegate tra loro e formano un'unica linea di trasporto "Opicina – Bovedo – Porto Vecchio – Trieste" dotata di due stazioni terminali (Opicina e Trieste) e di due stazioni intermedie (Bovedo e Porto Vecchio).

L'istanza di finanziamento per il progetto è stata trasmessa al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti il 12 gennaio 2021. Il Ministero ha approvato il progetto ritenendolo meritevole del finanziamento totale nell'ambito dei fondi PNRR per un importo di 48 milioni di euro (Figura 31).

Per l'alimentazione della cabinovia, è stata stimata la necessità di realizzare una connessione alla rete elettrica in grado di garantire una potenza disponibile di 10 MW.

¹³ <https://cabinoviametropolitana.comune.trieste.it/>

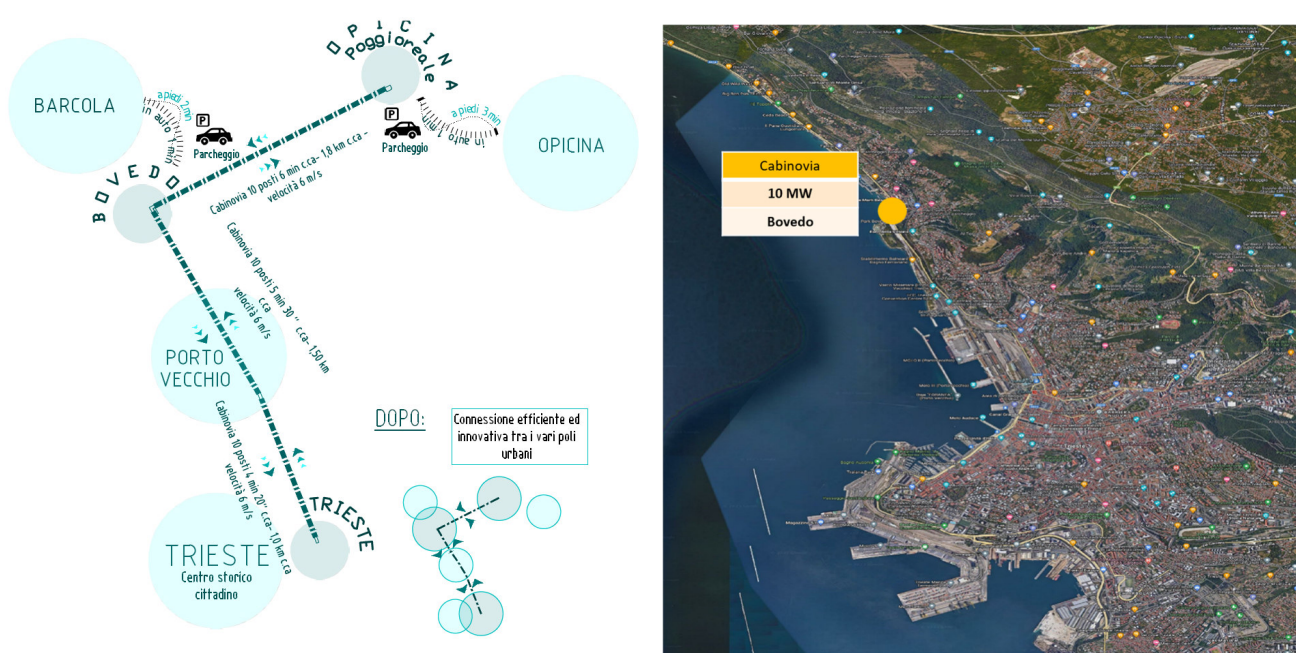


Figura 31. Nuova cabinovia metropolitana Trieste-Porto Vecchio-Carso.

Per quanto riguarda il trasporto pubblico a Gorizia, alla data attuale, l'azienda del trasporto pubblico locale ha segnalato l'intenzione di richiedere la connessione di 10 punti di ricarica per bus elettrici da 50 kW ciascuna (totale 500 kW) presso il proprio deposito.

L'acquisizione di bus elettrici è stata programmata nell'immediato futuro attingendo a fonti di finanziamento regionali.

Oltre all'effetto sull'incremento del carico correlato ai processi di ricarica dei bus elettrici, vanno inoltre considerate le possibili implicazioni sulla rete connesse all'utilizzo di veicoli ad idrogeno, che potrebbero trovare applicazione specialmente per i tragitti extraurbani.

In relazione al trasporto pubblico, ma anche al privato, sia a Trieste che a Gorizia, si ritiene necessario mantenere attivi i confronti con gli enti locali, al fine di individuare tempestivamente eventuali aggiornamenti che dovessero intervenire sugli scenari di sviluppo della mobilità urbana ed introdurre di conseguenza gli aggiustamenti opportuni nello sviluppo della rete elettrica.

5.2 Scenari di evoluzione della generazione distribuita

L'utilizzo di forme di energia pulite è un presupposto indispensabile per arrivare alla neutralità climatica. Aumentare la quota di energia rinnovabile è necessario soprattutto per ridurre le emissioni di gas serra del settore dell'energia, considerando che questo è responsabile del 75% di tutte le emissioni dell'UE, e per offrire un'alternativa alle importazioni di combustibili fossili, esigenza diventata prioritaria a seguito degli ultimi sviluppi geopolitici.

Come conseguenza dell'aggiornamento degli obiettivi di decarbonizzazione a livello europeo introdotto con il piano "Fit for 55%", il precedente obiettivo, che prevedeva al 2030 almeno il 32% dell'energia consumata nell'UE prodotta da FER, è stato elevato al 42,5%, con un'integrazione indicativa supplementare del 2,5% che consentirebbe di raggiungere il 45%, mirando quasi a raddoppiare la quota di energia rinnovabile rispetto al 22% del 2021.

Tali obiettivi per l'Italia si traducono nel conseguire, al 2030, il 40,5% del consumo finale lordo di energia da FER, delineando un percorso di crescita ambizioso, soprattutto considerando la necessità di avere una loro piena integrazione nel sistema elettrico nazionale (Figura 32; Tabella 16).

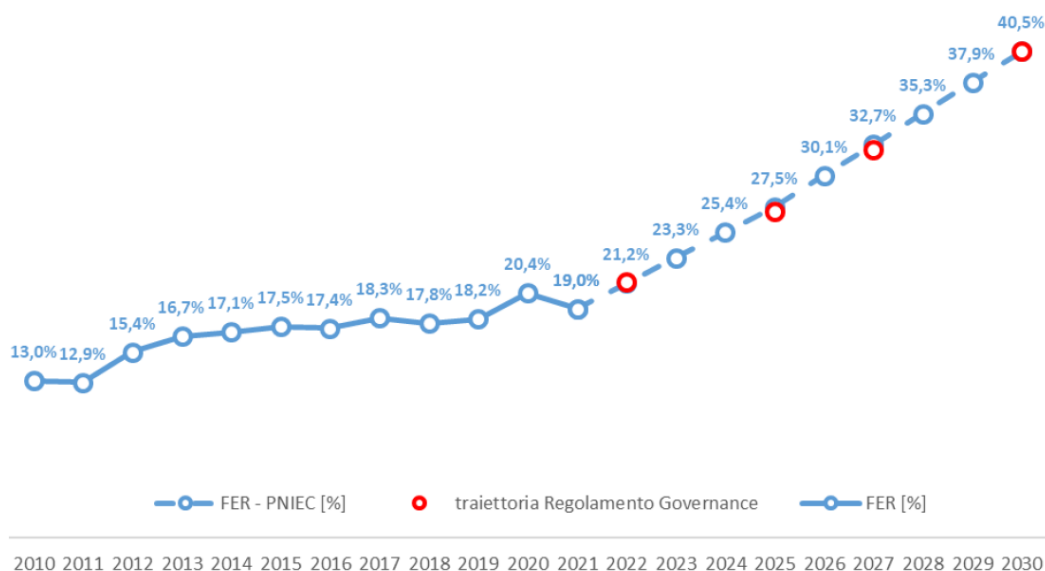


Figura 32. Traiettoria della quota FER complessiva (Quota dei Consumi Finali Lordi di energia coperta da fonti rinnovabili) (Fonte: GSE, RSE).

ktep	2020	2021	2025	2030
Numeratore – Consumi finali lordi di energia da FER	21.900	22.934	31.554	43.038
Produzione lorda di energia elettrica da FER	10.176	10.207	13.545	19.580
Consumi finali di FER per riscaldamento e raffrescamento	10.378	11.176	14.519	19.029
Consumi finali di FER nei trasporti	1.346	1.552	3.490	4.429
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi di energia	107.572	120.506	114.655	106.331
Quota FER complessiva (%)	20,4%	19,0%	27,5%	40,5%

Tabella 16. Obiettivo complessivo FER al 2030 [ktep] (Fonte: RSE, GSE).

Tali obiettivi implicano che al 2030 la generazione da FER si attesti ad oltre 131 GW¹⁴ (Tabella 17), trainata soprattutto dalle tecnologie fotovoltaica ed eolica onshore.

¹⁴ Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2023, documento in consultazione, giugno 2023.

	2020	2021	2025	2030
Idrica*	19.106	19.172	19.172	19.172
Geotermica	817	817	954	1.000
Eolica	10.907	11.290	17.314	28.140
- di cui off shore	0	0	300	2.100
Bioenergie	4.106	4.106	3.777	3.052
Solare	21.650	22.594	44.848	79.921
- di cui a concentrazione	0	0	300	873
Totale	56.586	57.979	86.065	131.285

*sono esclusi gli impianti di pompaggio puro e misto

Tabella 17. Obiettivi di crescita della potenza da fonte rinnovabile al 2030 [MW] (Fonte: RSE, GSE)

Per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, sarà necessario in prima battuta stimolare la connessione di nuova produzione da FER, mirando ad evitare il consumo di suolo, ovvero impiegando per l'installazione soprattutto le coperture degli edifici. Però sarà anche necessario sfruttare installazioni di tipo agrivoltaico, volte a massimizzare la sinergia tra la produzione di elettricità e l'attività agricola, nel rispetto di determinati requisiti tecnici e ambientali.

Inoltre, un contributo sostanziale sarà fornito dall'eolico, facendo anche affidamento ad installazioni offshore, in presenza di siti idonei.

Per quanto concerne l'idroelettrico, si prevede una lieve crescita della produzione, in parte derivante dall'aumento dei volumi di invaso, ottenuto attraverso una più efficiente manutenzione degli stessi. Tale incremento potrebbe essere utile a bilanciare eventuali cali della produzione derivanti da eventi siccitosi di grave entità.

Per le bioenergie si ritiene probabile una diminuzione della potenza totale, coerente con un quadro di ampia conversione a biometano degli impianti a biogas, e di utilizzo dei soli impianti alimentati a bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità previsti dalla Commissione Europea.

Infine, per la fonte geotermica è probabile una crescita moderata, seppur con un contributo sul totale ancora minoritario.

Oltre alla realizzazione di nuovi impianti, servirà però anche preservare la generazione esistente ed anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti potenzialmente ancora competitivi.

A fronte di una crescita attesa delle rinnovabili così marcata, risulta essenziale valutare come questa impatterà sui territori di Trieste e Gorizia. In particolare, obiettivo prioritario è relativo alla pianificazione dell'infrastruttura elettrica di distribuzione, in modo che questa sia in grado di accogliere le nuove richieste di connessione secondo le tempistiche previste e minimizzando gli impatti sulla qualità del servizio offerto agli utenti. Tutto ciò cercando al contempo di contenere, ove possibile, gli investimenti in nuovi asset di rete.

Come illustrato nel Capitolo 4, lo stato di fatto della generazione distribuita nei due Comuni evidenzia la presenza sul territorio, in rapida crescita, di produzione fotovoltaica, idroelettrica e termica.

La produzione fotovoltaica in particolare è costituita prevalentemente da impianti di piccola taglia abbinati a punti di prelievo (soprattutto residenziali) e da alcuni grandi impianti sulle coperture di edifici industriali o a terra.

Le fonti idroelettrica e termica sono invece sfruttate pressoché esclusivamente in siti di taglia medio-grande: la prima tipologia è presente solo a Gorizia lungo il corso dell'Isonzo, mentre la seconda risulta diffusa in entrambi i Comuni ed abbinata soprattutto ad utenze industriali per finalità di autoconsumo.

Per stimare l'evoluzione degli impianti di taglia medio-grande, come già specificato, si è ritenuto indispensabile per il futuro favorire dei confronti periodici con gli attori sul territorio, quali decisori politici e mondo industriale.

Viceversa, per gli impianti di piccola taglia, che a Trieste e Gorizia sono quasi esclusivamente da fonte solare, dato il numero dei potenziali interessati, non si ritiene praticabile attivare tavoli di confronto dedicati; risulta quindi necessario effettuare stime affidandosi ai trend attesi in merito alla diffusione della tecnologia a livello nazionale e, quando saranno disponibili, a livello regionale e comunale.

A tal scopo, si è quindi provveduto, per le finalità del Piano di Sviluppo, ad implementare un'analisi numerica indirizzata a valutare il potenziale di diffusione degli impianti di produzione fotovoltaici sul territorio di Trieste e Gorizia con orizzonte al 2030.

Per stimare il potenziale di diffusione della fonte solare nei due Comuni, si è fatto riferimento alle stime più recenti disponibili a livello nazionale specificate dal testo del PNIEC 2023 in consultazione, integrandole con le informazioni riportate nel "Documento di Descrizione degli Scenari Terna – Snam 2022" (Figura 33); quest'ultimo risulta anch'esso in linea con le policy europee "Fit for 55", ma non contempla, in quanto antecedente, le ultime decisioni nazionali in consultazione nel PNIEC.

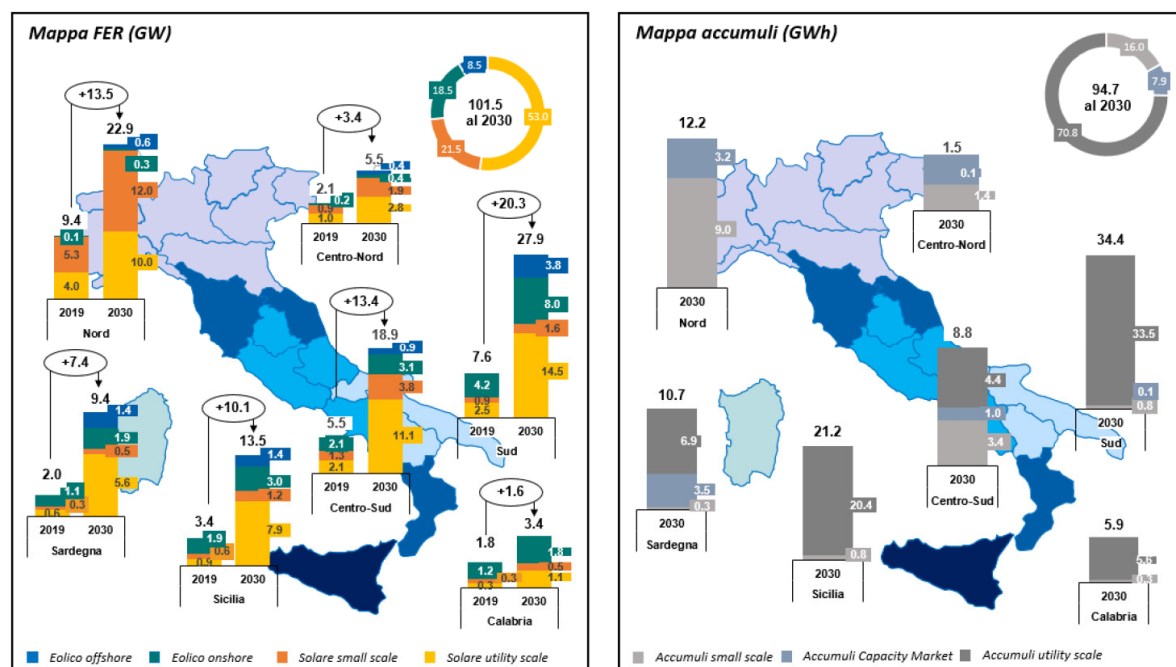


Figura 33. Dettaglio evoluzione capacità FER (GW) e capacità totale accumuli (GWh) al 2030 nello scenario FF55.

Dalla rielaborazione dei dati disponibili nei documenti citati, si ottiene che, nel Nord Italia, al 2030 ci si attendono 12,7 GW di nuovi impianti da fonte solare di tipo «small-scale» (+140,3% rispetto al 2019), ovvero impianti di piccola taglia tipicamente accoppiati ad impianti da fonte rinnovabile.

Assumendo di applicare alla rete di Trieste e Gorizia un incremento di potenza installata negli anni a venire pari a quello atteso nel complessivo Nord Italia (+140,3% rispetto al 2019), ciò si tradurrebbe nell'avere al 2030 circa 67,6 MW di generazione fotovoltaica complessiva sui due Comuni (+100% rispetto al 2022). Tale generazione, ripartita proporzionalmente tra Trieste e Gorizia, corrisponderebbe ad una potenza installata incrementale rispettivamente di 49,2 e 18,4 MW (Figura 34).

Osservando l'andamento temporale in Figura 34, risulta evidente come, rispetto all'evoluzione storica della generazione fotovoltaica sul territorio, l'incremento necessario per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione stabiliti a livello nazionale nel 2030 appaia molto significativo. La fattibilità di tale accelerazione dipenderà dall'effetto delle politiche energetiche, dall'andamento del mercato dell'energia e dal costo della tecnologia. A tal proposito, strumenti di incentivazione quali il Superbonus 110%, piuttosto che l'incremento dei prezzi dell'energia derivante dalla crisi energetica dovuta alla guerra in Ucraina, si sono rivelati efficaci nel determinare una rapida crescita delle richieste di connessione.

Anche se nel medio-lungo periodo è probabile verranno varati provvedimenti dal Governo in grado di determinare una crescita dell'utilizzo delle FER in linea con gli accordi europei, nel breve periodo, a regole sostanzialmente invariate rispetto alle attuali, resta comunque da capire l'effetto che l'aggiustamento al ribasso del Superbonus e la riduzione dei prezzi sul mercato dell'energia avranno sulla realizzazione di nuovi impianti.

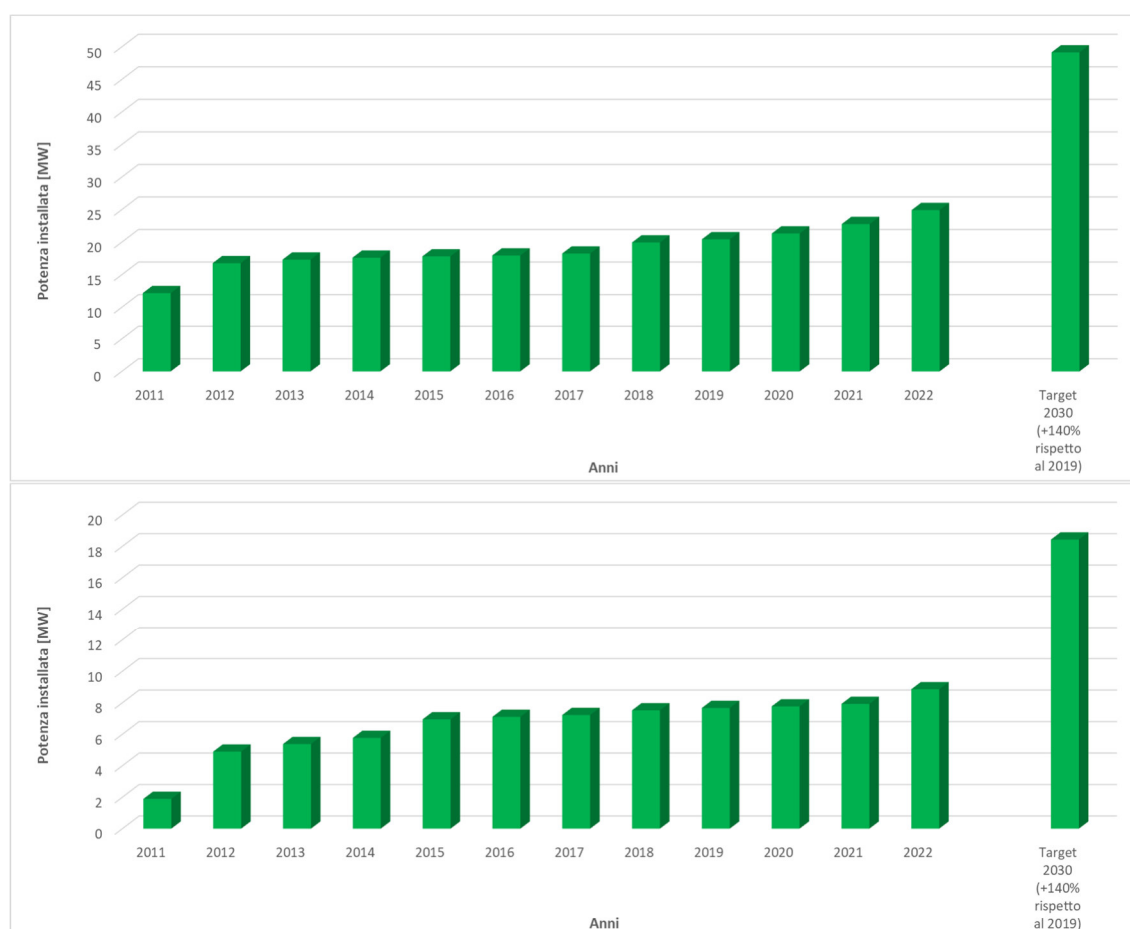


Figura 34. Evoluzione storica e attesa al 2030 della produzione fotovoltaica a Trieste (sopra) e Gorizia (sotto).

Quale criterio per definire un possibile scenario di diffusione della fonte fotovoltaica di piccola taglia sul territorio, si è ipotizzato che la potenza incrementale attesa al 2030 (+38,4 MW rispetto al 2022 in Trieste) si distribuisca sul territorio in funzione della superficie disponibile sulle coperture degli edifici. Quest'ultima è stata determinata a partire dalle fonti di dati disponibili pubblicamente (OpenStreetMap).

Nello specifico, si è utilizzata la superficie totale in pianta degli edifici presenti in una data cella di censimento ISTAT, sfruttando il medesimo dataset impiegato ai fini della mobilità elettrica nella sezione 5.1.4.1.

Dapprima si è calcolato il tasso di occupazione delle coperture in ciascuna cella ISTAT nello scenario attuale. Successivamente, la potenza oggetto delle nuove connessioni attese nell'intervallo 2023-2030 è stata distribuita proporzionalmente alla superficie disponibile sulle coperture degli edifici al netto di quella già attualmente occupata.

Per la stima del tasso di occupazione delle coperture sono state adottate alcune, necessarie, ipotesi semplificative:

- 6 mq per ogni kWp di produzione fotovoltaica installato;
- superficie utile delle coperture pari al 30% del totale (percentuale tipica di tetti a falda).

Le ipotesi di cui sopra risultano congruenti con quanto previsto dal Dlgs 199/2021 in materia di obbligo di installazione di impianti fotovoltaici sul tetto degli edifici di nuova realizzazione e soggetti ad interventi di ristrutturazione rilevanti. Il decreto legislativo stabilisce infatti che, a partire da giugno 2022, per gli immobili oggetto di rilascio di nuovi titoli edilizi, debba essere previsto un impianto fotovoltaico di potenza (in kWp) almeno pari al 5% della superficie in pianta dell'edificio (in mq) senza pertinenze¹⁵.

Il criterio adottato, per la sua semplicità, non può essere in grado di cogliere alcune delle specificità presenti sul territorio, relative ad esempio alla maggiore disponibilità di coperture su alcune tipologie di edifici (es. capannoni industriali), piuttosto che a vincoli di natura urbanistica. Purtroppo, nella sua semplicità, risulta efficace nello stabilire un criterio per allocare sul territorio la nuova produzione da fonte solare (Figura 35).

Lo scenario così definito consente, nota la nuova produzione rinnovabile attesa nelle varie aree dei Comuni, di stimare come conseguentemente ne è impattata la rete elettrica.

¹⁵ Ad esempio, per un edificio con superficie di 100 mq, ciò equivale a prevedere l'installazione di impianto fotovoltaico con potenza almeno pari a 5 kWp.

ATTUALE

IPOTESI AL 2030

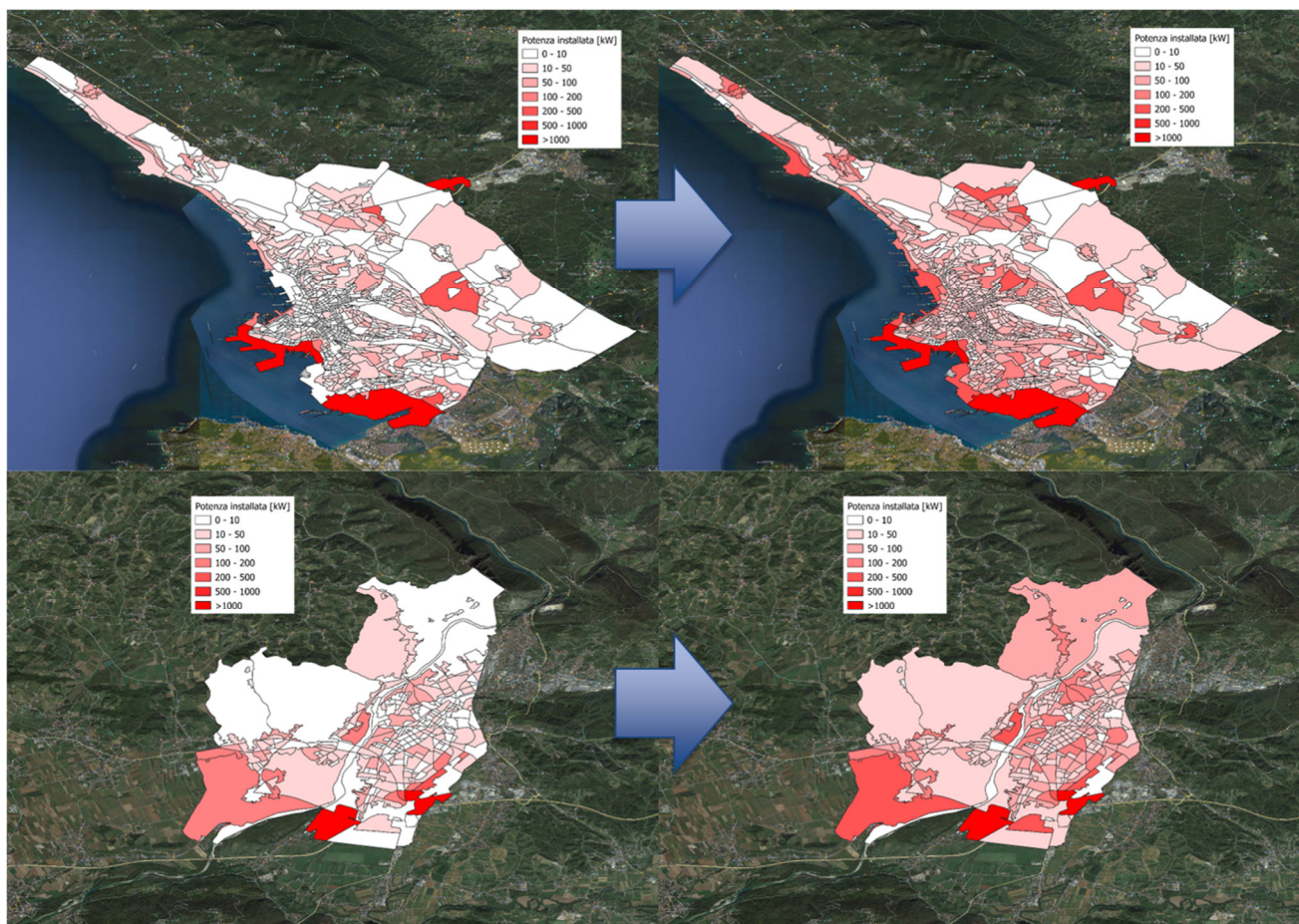


Figura 35. Potenza installata da fonte fotovoltaica a Trieste (sopra) e Gorizia (sotto), nello scenario attuale (sinistra) e nell'ipotesi di evoluzione al 2030 (destra).

Per quanto concerne la stima dell'occupazione delle coperture (Figura 36), sia nello scenario attuale che nello scenario al 2030, non emergano vincoli stringenti sulla disponibilità residua delle superfici dove realizzare nuovi impianti. Ovvero, secondo le ipotesi di massima adottate, anche al 2030 si dovrebbe essere ben lontani da saturare le superfici idonee disponibili (considerando come idonei tutti gli edifici esistenti, ma escludendo le nuove superfici che si andranno a creare per la realizzazione di nuove strutture).

Questo lascia quindi presagire che, anche successivamente al 2030, il territorio di Trieste e Gorizia avrà ancora significativa capacità di ospitare produzione da fonte solare. È necessario che la pianificazione della rete elettrica tenga conto di questo aspetto, in modo da sviluppare un'infrastruttura elettrica con margini operativi idonei a far fronte alle richieste di connessione delle rinnovabili anche sul lungo periodo.

ATTUALE

IPOTESI AL 2030

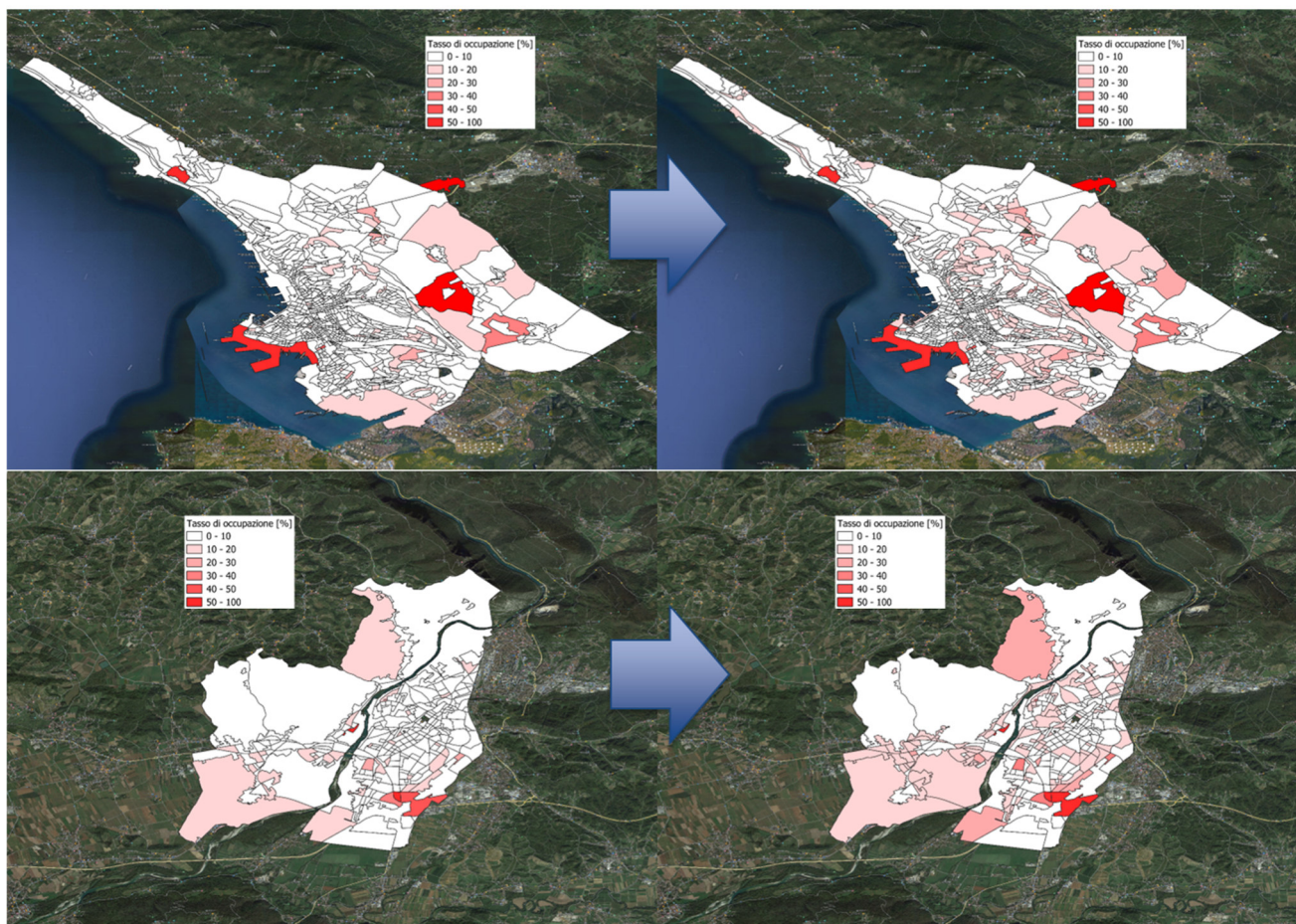


Figura 36. Tasso di occupazione delle coperture a Trieste (sopra) e Gorizia (sotto), nello scenario attuale (sinistra) e nell'ipotesi di evoluzione al 2030 (destra).

Chiaramente, sui risultati dell'analisi numerica sviluppata incidono le incertezze correlate all'effetto di futuri provvedimenti, che potrebbero rendere più conveniente l'installazione delle FER in determinati contesti piuttosto che in altri.

Fra le evoluzioni del quadro normativo che si stanno delineando, vi sono le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). Le CER sono soggetti giuridici che operano nel rispetto di quanto stabilito all'articolo 31 del decreto legislativo 199/2021 e regolati dall'ARERA con le delibere 318/2020/R/eel e 727/2022/R/eel.

Le CER prevedono la partecipazione aperta e volontaria di clienti finali (persone fisiche, PMI, enti territoriali, e autorità locali) che si organizzano per condividere il consumo di energia prodotta da uno o più impianti che sfruttano fonti rinnovabili con l'obiettivo di fornire benefici ambientali, economici e sociali a livello di comunità.

Con la delibera 727/2022/R/eel, ARERA ha approvato il "Testo Integrato per la regolazione dell'Autoconsumo Diffuso (TIAD)" che disciplina le modalità per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per le configurazioni previste dai decreti legislativi 199/2021 e 210/2021, tra cui le CER.

Secondo le disposizioni regolatorie e legislative richiamate, per accedere al servizio di autoconsumo diffuso, e godere della rispettiva valorizzazione, i punti di connessione facenti parte della configurazione devono essere ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria, secondo il concetto di "area convenzionale" individuata in

accordo a quanto previsto dall'articolo 10 del TIAD (Figura 37).

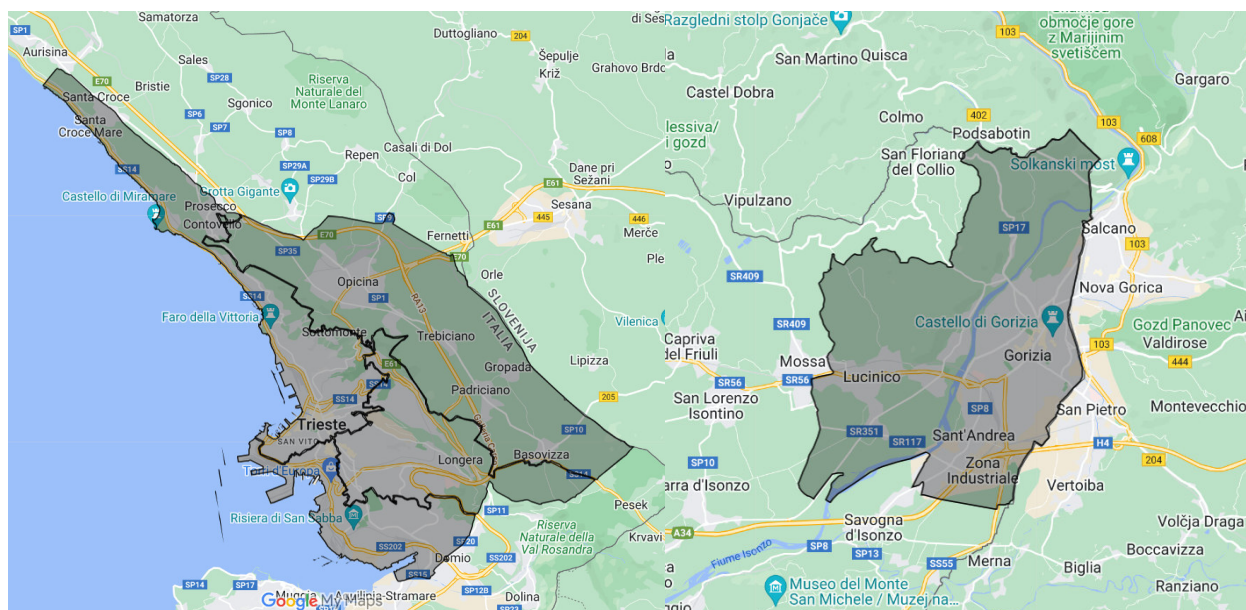


Figura 37. Aree convenzionali per le Comunità Energetiche Rinnovabili di cui dall'art. 10 del TIAD.

Lo sviluppo delle CER potrà fornire ulteriore impulso alla crescita della generazione distribuita, anche se l'impatto sulla rete di distribuzione dovrebbe essere mitigato, in teoria, dal perseguimento all'interno della CER dell'autoconsumo locale. Le incognite in merito ai benefici delle CER sulla rete di distribuzione sono correlate alla formulazione attuale del concetto di autoconsumo diffuso, che prevede, per accedere al meccanismo, di poter aggregare tutti gli impianti sottesi alla stessa Cabina Primaria. Secondo questa definizione, i benefici dell'autoconsumo diffuso sono quindi da attendersi prevalentemente per la rete di trasmissione (e per il parco di generatori convenzionali ad esso allacciati), piuttosto che per la rete di distribuzione.

	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 56/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

6. Identificazione delle necessità di sviluppo della rete

All'interno del presente Piano di Sviluppo, l'identificazione delle necessità di sviluppo della rete è stata realizzata attraverso un approccio analitico, mediante lo svolgimento di simulazioni numeriche sviluppate all'interno di un software di calcolo commerciale (DigSilent PowerFactory).

Una corretta modellizzazione della rete elettrica richiede una conoscenza molto accurata dei formalismi necessari alla rappresentazione dei suoi vari componenti all'interno dell'ambiente di calcolo.

Nell'ottica di acquisire progressivamente tali competenze, AcegasApsAmga si è dotata di una licenza DigSilent PowerFactory e si è attivata per formare del personale interno dedicato allo sviluppo e al mantenimento di tali modelli. Ha attivato inoltre una collaborazione con il Politecnico di Milano – Dip. di Energia, al fine di ricevere il supporto tecnico-scientifico necessario al loro efficace sviluppo ed utilizzo.

L'attività di digitalizzazione della rete è attualmente in corso. AcegasApsAmga ha pianificato una graduale conversione della rete in media tensione fisica nel suo equivalente digitale, a partire dalle porzioni di rete a tensione maggiore (27,5 kV) fino a quelle a tensione minore (10 e 2 kV).

Ai fini della redazione dell'edizione corrente del Piano di Sviluppo, le analisi numeriche hanno previsto la modellizzazione di dettaglio della rete 27,5 kV della città di Trieste e delle relative sottostazioni AT/MT e MT/MT, ovvero la parte di rete che nel prossimo quinquennio si ritiene possa essere maggiormente oggetto di criticità, soprattutto a causa delle richieste di connessione attese per il Porto e per le adiacenti aree cittadine.

Per le restanti porzioni di rete che hanno richiesto verifiche puntuali degli indicatori di esercizio, si è adottata una procedura semplificata, prevedendo ad esempio la sola modellizzazione degli asset di rete interessati da vincoli di esercizio. Come già introdotto, l'obiettivo di AcegasApsAmga per il futuro prevede l'estensione dell'approccio modellistico di dettaglio al complessivo sistema elettrico di Trieste e Gorizia.

La Figura 38 riporta la procedura adottata ai fini dell'individuazione delle criticità di esercizio della rete. In prospettiva, la medesima procedura potrà essere adottata anche per la valutazione dei benefici degli interventi posti a Piano.

Raccolta dati

Una prima fase dell'analisi prevede la raccolta sistematica dei dati strutturali e di esercizio della rete elettrica, degli utenti ad essa connessi e, ai fini della valutazione dei benefici correlati agli investimenti oggetto di pianificazione, in merito agli interventi previsti sulla rete. A tal scopo, si è attinto dalle diverse fonti nella disponibilità di AcegasApsAmga, integrando, ove necessario, le informazioni raccolte con dati di letteratura.

L'obiettivo del processo è stato quello di strutturare delle basi di dati in grado di consentire la modellizzazione della rete e la sua simulazione sul periodo temporale prescelto.

Nel dettaglio, le principali informazioni oggetto di raccolta sono state le seguenti.

- Per replicare la topologia di rete all'interno dell'ambiente di calcolo è necessario, in prima battuta, formalizzare le relazioni tra nodi e lati (grafo di rete). Ciò può essere realizzato a partire dai modelli sviluppati da AcegasApsAmga per finalità di georeferenziazione degli asset. Inoltre, per ogni ramo, ovvero linea elettrica, devono essere definiti i relativi parametri costruttivi. Gli schemi unifilari e i dati di targa delle macchine elettriche (trasformatori) sono impiegati per produrre modelli numerici delle

sottostazioni. Sono infine considerati gli organi di manovra lungo-linea e di controalimentazione, per replicarne lo stato (aperto/chiuso) nell'assetto di rete prescelto.

- I dati dei POD attivi e passivi devono essere raccolti e organizzati all'interno di un opportuno database. Tra le informazioni oggetto di raccolta vi sono sia i dati relativi alla richiesta di connessione dell'utente (es., potenza impegnata, oppure, per le utenze attive, potenza nominale e tecnologia dell'impianto di produzione), che le misure di energia raccolte dal misuratore di scambio e dagli eventuali misuratori di produzione su un anno di riferimento.
- Le misure nei punti di interfaccia interni alla rete AcegasApsAmga (ad es., tra i vari livelli di tensione), e tra la rete AcegasApsAmga e la rete degli operatori confinanti (Terna o altri distributori), sono anche ricomprese tra quelle oggetto di raccolta, allo scopo di effettuare la ricostruzione dei profili di potenza degli utenti misurati a fasce e caratterizzare determinati trend della rete di distribuzione (es. reattivo).
- Tra le informazioni da acquisire, vi sono anche quelle relative agli interventi di sviluppo e potenziamento oggetto di valutazione, in modo da consentire la modellizzazione della rete nello scenario precedente e successivo alla realizzazione dell'intervento oggetto di pianificazione e poterne valutare in via analitica i benefici.

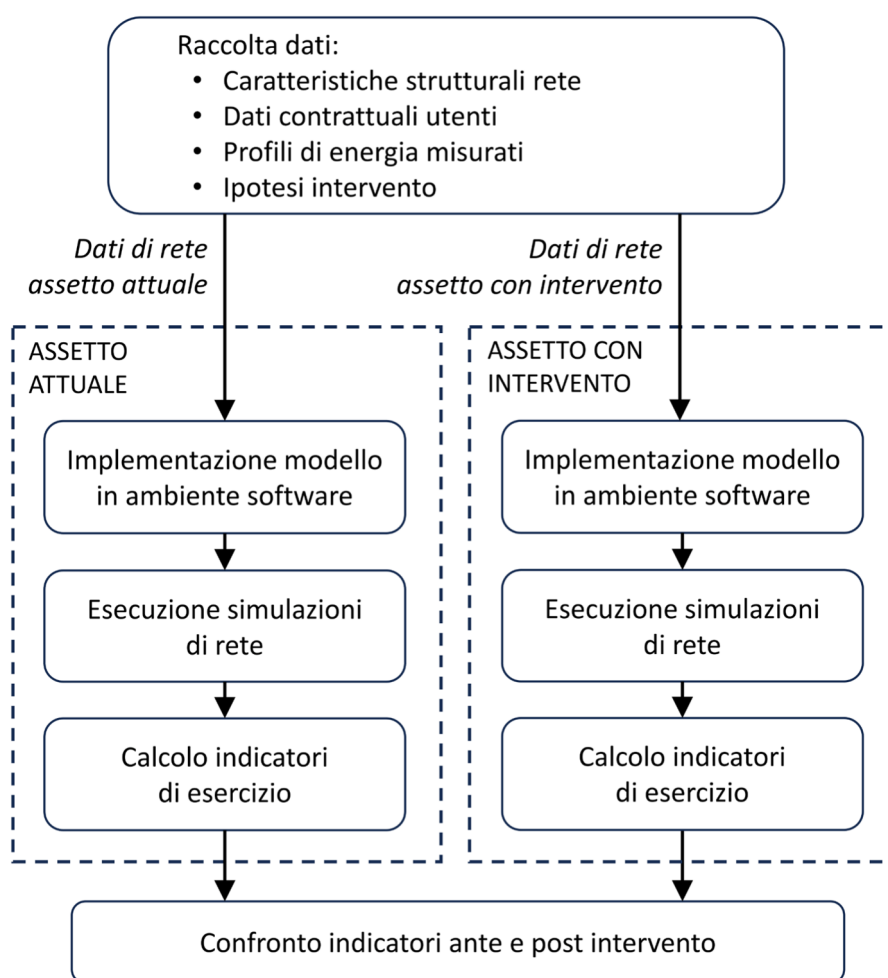


Figura 38. Procedura adottata ai fini dell'individuazione delle criticità di esercizio della rete e per la valutazione dei benefici degli interventi posti a piano.

	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 58/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

Implementazione del modello in ambiente software

Le informazioni raccolte sono impiegate per costruire un modello virtuale della rete 27,5 kV al servizio del comune di Trieste e relative sottostazioni (Figura 38) nel software di calcolo DigSilent PowerFactory.

Le caratteristiche strutturali della rete sono definite mediante le relazioni lati-nodi e attraverso i parametri elettrici longitudinali (resistenza e reattanza) e trasversali (conduttanza e suscettanza) delle linee elettriche e dei trasformatori.

Deve anche essere modellizzata la presenza di eventuali dispositivi di regolazione del rapporto spire dei trasformatori nelle sottostazioni (variatore sotto carico), con relativi parametri di funzionamento. In questo modo è possibile tenere conto del loro contributo al controllo di tensione sulla rete.

Per ciascun componente di rete, vanno considerati i relativi limiti di funzionamento, quali vincoli di tensione e portata.

La domanda e la generazione elettrica sono modellizzati in termini di scambi di potenza attiva e reattiva nel punto di connessione con la rete. I profili di potenza sono ricostruiti lungo un periodo di un anno, con risoluzione oraria.

Tali informazioni sono ottenute a partire da rielaborazioni dei dati dei POD attivi e passivi, incrociandoli con i profili di scambio degli utenti misurati orari e con le misure raccolte nei punti di interfaccia interni e di confine della rete AcegasApsAmga, ricavando i profili di potenza degli utenti misurati a fasce.

In Figura 39 è riportato il modello della rete 27,5 kV sviluppato in DigSilent PowerFactory attraverso la procedura appena descritta.

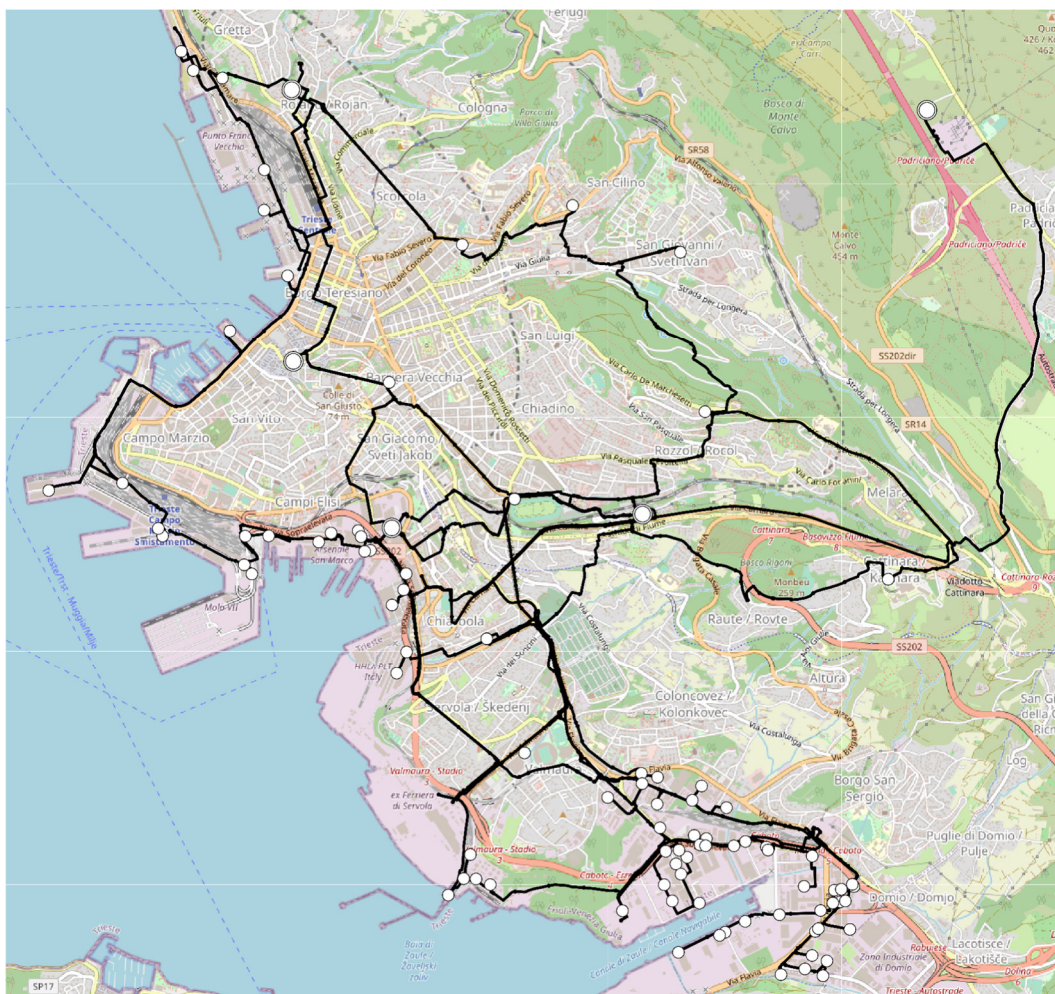


Figura 39. Modello della rete 27,5 kV sviluppato in DigSilent PowerFactory.

Simulazioni di rete

Le simulazioni di rete prevedono principalmente l'esecuzione di calcoli di load flow, a rete integra piuttosto che negli assetti di riconfigurazione conseguenti a guasti. 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).

Inoltre, calcoli delle correnti di guasto (cortocircuito; guasto a terra) sono adottati nei casi in cui sia necessario verificare il corretto dimensionamento dei componenti di rete e la taratura dei dispositivi di protezione.

Le analisi vanno effettuate sia nella condizione di rete attuale, che a seguito della realizzazione dell'intervento oggetto di valutazione.

	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 60/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

Calcolo indicatori di esercizio

Gli indicatori di esercizio di interesse, risultato dei calcoli di load flow, sono relativi ai profili di tensione in corrispondenza dei nodi della rete, utili a verificarne la compatibilità con i limiti previsti dalla normativa vigente (EN 50160), e alle correnti lungo le linee e i trasformatori, che devono rientrare nei rispettivi limiti di portata dei conduttori e delle apparecchiature per evitare sovraccarichi.

Altre grandezze di interesse riguardano i transiti di potenza attiva e reattiva sulle linee, nelle macchine e all'interfaccia verso la rete di trasmissione, oltre che le perdite di potenza attiva sui vari componenti della rete.

Le analisi effettuate sono impiegate al fine di verificare inoltre il soddisfacimento dei requisiti di sicurezza in N ed N-1, a seguito del manifestarsi di guasti su elementi di rete critici con conseguente apertura dei dispositivi di protezione in cabina primaria e/o nei centri satellite.

Negli scenari di guasto, le correnti di cortocircuito, dovute all'effetto combinato del contributo di rete e dell'eventuale generazione distribuita, sono calcolate per verificare il rispetto della tenuta dei componenti di rete. Inoltre, il corretto intervento delle protezioni è verificato sia rispetto ai cortocircuiti che ai guasti a terra.

Confronto indicatori ante e post intervento

Infine, deve essere effettuato un confronto tra gli indicatori calcolati nello scenario antecedente e successivo alla realizzazione degli interventi, così da valutare il beneficio dell'investimento sul funzionamento della rete.

Benché in letteratura e in ambito di *best practice* degli operatori di rete si possano ritrovare diversi riferimenti utili ad impostare analisi di questo tipo, la monetizzazione dei benefici è tipicamente un'attività complessa, in ragione dei molti aspetti da considerare per avere dei risultati "solidi" e degli opportuni accorgimenti necessari per calarla nel caso studio specifico. Si riconosce a tendere la valenza di una selezione degli investimenti basata su una analisi quantitativa dei benefici rapportati ai costi, sul modello delle "Cost Benefit Analysis" applicate a livello europeo, quali ad esempio quelle sulla trasmissione.

Tuttavia, considerate la complessità associata all'applicazione di tali procedure (impiegate tipicamente per la valutazione dei grandi interventi sulla rete di trasmissione), si è ritenuto di non impiegarle per operare la selezione degli interventi della presente edizione del Piano di Sviluppo.

Questa è stata quindi effettuata secondo un criterio di merito tecnico-economico, dando priorità a quegli interventi in grado di offrire i benefici maggiori (quantificati tramite le simulazioni numeriche), a fronte dei costi sostenuti.

7. Descrizione degli interventi

Nell'orizzonte temporale coperto dal presente Piano di Sviluppo, AcegasApsAmga ha pianificato una serie di interventi di potenziamento e sviluppo della rete. Questi sono finalizzati a sanare le criticità riscontrate nell'esercizio della rete, piuttosto che attese per il prossimo futuro, nonché a soddisfare le necessità che emergono dalle simulazioni di rete.

La metodologia che viene utilizzata per la stima dei costi di investimento si basa sulle statistiche del passato per asset e progetti analoghi, oppure su informazioni, sempre a carattere buggetario, che emergono da confronti tecnici con i fornitori.

Gli interventi previsti nel periodo 2023-2027 sono molteplici, alcuni già definiti altri, soprattutto quelli a partire dal 2026, inquadrati a partire da un'analisi di fattibilità e in fase di progressivo consolidamento. Con opportuni criteri di raggruppamento, essi prevedono:

- Il progetto PNRR "Smart Grid", che punta ad integrare le reti asservite alla città e le reti asservite al porto e fornire l'infrastruttura in grado di supportare lo sviluppo della mobilità elettrica (alimentazione elettrica delle navi, del trasporto pubblico e privato), nonché l'aumento dell'elettrificazione e dell'hosting capacity. L'iniziativa nel complesso è descritta nel prossimo paragrafo.

Titolo	Area	DESCRIZIONE OPERA	TOT 2023	TOT 24	TOT 2025	TOT 2026	TOT 2027
PROGETTO SMART GRID	Trieste	Progetto di potenziamento e digitalizzazione in ottica Smart Grid della rete AcegasApsAmga di Trieste - PNRR M2C2.2.1	1.128.325	5.274.354	9.313.686	2.688.032	-

- Il potenziamento del sistema di sezionatori AT presso la Cabina primaria di Rozzol a Trieste, opera considerata strategica per poter incrementare la potenzialità dell'impianto, e l'affidabilità dello stesso, nonché collegata ad un intervento di sviluppo di TERNA in fase di definizione congiunta.

Titolo	Area	DESCRIZIONE OPERA	TOT 2023	TOT 24	TOT 2025	TOT 2026	TOT 2027
AT ROZZOL	Trieste	Retroft impianti AT di CP Rozzol (sezionatori)	95.950	285.453	140.890	-	-

- Interventi presso le cabine primarie e i cosiddetti centri satellite (cabine di distribuzione con trasformazione MT/MT), legati alla fine vita tecnica di quadri MT (soprattutto al livello di tensione 27,5 kV).

Titolo	Area	DESCRIZIONE OPERA	TOT 2023	TOT 2024	TOT 2025	TOT 2026	TOT 2027
MT CENTRI SATELLITE	Trieste	Interventi per vetusta quadri MT associati	91.300	255.498	316.843	180.811	-

- Il potenziamento di tratte esistenti MT e BT attraverso la sostituzione di conduttori con altri di sezione e portata maggiori e il potenziamento di cabine di trasformazione secondaria MT/BT per far fronte all'incremento di potenza richiesta dalle utenze nel comune di Trieste. Rientrano tra questi interventi anche quelli sulle cosiddette colonne montanti e i rifacimenti di porzioni di rete BT per consentire il passaggio da sistemi di distribuzione a 220 V concatenati verso sistemi di distribuzione a 400 V concatenati.

Titolo	Area	DESCRIZIONE OPERA	TOT 2023	TOT 2024	TOT 2025	TOT 2026	TOT 2027
RETE MT e BT	Trieste	Elettrificazione e Hosting Capacity - anno 2023	3.441.423	-	-	-	-
RETE MT e BT	Trieste	Elettrificazione e Hosting Capacity - anno 2024	-	2.729.616	-	-	-
RETE MT e BT	Trieste	Elettrificazione e Hosting Capacity - anno 2025	-	-	3.460.416	-	-
RETE MT e BT	Trieste	Elettrificazione e Hosting Capacity - anno 2026	-	-	-	3.057.314	-
RETE MT e BT	Trieste	Elettrificazione e Hosting Capacity - anno 2026	-	-	-	-	3.057.314

- Il potenziamento di tratte esistenti MT e BT attraverso la sostituzione di conduttori con altri di sezione e portata maggiori e il potenziamento di cabine di trasformazione secondaria MT/BT per far fronte all'incremento di potenza richiesta dalle utenze nel comune di Gorizia;

Titolo	Area	DESCRIZIONE OPERA	TOT 2023	TOT 2024	TOT 2025	TOT 2026	TOT 2027
RETE MT e BT	Gorizia	Elettrificazione e Hosting Capacity - anno 2023	722.636	-	-	-	-
RETE MT e BT	Gorizia	Elettrificazione e Hosting Capacity - anno 2024	-	563.788	-	-	-
RETE MT e BT	Gorizia	Elettrificazione e Hosting Capacity - anno 2025	-	-	618.779	-	-
RETE MT e BT	Gorizia	Elettrificazione e Hosting Capacity - anno 2026	-	-	-	545.831	-
RETE MT e BT	Gorizia	Elettrificazione e Hosting Capacity - anno 2027	-	-	-	-	545.831

- Interventi di sviluppo di rete specificatamente connessi a singole richieste di allacciamento per le quali si stima una tendenza a partire dalle statistiche disponibili per i comuni di Trieste e Gorizia;

Titolo	Area	DESCRIZIONE OPERA	TOT 2023	TOT 2024	TOT 2025	TOT 2026	TOT 2027
ALLACCIAMENTI	Trieste	Allacciamenti 2023	1.903.028	-	-	-	-
ALLACCIAMENTI	Gorizia	Allacciamenti 2023	388.620	-	-	-	-
ALLACCIAMENTI	Trieste	Allacciamenti 2024	-	1.505.643	-	-	-
ALLACCIAMENTI	Gorizia	Allacciamenti 2024	-	383.322	-	-	-
ALLACCIAMENTI	Trieste	Allacciamenti 2025	-	-	1.442.200	-	-
ALLACCIAMENTI	Gorizia	Allacciamenti 2025	-	-	372.126	-	-
ALLACCIAMENTI	Trieste	Allacciamenti 2026	-	-	-	1.678.070	-
ALLACCIAMENTI	Gorizia	Allacciamenti 2026	-	-	-	413.750	-
ALLACCIAMENTI	Trieste	Allacciamenti 2027	-	-	-	-	1.678.070
ALLACCIAMENTI	Gorizia	Allacciamenti 2027	-	-	-	-	413.750

- Interventi legati alla digitalizzazione, che si concentrano soprattutto a livello di miglorie e adeguamenti del sistema di telecontrollo e automazione d'impianti;

Titolo	Area	DESCRIZIONE OPERA	TOT 2023	TOT 2024	TOT 2025	TOT 2026	TOT 2027
DIGITALIZZAZIONE	Trieste	Sviluppo sw telecontrollo - anno 2023	1.374.950	-	-	-	-
DIGITALIZZAZIONE	Trieste	Sviluppo sw telecontrollo - anno 2024	-	5.349.291	-	-	-
DIGITALIZZAZIONE	Trieste	Sviluppo sw telecontrollo - anno 2025	-	-	6.583.807	-	-
DIGITALIZZAZIONE	Trieste	Sviluppo sw telecontrollo - anno 2026	-	-	-	852.713	-
DIGITALIZZAZIONE	Trieste	Sviluppo sw telecontrollo - anno 2027	-	-	-	-	852.713

- Interventi di adeguamento e messa a norma degli impianti che si rendono necessari a seguito dell'evoluzione normativa (come, ad esempio, nel campo della prevenzione incendi);

Titolo	Area	DESCRIZIONE OPERA	TOT 2023	TOT 2024	TOT 2025	TOT 2026	TOT 2027
ADEGUAMENTI	Trieste	Adeguamenti normativi (antincendio, sicurezza fisica ecc.)	422.077	164.836	369.155	241.625	-

- Il Piano di Messa in Servizio dei misuratori di seconda generazione (PMS2), le cui attività produrranno una serie di vantaggi per tutti gli attori coinvolti nel servizio di misura: utilizzo più efficiente dell'energia da parte dei clienti finali, aumento delle dinamiche competitive tra venditori, bilanciamento della rete sempre più automatico, gestione più tempestiva ed efficiente della rete da parte del distributore. Il PMS2

consentirà di migliorare l'accuratezza delle analisi e delle previsioni ai fini della conduzione e della pianificazione della rete di distribuzione anche in presenza di alti tassi di generazione distribuita e di migliorare la continuità del servizio segnalando con tempestività uno stato critico del misuratore quale la disalimentazione per mancanza di tensione a seguito di un guasto sulla rete di bassa tensione o in cabina secondaria; non trascurabile, infine, il contributo al miglioramento del tasso di successo delle verifiche ed alla mitigazione delle perdite.

Titolo	Area	DESCRIZIONE OPERA	TOT PU 2023	TOT PU 2024	TOT PU 2025	TOT PU 2026	TOT PU 2027
PMS-2	Trieste	Piano di messa in servizio dei misuratori di 2° generazione	4.041.483	4.241.563	3.645.286	391.545	-
PMS-2	Gorizia	Piano di messa in servizio dei misuratori di 2° generazione	654.316	531.763	587.249	62.300	-

7.1 Interventi finanziati dalla dall'Unione europea - NextGenerationEU - PNRR, M2C2.2.1 (bando Rafforzamento Smart Grid)

Nel settembre 2022, AcegasApsAmga ha presentato una richiesta di finanziamento nell'ambito dell'avviso PNRR Smart Grid (M2C2.2.1) per una proposta progettuale finalizzata ad incrementare la capacità della rete elettrica di Trieste di ospitare ed integrare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili e ad aumentare la capacità e potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici.

L'istanza è stata ammessa al finanziamento tramite Decreto direttoriale del MASE n. 426 del 23/12/2022.

Il progetto Smart Grid presentato da AcegasApsAmga trae impulso da una serie di fattori emersi nella pianificazione e conduzione del sistema di distribuzione elettrica di Trieste, strettamente correlati con le caratteristiche e peculiarità del territorio.

- L'elettrificazione dei consumi finali è legata alla diffusione massiva di nuove tecnologie presso le abitazioni degli utenti (pompe di calore, piastre a induzione, ecc.). Ciò sta comportando un crescente numero di richieste di aumenti di potenza impegnata da parte degli utenti, a cui sempre più spesso AcegasApsAmga si trova in difficoltà a dar seguito secondo le tempistiche previste a causa dei limiti strutturali della rete elettrica. Ad accrescere tale problematica contribuirà inoltre con ogni probabilità nei prossimi anni la diffusione della mobilità elettrica, sia pubblica che privata.
- L'elettrificazione del Porto (cd. *cold ironing*) mira a fornire energia elettrica da terra alle navi attraccate in banchina, evitando che queste mantengano accesi i motori di bordo durante le operazioni di sbarco ed imbarco, con evidenti vantaggi in relazione alla sostenibilità ambientale delle attività portuali. Le potenze richieste per elettrificare il singolo molo possono arrivare a diverse decine di Megawatt, risultando quindi proibitive per la rete MT. Le connessioni attese nel breve-medio termine dell'area del Porto potrebbero superare i 150 MW, di cui oltre 70 MW sono previsti per la connessione alla rete MT. I vincoli urbanistici in prossimità dell'area portuale (centro città di Trieste) rendono impossibile la realizzazione di nuove connessioni in AT nelle immediate vicinanze di dove la potenza si rende necessaria. Per soddisfare tali

richieste e scenari è quindi indispensabile prevedere un adeguato sviluppo dell'infrastruttura di distribuzione in media tensione, così come emerso dalle analisi condotte in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione nazionale TERNA e l'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Orientale

- Standard del servizio sempre più elevati e le nuove sfide poste dall'evoluzione dello scenario energetico richiedono una digitalizzazione sempre più spinta dell'infrastruttura elettrica, tramite l'applicazione di nuove strategie, fondate anche sul coinvolgimento attivo degli utenti (es. approvvigionamento di servizi ancillari dagli utenti).

Il perimetro di rete coinvolto dal progetto è identificato dall'area del centro urbano di Trieste, alimentata, in condizioni di normale esercizio, dalle cabine primarie Valmartinaga e Broletto, e dal centro satellite Cacciatore.

In sintesi, la proposta progettuale prevede:

- la realizzazione di una nuova cabina primaria (Roiano) con 2 trasformatori da 70 MVA ciascuno;
- la realizzazione di 2 nuove linee MT 27,5 kV in doppia terna con percorso CP Roiano – Molo Bersaglieri – Riva Traiana – Arsenale – CP Broletto;
- il potenziamento del centro satellite Cacciatore e di 20 cabine secondarie con nuovi trasformatori;
- l'installazione presso il centro di controllo AcegasApsAmga di un nuovo Distribution Management System (DMS), e relativa automazione sulla rete MT, per abilitare nuove funzionalità Smart Grid sulla rete elettrica e l'approvvigionamento di servizi ancillari dagli utenti.

La Tabella 18 riporta il dettaglio degli interventi previsti finanziati dal bando PNRR Smart Grid, con la relativa finalità: aumento della capacità di trasporto della rete a supporto dell'elettrificazione dei consumi (ELE) oppure incremento della capacità di accoglimento delle rinnovabili (Hosting Capacity, HC).

Opere a Piano	Dettaglio Opere a Piano	Finalità (ELE/HC)
CP Roiano	Rinnovo tracciati e cavi AT propedeutici alla realizzazione della CP	ELE
	GIS AT – 9 Stalli	
	Vano tecnico per il GIS - con carroponte	
	2 TR 70 MVA (132 kV/27,5 kV)	
	Quadro MT 27,5 kV – 11 Stalli	
	Automazione di cabina	
	Rinnovo fosse olio	
	Lavori edili/impiantistica elettrica propedeutici al rinnovo della CP	

Cavi MT 27,5 kV	Connessione a 27,5 kV tra CP Roiano e Capitaneria	ELE
	Connessione a 27,5 kV tra CP Broletto e CS Molo Bersaglieri	ELE
Implementazione SW	Piattaforma Calcoli MT – Funzionalità Core	HC
	Piattaforma Calcoli MT – Algoritmo Regolazione Tensione	
	Piattaforma Calcoli MT – Algoritmo Flessibilità	
	Piattaforma Calcoli BT – Funzionalità Core	
	Piattaforma Calcoli BT – Algoritmo Flessibilità	
Automazione di Cabina Primaria	Per CP Broletto e CP Valmartinaga, acquisto automazioni di cabina complete: RTU, AVR per regolazione di tensione evoluta.	ELE
Abilitazione Rete Smart	Attivazione connessione in fibra ottica di tre cabine primarie (CP Broletto, CP Valmartinaga e CP Roiano di nuova realizzazione)	HC
CP Cacciatore	Trasformatore da 10 MVA	ELE
TRS MT/BT	(20) trasformatori MT/BT	ELE

Tabella 18. Elenco degli interventi previsti nel Progetto.

CP Roiano

Recuperando un sito attualmente in disuso, nelle disponibilità di AcegasApsAmga, si prevede di realizzare una nuova CP con un sistema GIS in grado di accogliere le linee AT attualmente presenti e quelle previste da Terna.

Nella nuova cabina di trasformazione è prevista l'installazione di due trasformatori AT/MT (132/27,5 kV) da 70 MVA in grado di far fronte alle esigenze future della città e della portualità. Nel progetto della nuova CP sono stati previste tutte le opere necessarie al recupero dell'area e al restauro degli edifici presenti. Inoltre, si realizzerà un quadro MT 27,5 kV di distribuzione in grado di accogliere le nuove linee inserite nel progetto.

Questo progetto coinvolge un bacino di utenti ampio in quanto permette di alleggerire il carico sui trasformatori della vicina CP Valmartinaga e di CP Broletto garantendo un ampio margine per l'elettificazione dei consumi e la penetrazione di FER.

Cavi MT 27,5 kV

Le due terne MT 27,5 kV da 240 mmq in rame seguiranno il percorso di una linea esistente in prossimità del Porto di Trieste, congiungendo ai due estremi la CP Roiano e la CP Broletto. L'opera, per facilità di progettazione ed esecuzione è stata divisa in due parti:

- La prima prevede la realizzazione del tratto di cavo dalla CP Broletto fino al c.d. Ponte Verde;
- La seconda prevede la realizzazione del tratto di cavo da CP Roiano fino al c.d. Ponte Verde.

L'opera comprende dei tratti di conduttura in parte già realizzati, che saranno integrati all'interno del progetto. Rimane escluso il tratto di cavo che unirà le due connessioni in

progetto e che attraversa il Ponte Verde (evidenziato sulla mappa in allegato). Ciò per evitare eventuali ritardi non stimabili ad inizio progetto. Il ponte in questione sarà oggetto di un importante restauro strutturale da parte del Comune di Trieste. Una volta ultimati i lavori di restauro verrà ultimata la tratta di cavo che coinvolge il ponte.

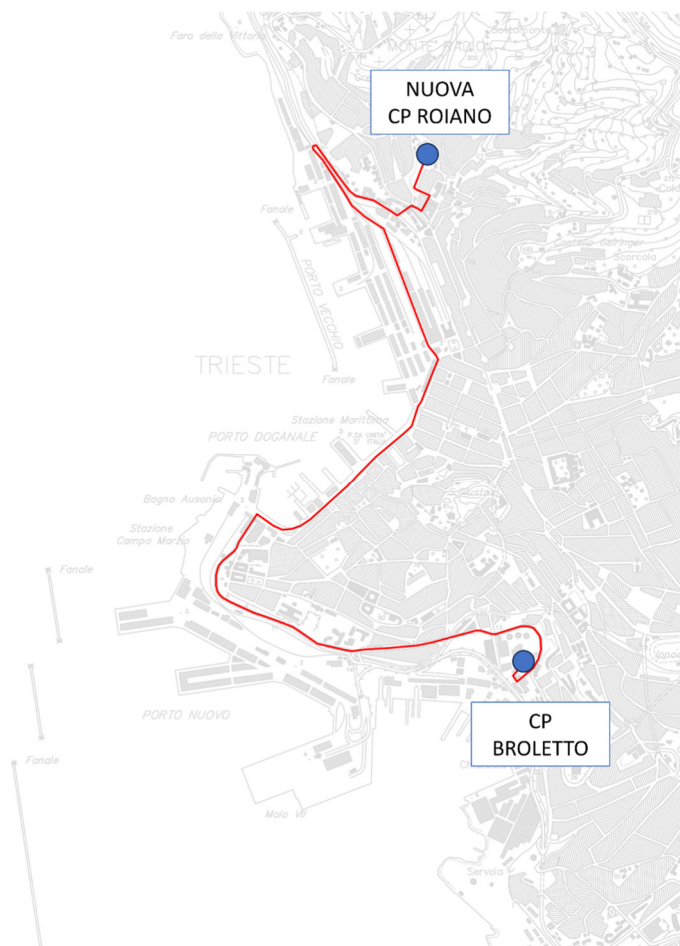


Figura 40. Doppia dorsale 27,5 kV tra CP Roiano e CP Broletto finanziata tramite PNRR.

Automazione di Cabina Primaria

Gli interventi di manutenzione, riportati nella tabella e differenziati dall'intervento di automazione cabina completo previsto per la nuova CP Roiano, sono da intendersi limitati alla sostituzione delle RTU di Cabina per gli impianti di Broletto e Valmartinaga e alla sostituzione dei regolatori automatici di tensione.

Queste attività si rendono necessarie per l'abilitazione alla gestione avanzata del variatore sotto carico di cabina primaria basata one e per l'adeguamento ai più alti standard di cyber security per questi impianti.

Cabina Primaria Cacciatore

Presso CP Cacciatore si prevede di sostituire l'attuale trasformatore da 4 MVA con una nuova macchina da 10 MVA. Questo intervento risulta necessario per esigenze tecniche di esercizio date dalle caratteristiche costruttive del trasformatore attuale, oltre che per favorire l'insediamento di fonti rinnovabili in una zona più periferica della città.

	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 67/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

Trasformatori MT/BT

Gli interventi di sostituzione di 20 trasformatori MT/BT con potenza nominale incrementata sono stati pianificati a piena garanzia dello sblocco di eventuali colli di bottiglia del sistema di distribuzione che si dovessero palesare a seguito delle nuove richieste di potenza.

Si ritiene opportuno, in una logica di minimizzazione degli interventi, non specificare da subito il posizionamento preciso degli stessi, che comunque saranno asserviti agli utenti beneficiati dal progetto.

Implementazione software ed abilitazione rete “Smart”

Per una efficiente gestione della rete di distribuzione, anche attraverso l'abilitazione degli utenti alla fornitura di servizi locali, il Progetto prevede l'implementazione all'interno del sistema di telecontrollo AcegasApsAmga di una piattaforma software dedicata, denominata “Distributed Energy Resources Management System (DERMS)”.

Il sistema acquisito comprenderà i seguenti moduli software:

- Piattaforma dei calcoli MT/BT. Nella piattaforma dei calcoli MT/BT rientrano una serie di funzionalità “core” del sistema, finalizzate alla gestione ottimizzata dell'infrastruttura di rete. Fra queste, in particolare, la *State Estimation* sarà impiegata per stimare lo stato di funzionamento della rete MT/BT in tempo reale, calcolando tensioni, correnti e flussi di potenza per ogni nodo e ramo, segnalando eventuali violazioni delle grandezze elettriche coinvolte. Da notare che, per l'applicazione alle reti di distribuzione, sono richieste strategie di *State Estimation* appositamente sviluppate: infatti l'algoritmo deve essere in grado di restituire stime affidabili a fronte di un numero (in genere) limitato di misure disponibili. A tal proposito, il DERMS consentirà di sfruttare le misure acquisite nelle cabine primarie, nelle cabine secondarie e negli altri punti della rete eventualmente monitorati (es. utenti). In questo modo sarà anche possibile incrementare l'osservabilità delle risorse distribuite sulla rete ed individuare sul nascere eventuali problematiche.
- Regolazione evoluta della tensione sulla rete MT. Il modulo di regolazione evoluta della tensione è pensato per evitare infrazioni di tensione e al contempo minimizzare le perdite di energia lungo le linee e nei trasformatori, coordinando le varie risorse di regolazione disponibili sulla rete MT. Nel progetto, l'algoritmo agirà in primis sui commutatori sotto carico dei trasformatori AT/MT e MT/MT presenti nelle Cabine Primarie e successivamente nei Centri Satellite di AcegasApsAmga con l'obiettivo di ottenere un profilo di tensione ottimale sia in CP che a fondo linea. Inoltre, in caso di disponibilità di risorse in campo, sarà possibile sfruttare le iniezioni di potenza reattiva della generazione distribuita, oltre che eventuali compensatori reattivi nelle sottostazioni (es. reattori/condensatori).
- Gestione dei servizi ancillari (flessibilità) sulla rete MT/BT. Il modulo di gestione dei servizi ancillari sulla rete MT e BT consentirà il dispacciamento ottimo delle risorse di flessibilità presenti sul territorio e l'acquisizione di servizi di regolazione utili al corretto esercizio della rete di distribuzione. La funzionalità software ha una duplice utilità. Da un lato, permette al Distributore l'attivazione delle risorse sottese alla rete per fornire servizi locali, quali la risoluzione delle congestioni e la regolazione di tensione. Dall'altro lato, nell'ottica di supportare efficacemente la fornitura di servizi di sistema a Terna (es. regolazione di frequenza), tramite il DERMS sarà possibile verificare il rispetto dei vincoli tecnici di funzionamento della rete di distribuzione a seguito dell'attivazione dei servizi di flessibilità richiesti a livello di sistema di trasmissione.

 AcegasApsAmga	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 68/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

La messa in servizio delle opere di cui sopra, realizzate nell'ambito del progetto PNRR "Smart grid", è prevista entro il 30 giugno 2026.

	30 NOVEMBRE 2023	PAGINA 69/73
	PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DI ACEGASAPSAMGA	

8. Analisi preliminare in merito all'utilizzo di servizi di flessibilità a supporto della rete di distribuzione

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.

Rispetto all'esigenza specifica di acquisire servizi di flessibilità dalle risorse presenti sul territorio, tuttavia, si sottolinea come ad oggi la materia non possa ancora ritenersi completamente consolidata e diversi degli elementi che la caratterizzano siano tali da richiedere opportuni approfondimenti, a partire dal quadro regolatorio attualmente in fase di definizione, alle incognite in merito alle modalità di quantificazione dei benefici e dei costi, agli aspetti tecnologici.

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 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, in modo da sondarne l'eventuale interesse.

Le valutazioni effettuate hanno portato a svolgere una serie di considerazioni, in primis riguardo alla stima dei benefici e costi conseguenti all'implementazioni di tali soluzioni.

Allo stato attuale, una metodologia consolidata per la quantificazione dei benefici correlati alla fornitura di flessibilità non risulta rinvenibile né nella regolazione vigente, né in letteratura scientifica. Dato che dall'impiego della flessibilità potrebbero emergere benefici rispetto ad aspetti molto diversificati, dall'incremento del carico connettibile alla rete, all'aumento della hosting capacity, fino alla possibilità di posporre gli investimenti sulla rete fisica di distribuzione, si osserva come qualsiasi metodologia sviluppata dovrebbe provvedere alla quantificazione, con modalità e criteri omogenei, dei benefici per ciascuno degli aspetti coinvolti.

In merito invece alla quantificazione dei costi di qualsiasi soluzione di mercato finalizzata all'acquisizione dei servizi di flessibilità, risulta evidente come questi siano correlati al modello di mercato che verrà adottato, oltre che alle soluzioni tecnologiche commercialmente disponibili.

Allo stato attuale AcegasApsAmga non ha avuto modo di eseguire modellazioni e simulazioni specifiche nella direzione di stimare in forma quantitativa e in modo sistematico i benefici derivanti dai servizi di flessibilità. Cionondimeno, dall'analisi degli scenari di cui ai capitoli precedenti è emerso come vi possano essere molte opportunità per le reti di distribuzione di Trieste e Gorizia, sebbene siano anche presenti limiti potenziali e punti di attenzione.

In merito alla generazione distribuita, la tecnologia che più troverà spazio in futuro nei Comuni dove AcegasApsAmga è concessionaria è quella fotovoltaica. Benché la fonte solare rappresenti un elemento fondamentale della transizione energetica, grazie alla massiva disponibilità della fonte primaria e al limitato impatto ambientale, questa, come noto, manifesta anche forti limiti nella modulazione e gestione delle immissioni. Tuttavia, la realizzazione di impianti da fonte solare ultimamente è spesso accompagnata

dall'installazione di sistemi di accumulo, che viceversa si ritiene possano essere una soluzione molto adatta all'erogazione di servizi di flessibilità.

Riguardo alla generazione da altre fonti rinnovabili, solo a Gorizia l'idroelettrico potrebbe assumere una qualche rilevanza; anche se rimangono da valutare eventuali vincoli tecnologici degli impianti a fornire servizi di regolazione.

Infine, si osserva come un ruolo importante potrebbe essere ricoperto dagli impianti termici installati presso le utenze industriali o con particolari esigenze di continuità del servizio, sia in ragione delle potenze spesso non trascurabili dei generatori (da alcune centinaia di kW a diversi MW), che per la loro totale o parziale programmabilità.

In ragione dell'evoluzione attesa sul territorio, la modulabilità e l'interrompibilità dei carichi rivestono particolare interesse, grazie alla disponibilità di utenze industriali che potrebbero essere in possesso dei requisiti necessari a fornire servizi di regolazione, ma anche, soprattutto a Trieste, della presenza delle utenze portuali, correlati alla diffusione del *cold ironing*. Con riferimento a questo punto, si segnala che, oltre alle naturali barriere tecnologiche, anche le procedure e i meccanismi di remunerazione da applicarsi al caso specifico potrebbero costituire vincoli allo sfruttamento della risorsa. Fra gli aspetti che assumono rilevanza nel contesto delineato, si porta all'attenzione in particolare la necessità di definire delle modalità di fornitura dei servizi compatibili con le pratiche operative in essere degli armatori; pratiche, queste ultime, che normalmente sono definite sulla base di accordi internazionali e che difficilmente potranno essere adattate al caso specifico.

Infine, sia a Trieste che a Gorizia, trova particolare rilievo il tema della mobilità elettrica. Come dettagliato nei capitoli precedenti, in entrambi i Comuni si stanno infatti avviando una serie di progetti finanziati per l'implementazione di stazioni pubbliche per la ricarica elettrica; inoltre, le aziende di trasporto locale stanno procedendo all'elettrificazione parziale delle proprie flotte di veicoli. Benché si ritenga che, almeno nelle prime fasi, l'impegno energetico sarà limitato, l'impegno in termini di picchi di potenza prelevata, dato l'utilizzo in alcuni di fast charge e/o l'addensamento delle ricariche in ore particolari della giornata, potrebbe essere importante. Anche in tal caso, la fornitura di servizi di flessibilità basati sulla modulazione, interruzione o posticipo della ricarica pubblica potrebbe avere una valenza positiva.

In conclusione, si conferma, entro le attività di pianificazione, l'attenzione al tema da parte di AcegasApsAmga, e la proattività a seguire i principali progetti in fase di avvio in ambito nazionale, valutando se e come tali modelli possano essere replicati, o adattati, nel contesto in esame.

Allo scopo di effettuare una prima valutazione di carattere modellistico riguardo alla fattibilità di fornire servizi ancillari, si è presa in esame l'applicazione dei servizi di flessibilità in un contesto reale a Trieste, dove i sistemi per l'elettrificazione delle banchine portuali si ritiene potrebbero utilmente essere sfruttati a supporto della rete.

Nello specifico, si è considerato il caso di una dorsale MT reale, atta ad alimentare un sistema di *cold ironing* in fase di attivazione presso uno dei moli cittadini (molo Bersaglieri), dove sussistono vincoli al potenziamento dell'infrastruttura di rete per consentire l'allacciamento di nuovo carico.

A partire dalle caratteristiche della rete attuale (linea in cavo in rame di sezione 240 mmq), si è valutato sotto quali condizioni di massima, tramite l'acquisizione di servizi ancillari (Demand Response), sarebbe possibile garantire l'allacciamento di nuova potenza evitando, o posticipando, interventi di potenziamento della rete.

A tal scopo, si è proceduto ad acquisire il profilo di carico attuale della dorsale MT in questione su un anno (Figura 41) e a confrontarlo con il relativo limite di capacità di trasporto (15,2 MVA;

Figura 42) al fine di determinarne la capacità di trasporto residua.

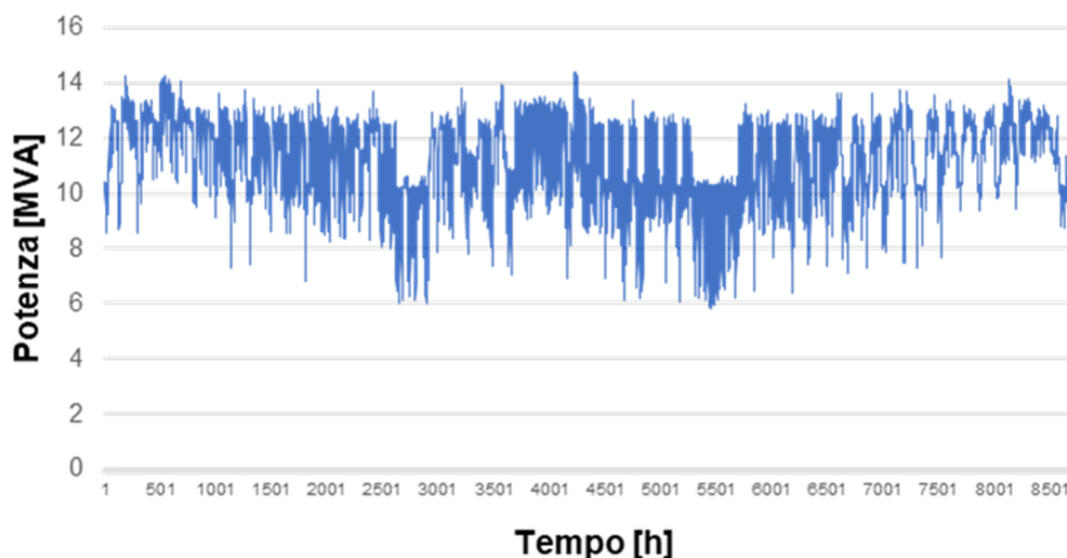


Figura 41. Profilo annuo della potenza prelevata dalla linea MT nella condizione attuale.

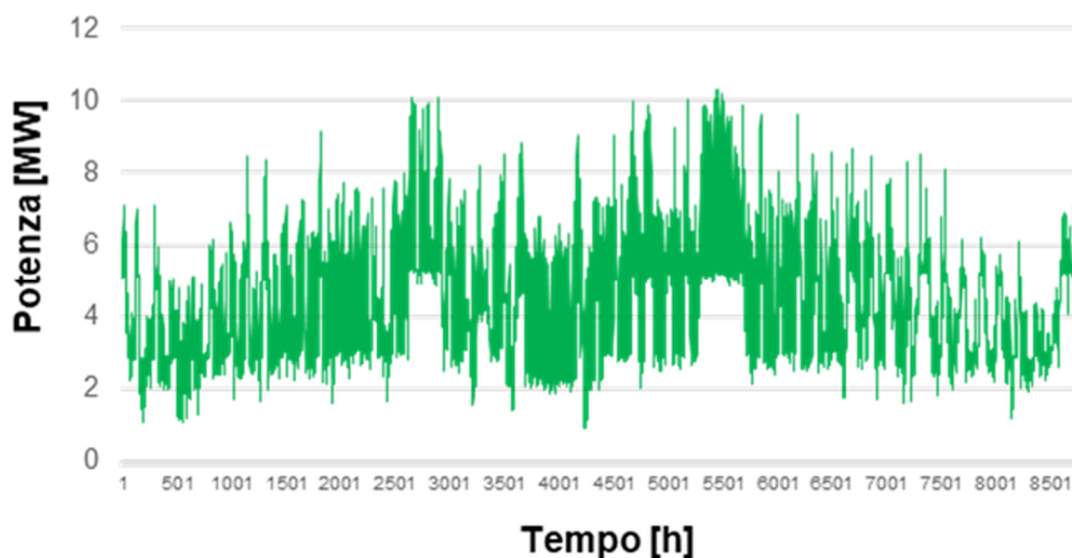


Figura 42. Capacità di trasporto residua della dorsale MT in funzione dei limiti di portata.

Dall'analisi effettuata è emerso come, nei fatti, la rete nella condizione attuale già risulti prossima ai propri vincoli tecnici di funzionamento. Dunque, benché in caso di connessione di nuova potenza si potrebbe sopperire alla ridotta capacità di trasporto della rete tramite l'acquisizione di flessibilità, la nuova potenza connettibile, in assenza di interventi di sviluppo, sarebbe piuttosto ridotta.

Al fine di identificare un opportuno compromesso tra l'incremento del carico alimentabile dalla rete e la necessità di acquisizione di flessibilità, si è analizzata la curva di durata della capacità di trasporto disponibile per la dorsale MT in esame (Figura 43). Nonostante il caso analizzato sia molto specifico, per cui prendendo in esame altre situazioni a Trieste o Gorizia emergerebbero sicuramente andamenti del carico diversi, oltre che un impegno della rete

pure differente, l'analisi effettuata si ritiene abbia comunque una valenza nel validare l'esistenza, almeno in specifici contesti, delle condizioni necessarie (seppur non sufficienti) a rendere lo sfruttamento dei servizi di flessibilità praticabile.

Dalle analisi è emerso che, in funzione dell'andamento attuale del carico, potrebbe essere realistico connettere alla linea MT una potenza incrementale nell'ordine dei 2 MW, scenario ritenuto molto probabile risolvendo le congestioni tramite servizi di modulazione dei prelievi.

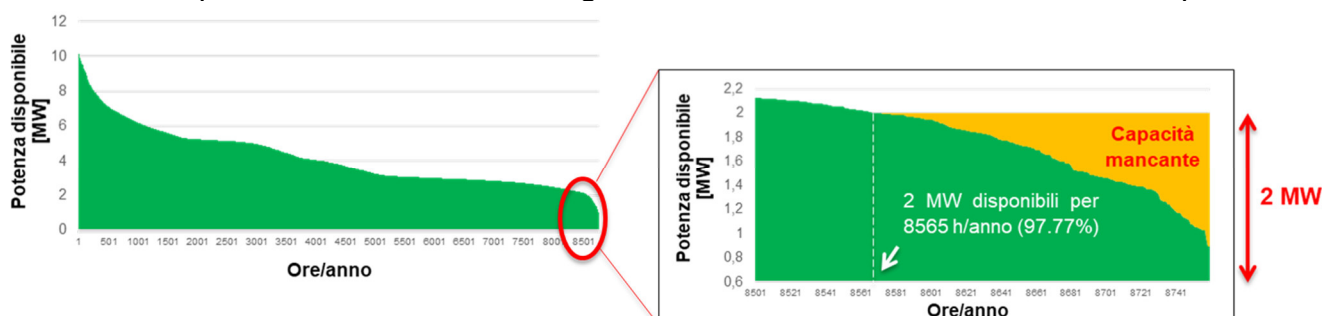


Figura 43. Curva di durata della capacità di trasporto disponibile

Sotto tali ipotesi, ovvero assumendo di risolvere le congestioni che si avrebbero sulla rete se si aggiungesse, alla domanda esistente, un carico costante pari a 2 MW, nell'anno in esame si sarebbero rese necessarie 57 attivazioni del servizio. Si evidenzia che lo scenario adottato è a favore di sicurezza, in quanto coincidente di fatto con l'aver assunto coefficienti di contemporaneità e utilizzo per il nuovo carico unitari. Nella maggior parte dei casi (58,93%), la durata della modulazione sarebbe inferiore alle 2 h, anche se diverse situazioni (19,64%) sarebbero invece caratterizzate da una durata del servizio richiesto superiore alle 5 h, requisito che potrebbe di difficile soddisfacimento da parte dei potenziali fornitori di flessibilità (Figura 44).

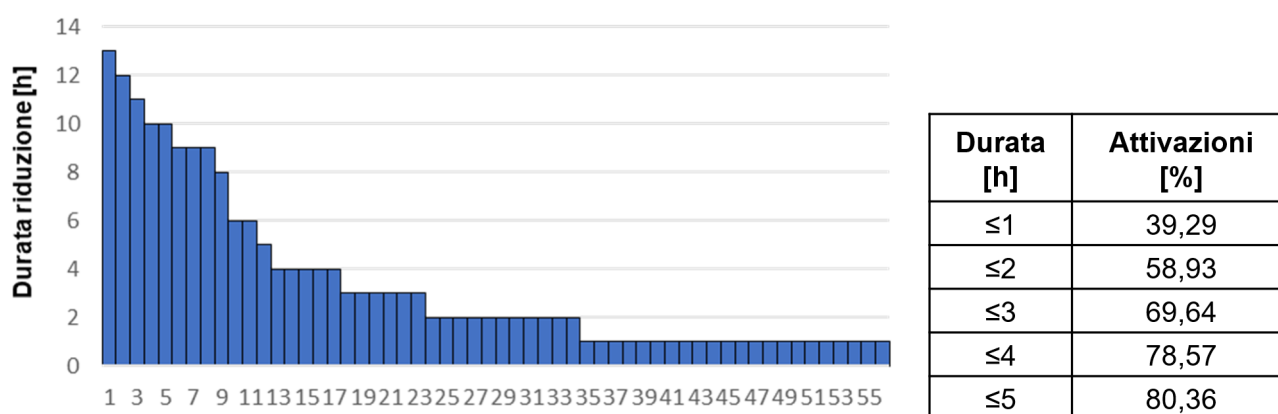


Figura 44. Durata delle richieste di modulazione del carico.