
Piano per lo sviluppo della rete elettrica di MEGARETI S.p.A.

2021 – 2023

Giugno 2021

Indice del documento

Indice del documento	2
Indice delle Tabelle	4
Indice delle Figure	4
Executive Summary	5
Distribuzione di Energia Elettrica – Interventi per lo sviluppo della rete	6
1. Criteri guida sulle linee di sviluppo della rete di distribuzione elettrica	6
2. Obiettivi derivanti dalla concessione di distribuzione e dal codice di rete	6
3. Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	7
4. Descrizione della rete di distribuzione	8
5. Qualità e continuità del servizio	11
6. Previsione della domanda di energia elettrica e di potenza	13
7. Previsione sullo sviluppo della generazione distribuita	15
8. Aree critiche	18
9. Principali investimenti nella rete AT/MT previsti nel piano sviluppo	20
1) Nuova Cabina Primaria Marangona	20
2) Nuove LMT in partenza dalla nuova CP Marangona	21
3) Sviluppo 20 kV in CP Campo Marzo	21
4) Nuove dorsali a 20kV da CP Campo Marzo	21
5) Nuove dorsali a 20kV da Ric. Sud verso area ex Biasi/Glaxo e Ospedale Policlinico di Borgo Roma	22
6) Nuova polifera per cavi MT tra Ricevitrice Ovest e CP Chievo	22
7) Nuovo Feeder 20 kV Ricevitrice Nord – Stazione Grezzana e nuova cabina 20/10 kV per contro-alimentazione LMT a 10kV Quinto, Rover, Marzana e Sezano	23
8) Infrastruttura per connessione “Opera Filovia”	23
9) Nuova LMT Palazzina da Tombetta	24
10) Nuova derivazione da dorsale della LMT Villafranca da loc. Sorio a loc. Palazzina	24
11) Nuova LMT Autogerma da Ric. Ovest	24
12) Sviluppo della rete a servizio della lottizzazione industriale “Corte Alberti”	25
10. Principali investimenti sugli impianti primari AT/AT e AT/MT previsti nel piano sviluppo	25
1) Bobina di Petersen	26

2) Rinnovo macchine e apparecchiature nelle stazioni EE	26
3) Ampliamento quadro di media tensione 10 e 20 kV di Ric. Nord	26
4) Sostituzione quadro di media tensione 10 e 20 kV di CP Verona Est	26
5) Istallazione reparto MT su container in CP Verona Est	26
6) Sostituzione di trasformatori AT/MT	26
7) Nuove protezioni stalli trasformatori e linee presso la Ricevitrice Sud	27
Interventi finalizzati all'incremento della resilienza della rete elettrica	28
1. Premessa	28
2. Caratteristiche e descrizione del territorio servito da Megareti	28
3. Identificazione / definizione zone critiche	28
4. Eventi meteorologici severi persistenti (EMSP) osservati negli ultimi 15 anni	28
5. EMSP presi in considerazione nella stesura del Piano	29
6. Soluzioni di principio per realizzazione degli interventi	29
Soluzioni riferibili al livello 1	29
Soluzioni riferibili al livello 2	30
7. Manicotto di ghiaccio - Bonifica delle reti di trasmissione e di distribuzione ai fini della conformità alla norma CEI EN 50341-1, a partire da quelle di maggiore vetustà	31
Approccio al problema	31
Risultati della verifica	32
Conclusioni	33
8. Allagamento in ambito urbano	34
Introduzione	34
Analisi della Sollecitazione (S)	34
Analisi della Vulnerabilità (V)	34
Determinazione degli indici TR e IRI	35
Nota	35
ID INTERVENTO: MEGARETI_001	36
ID INTERVENTO: MEGARETI_002	37
ID INTERVENTO: MEGARETI_003	38
9. Elenco tabellare degli interventi inseriti nel Piano	39

Indice delle Tabelle

Tabella 1: Consistenza al 31/12/2020 della rete di distribuzione gestita da MEGARETI	8
Tabella 2: Indicatori di continuità del servizio di distribuzione	11
Tabella 3: Prelievi al 31/12/2020	13
Tabella 4: Previsione della domanda di energia	14
Tabella 5: Domanda di potenza	15
Tabella 6: Generazione distribuita (tutte le fonti energetiche)	16
Tabella 7: Generazione distribuita (solo fotovoltaico)	17
Tabella 8 : Linee ex ENEL (fissato T_{EDS} / TR si ricava T_{MSB} / TR e T_{Tr50} / TR)	33
Tabella 9 : Linee AGSM “storiche” (fissato $\sigma_{MSB} = 10\text{kg/mm}^2$ si ricavano T_{EDS} / TR e T_{Tr50} / TR)	33

Indice delle Figure

Figura 1: Ubicazione impianti nel comune di Verona e Grezzana	10
Figura 2: Indicatore D1	11
Figura 3: Indicatore N1	12
Figura 4. Aree critiche (pubblicate il 01/05/2021)	19

Executive Summary

Il Piano per lo Sviluppo della rete elettrica di MEGARETI per il triennio 2021-2023 costituisce il documento redatto da MEGARETI in applicazione del “*Testo Integrato delle Connessioni Attive*” (TICA, Allegato A alla Deliberazione ARG/elt 99/08 e ss.mm.ii.) dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), che all’articolo 4 comma 4.6 prevede che *“le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti, entro il 30 giugno di ogni anno, pubblicano e trasmettono all’Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico i propri piani per lo sviluppo delle reti, anche tenendo conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica. In particolare devono essere resi pubblici e trasmessi i piani di realizzazione o potenziamento di linee in alta tensione o cabine primarie di trasformazione AT/MT, oltre che i piani di intervento più significativi relativi alle linee in media tensione, ivi incluse l’eventuale elettrificazione di nuove aree”*. L’obiettivo del presente Piano è descrivere i principali interventi di sviluppo di MEGARETI che interessano l’arco di tempo considerato e, a tal fine, è strutturato in due parti: nella prima, di carattere descrittivo, vengono esposte le diverse tipologie di intervento, mentre nella seconda, sono riportati nominativamente i più significativi progetti di sviluppo infrastrutturale programmati da MEGARETI.

Il presente piano non tiene conto di eventuali probabili evoluzioni societarie derivanti dalla possibilità di fusione delle Imprese di distribuzione appartenenti al medesimo gruppo AGSM AIM spa.

Lo sviluppo della rete elettrica si rende necessario per una serie di motivazioni, di cui le principali sono l’esigenza di nuove connessioni, gli adeguamenti (rifacimenti, potenziamenti ed estensioni) delle infrastrutture esistenti, il miglioramento della qualità del servizio e l’adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento.

Distribuzione di Energia Elettrica – Interventi per lo sviluppo della rete

1. Criteri guida sulle linee di sviluppo della rete di distribuzione elettrica

Lo sviluppo della rete di distribuzione elettrica è fortemente correlato da un lato alle nuove esigenze della clientela diffusa e della generazione distribuita e dall'altro alle richieste di elettrificazione di nuove aree derivanti da nuovi insediamenti urbanistici e industriali.

I parametri elettrici che sintetizzano queste necessità di sviluppo sono rappresentati dalle previsioni di crescita delle domande di prelievo e di immissione di energia elettrica, ma soprattutto alle previsioni relative alla potenza elettrica di punta, in entrambi i sensi.

La pianificazione dello sviluppo della rete di distribuzione ha pertanto l'obiettivo di rendere disponibile l'energia elettrica in modo puntuale laddove è richiesta e di permettere la realizzazione di impianti di generazione distribuita, il tutto al fine di favorire il benessere dei cittadini e di accrescere lo sviluppo economico.

Il Piano per lo Sviluppo della rete elettrica di MEGARETI viene redatto secondo criteri di efficienza, economicità, neutralità e non discriminazione.

Le linee di sviluppo devono soddisfare tutti gli obblighi normativi vigenti ed in particolare gli obblighi previsti nella convenzione di concessione dell'attività di distribuzione ponendosi come obiettivo la sicurezza, l'efficienza, l'imparzialità e l'economicità del servizio di distribuzione nel rispetto dei vincoli ambientali.

2. Obiettivi derivanti dalla concessione di distribuzione e dal codice di rete

In base a quanto previsto dalla Concessione delle attività di distribuzione di energia elettrica siglata con il Ministero dell'Industria del commercio e dell'Artigianato, MEGARETI deve perseguire principalmente i seguenti obiettivi:

- assicurare che il servizio di distribuzione di energia elettrica sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, sotto l'osservanza delle direttive impartite dall'ARERA;
- mantenere gli impianti necessari per l'esercizio delle attività oggetto di concessione in perfetto stato di funzionamento, programmando e realizzando l'esecuzione dei necessari interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria;
- promuovere gli interventi volti a migliorare lo sviluppo, l'efficienza e la qualità del proprio sistema di distribuzione dell'energia elettrica;
- garantire l'adempimento di ogni obbligo volto ad assicurare la regolarità, la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza ed il minor costo attraverso la diretta disponibilità di risorse umane e competenze adeguate ad assicurare la completa operatività dell'attività di distribuzione;

- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio di distribuzione per consentire l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- concorrere alla promozione, nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità, della tutela dell'ambiente e della sicurezza degli impianti.

In aggiunta agli obiettivi derivanti dalla concessione di distribuzione, negli ultimi anni l'ARERA ha posto degli ulteriori obiettivi finalizzati all'incremento della resilienza del sistema elettrico agli eventi accidentali severi (formazione di manicotti di ghiaccio, alluvioni, ecc). A tal proposito, in ottemperanza a quanto previsto dal Titolo 10 del "*Testo Integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica*" (TIQE, Allegato A alla Deliberazione 566/2019/R/eel e ss.mm.ii.), MEGARETI ha definito gli interventi per l'incremento della resilienza della rete elettrica, che sono inseriti nella seconda parte presente Piano di Sviluppo.

3. Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

La pianificazione dello sviluppo della rete elettrica di distribuzione è fortemente correlato alla pianificazione territoriale e alla pianificazione urbanistica. Come riportato in premessa, risulta evidente che lo sviluppo economico e sociale del territorio interagisce in modo molto stringente con la pianificazione della rete elettrica, caratterizzandone la continua espansione.

Costituiscono, quindi, elementi fondamentali per la definizione del piano di sviluppo della rete di distribuzione i piani di assetto territoriale e i piani degli interventi di tutela e di valorizzazione, di organizzazione e di trasformazione del territorio e le nuove richieste di allacciamento.

Sulla base di questi piani, vengono elaborate le previsioni dei futuri fabbisogni di energia e potenza elettrica nelle diverse aree di distribuzione.

Tali simulazioni vengono poi confrontate con lo stato attuale della rete in rapporto ai limiti di funzionamento in sicurezza; in particolare vengono esaminati i vincoli operativi di esercizio e manutenzione considerando l'evoluzione degli standard tecnologici e la vetustà degli impianti esistenti.

Da questo esame emergono le necessità di potenziamento e sviluppo della rete.

Il contesto prettamente urbano nel quale si sviluppa la rete di distribuzione gestita da MEGARETI fa sì che lo sviluppo degli impianti di generazione distribuita di energia elettrica negli ultimi anni (dalla fine dei conti energia fotovoltaici) derivi in gran parte da obblighi derivanti dai regolamenti edilizi. In quest'ottica, la potenza dei nuovi impianti di produzione rappresenta generalmente solo una quota parte della potenza richiesta in prelievo, pertanto il dimensionamento della rete per i carichi passivi automaticamente soddisfa, di norma, anche le esigenze della generazione distribuita.

Casi particolari (e rari) di impianti di produzione di potenza importante (superiore ai 500 kW) vengono gestiti con una pianificazione ad hoc.

4. Descrizione della rete di distribuzione

MEGARETI svolge l'attività di distribuzione dell'energia elettrica nei comuni di Verona e Grezzana (VR) in virtù di una concessione rilasciata dal Ministero dell'Industria e dell'Artigianato con scadenza al 31 dicembre 2030.

Di seguito vengono riportati i principali dati tecnici che caratterizzano la rete di distribuzione.

Livello di tensione	totale rete [km]	di cui		
		in cavo aereo	in cavo interrato	in conduttore nudo
AT	29	-	1	28
MT¹	1.177	2	925	250
BT	2.088	749	1325	14

Tabella 1: Consistenza al 31/12/2020 della rete di distribuzione gestita da MEGARETI

La rete di distribuzione gestita da MEGARETI è alimentata da:

- 5 stazioni elettriche
- 3 cabine elettriche primarie
- 2 centri satellite

Stazioni, cabine e centri satellite sono collegate fra loro da linee in alta e media tensione e da queste stazioni e cabine si dipartono tutte le linee di distribuzione in MT.

Stazioni elettriche di trasformazione e smistamento:

- 1) Stazione Ricevitrice Sud
- 2) Stazione Ricevitrice Ovest
- 3) Stazione Grezzana
- 4) Stazione Tombetta
- 5) Stazione Ricevitrice Nord
- 6) Stazione di Ca' del Bue²

Cabine Primarie:

- 1) Cabina Primaria Campo Marzo
- 2) Cabina Primaria Verona Est
- 3) Cabina Primaria Chievo

Centri satellite:

- 1) Centro Satellite ZAI
- 2) Centro Satellite Borgo Trento

Questi impianti sono per lo più alimentati attraverso la Rete di Trasmissione Nazionale, e interconnessi anche attraverso le seguenti infrastrutture di distribuzione gestite da MEGARETI.

¹ Inclusi i feeder a 20kV

² Presso la Stazione di Ca' del Bue non è presente una trasformazione AT/MT.

Linee AT di distribuzione a 50kV:

- 1) L70 Stazione Tombetta – Stazione Ricevitrice Sud
- 2) L71 Stazione Tombetta – Stazione Ricevitrice Sud
- 3) L72 Stazione Tombetta – Stazione Ricevitrice Nord
- 4) L73 Stazione Ricevitrice Nord – Stazione Grezzana
- 5) L78 Stazione Grezzana – Fumane³

Feeder MT a 20kV:

- 1) L41 Stazione Tombetta – Centro Satellite Borgo Trento
- 2) L42 Stazione Tombetta – Centro Satellite Borgo Trento
- 3) L43 Stazione Tombetta – Centro Satellite Borgo Trento
- 4) L44 Centro Satellite ZAI – Ricevitrice Ovest
- 5) L45 Ricevitrice Sud – Cabina di smistamento Roncisvalle
- 6) L46 Cabina di smistamento Roncisvalle – Centro Satellite ZAI
- 7) L47 Cabina Primaria Sorio (gestita da e-distribuzione) – Cabina di smistamento Roncisvalle
- 8) L48 Stazione Ricevitrice Ovest – Cabina Primaria Borgo Milano (gestita da e-distribuzione)
- 9) L49 Cabina Primaria Verona Est – Stazione Ricevitrice Nord
- 10) L410 CP Chievo – Centro Satellite Borgo Trento – Nord
- 11) L411 CP Chievo – Centro Satellite Borgo Trento – Sud
- 12) L412 Centro Satellite ZAI – Cabina di smistamento Luna
- 13) L413 Centro Satellite ZAI – Cabina di smistamento Luna

La rete di distribuzione vera e propria in media e bassa tensione è costituita da:

- 1) linee in MT a 10kV e 20 kV (vedi Tabella 1)
- 2) linee in BT (vedi Tabella 1)
- 3) 1.226 cabine di trasformazione MT/BT
- 4) 397 cabine di consegna MT
- 5) 88 cabine di trasformazione MT/BT e di consegna MT
- 6) 36 cabine di transito/smistamento MT

³ Linea già alimentante un utenza AT, attualmente fuori servizio. La linea potrà efficacemente essere utilizzata in futuro per azioni di contro alimentazione e quindi mitigazione.

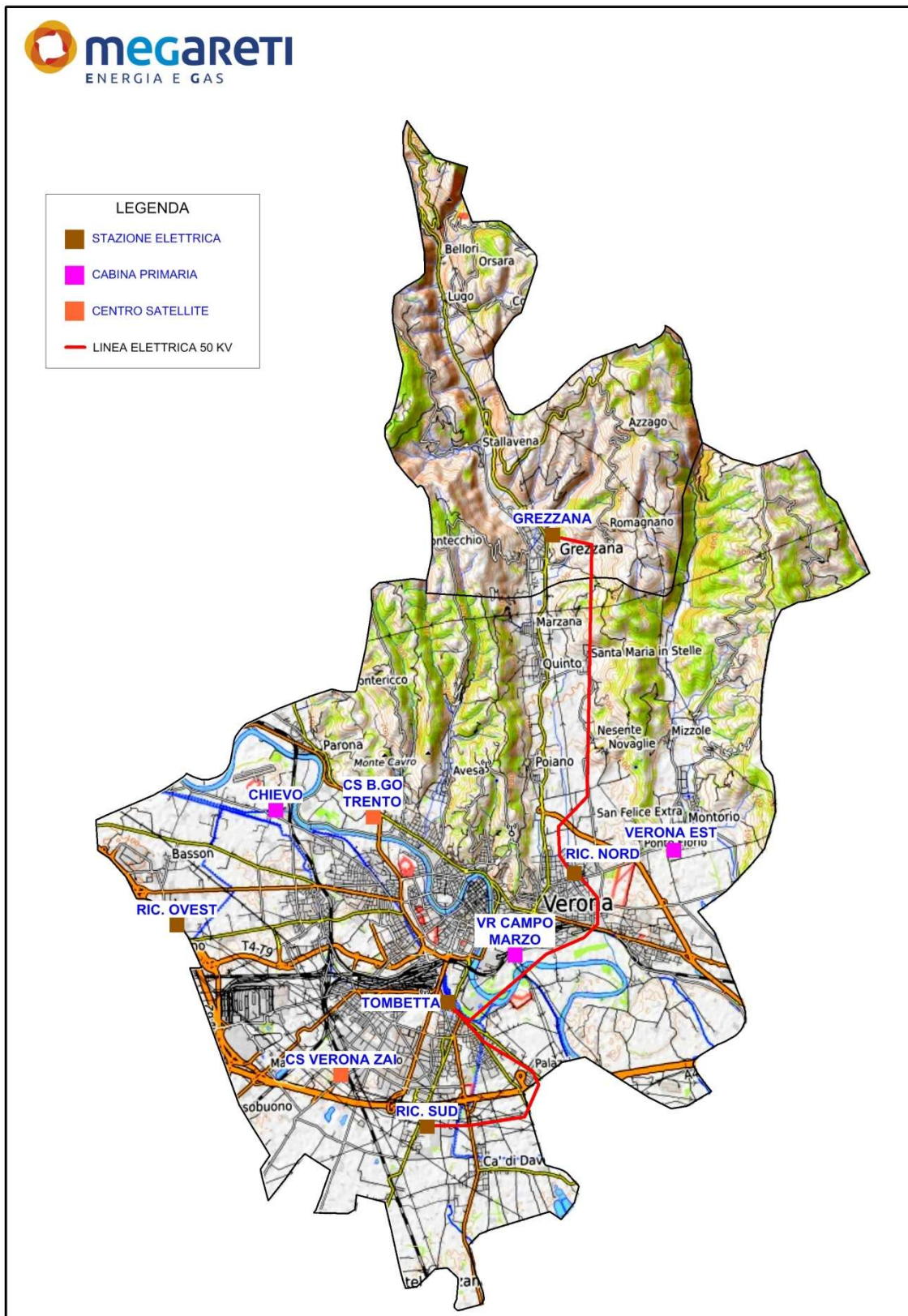


Figura 1: Ubicazione impianti nel comune di Verona e Grezzana

5. Qualità e continuità del servizio

Con riferimento agli standard di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica, definiti dal TIQE (cit.), negli ultimi anni le performance di MEGARETI sono riportate nella tabella e nei grafici seguenti:

Anno	Indicatore D1 (durata) [min/utente BT]		Indicatore N1 (numerosità) [eventi/utente BT]	
	Obiettivo nazionale	Livello raggiunto da MEGARETI	Obiettivo nazionale	Livello raggiunto da MEGARETI
2012	25,00	13,18	1,00	1,04
2013	25,00	8,61	1,00	0,93
2014	25,00	12,47	1,00	1,06
2015	25,00	14,21	1,00	0,98
2016	28,00*	10,67*	1,20*	0,88*
2017	28,00*	9,23*	1,20*	1,12*
2018	28,00*	11,79*	1,20*	1,07*
2019	28,00*	12,76*	1,20*	0,95*
2020	28,00*	16,40*	1,20*	1,36*

Tabella 2: Indicatori di continuità del servizio di distribuzione

* Dal 2016 adesione al meccanismo di "riduzione delle cause esterne" con conseguente modifica dell'obiettivo nazionale

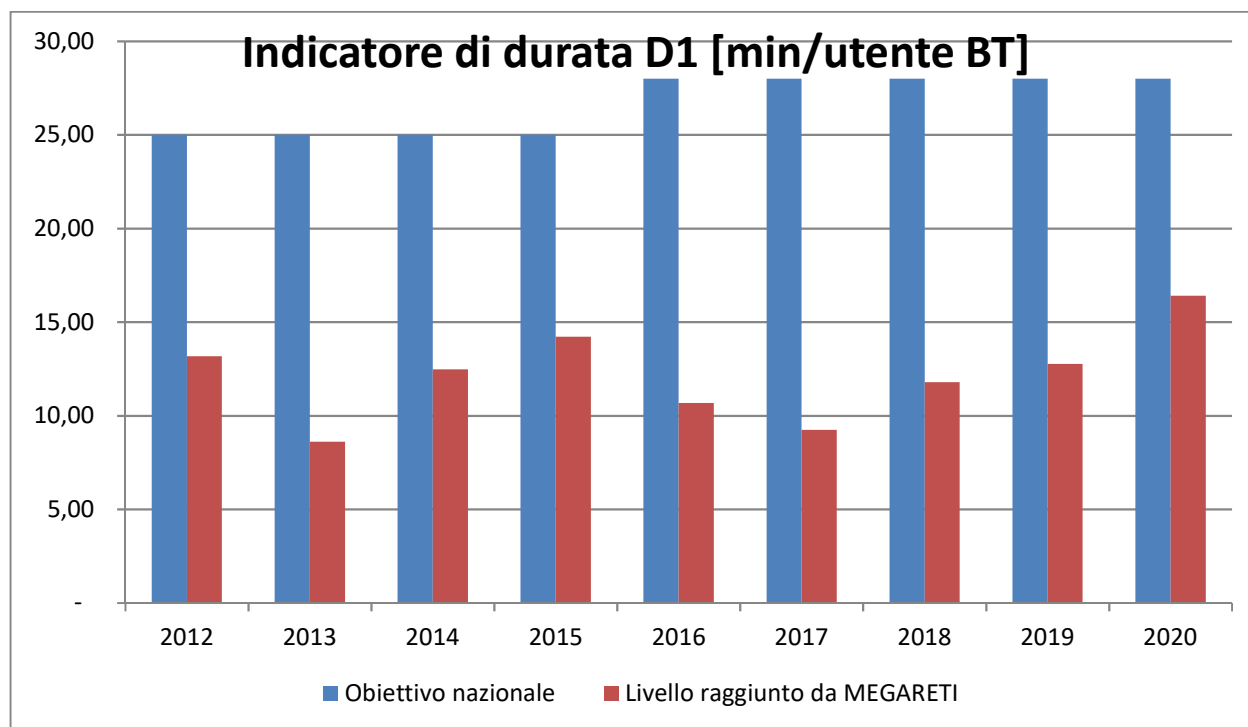


Figura 2: Indicatore D1

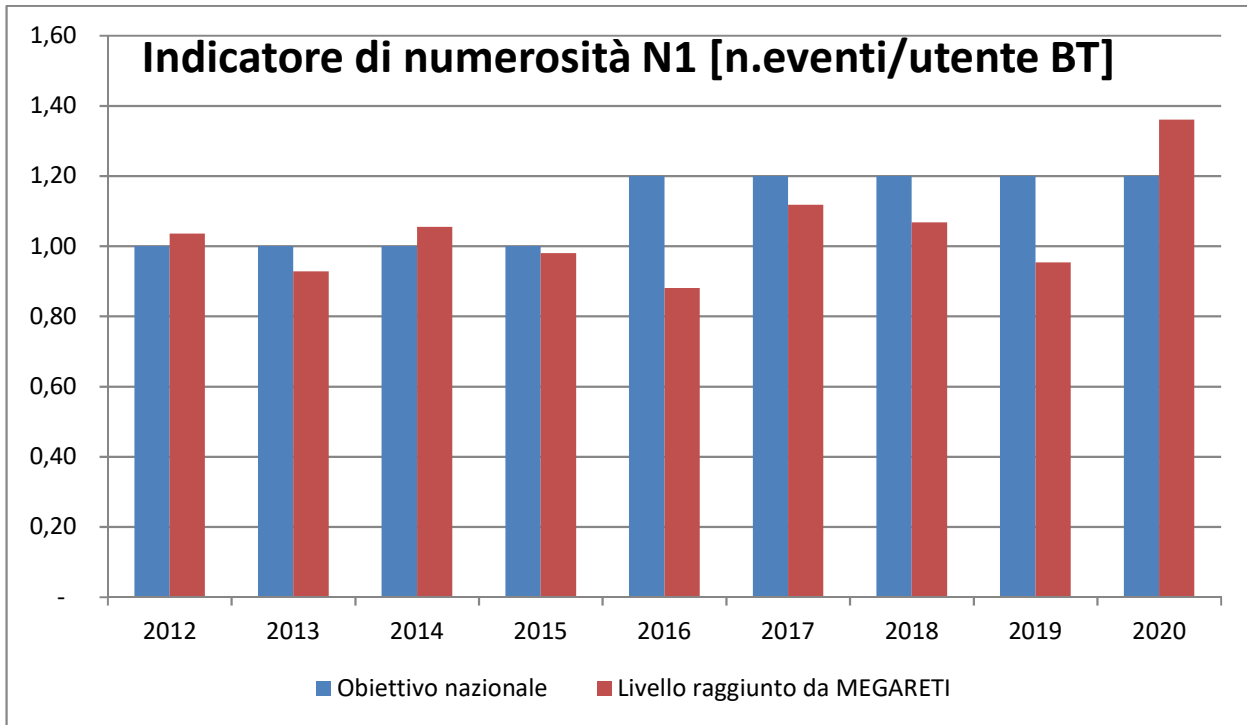


Figura 3: Indicatore N1

Per quanto riguarda l'indicatore di durata, il livello di qualità del servizio raggiunto da MEGARETI è, già da molti anni, migliore dell'obiettivo nazionale fissato da ARERA.

Per l'indicatore di numerosità, gli ultimi interventi realizzati sulla rete, ed in particolare l'adozione della bobina di Petersen sulla Stazione Grezzana, oltre alla progressiva sostituzione delle linee aeree in conduttore nudo con cavo interrato, hanno consentito negli ultimi anni di migliorare la prestazione e di scendere (fatta eccezione per l'ultimo anno in cui si sono verificati alcuni eventi di guasto in CP) sotto il livello obiettivo fissato dall'Autorità.

6. Previsione della domanda di energia elettrica e di potenza

Al 31/12/2020 la situazione complessiva dei punti di prelievo (POD) sulla rete di distribuzione gestita da MEGARETI era la seguente:

Tipologia di utenza	AT/MT	BT domestici	BT non domestici
POD con fornitura attiva	509	132.102	36.731
Prelievo annuo [kWh]	510.862.616	271.044.023	378.499.178
Prelievo medio [kWh/POD]	1.003.659	2.052	10.305
Potenza impegnata [kW]	197.675	442.394	350.259
Potenza media [kW/POD]	388	3,3	9,5

Tabella 3: Prelievi al 31/12/2020

In ottemperanza alla delibera n. 574/2020/R/eel e alla delibera n. 539/2020/R/gas ARERA ha richiesto a Terna e Snam di redigere un documento congiunto di descrizione degli scenari per la predisposizione dei rispettivi piani di sviluppo 2021, che tenga in considerazione anche le ipotesi contenute nello scenario National Trend sviluppato da ENTSO-E ed ENTSG per il Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2020, opportunamente modificate per tenere conto di eventuali ipotesi migliorative e aggiornamenti a dati più recenti⁴ Terna e Snam hanno pertanto lavorato alla realizzazione di uno scenario denominato National Trend Italia (NT Italia), sviluppato per gli anni orizzonte 2025, 2030 e 2040, utilizzando tool di modellazione della domanda elettrica, della domanda gas e di simulazione dei mercati energetici. I risultati dello scenario NT Italia si basano su analisi di mercato gas ed elettriche realizzate sull'intero perimetro europeo, in coerenza con lo scenario NT degli ENTSGs.

Nel citato scenario NT Italia il fabbisogno di elettricità passa dai 320 TWh del 2019 a rispettivamente 326, 331 e 381 TWh per il 2025, 2030 e 2040⁵.

Limitandosi ad un orizzonte temporale di medio periodo e considerando solo il dato al 2025 si può supporre una stima annua di crescita costante della domanda circa pari allo 0,31%.

Tuttavia, non possono non essere preso in considerazione il netto decremento dei consumi delle utenze non domestiche tra l'anno 2019 e il 2020 certamente conseguente all'emergenza epidemiologica COVID-19 che ha impattato significativamente soprattutto sulle utenze BT altri usi (-12,8%).

E' pertanto ragionevole immaginare localmente una diversa traiettoria di ripresa dei consumi che, pur immaginando di raggiungere il medesimo target percentuale di incremento nazionale della domanda al 2025, tenga conto della situazione contingente, prevedendo che la ripresa dei consumi nel 2021 riassorba i $\frac{3}{4}$ del gap rispetto alla situazione precedente l'epidemia COVID-19 e successivamente la crescita sia lineare.

⁴ Per il settore gas, oltre allo scenario NT Italia descritto nel presente documento, si considerano come ulteriori scenari di riferimento, lo scenario Business-As-Usual (BAU) già presente nel Documento congiunto di descrizione degli Scenari 2019 e lo scenario Centralised (CEN) contenuto nel documento di descrizione degli scenari del 2020 redatto da Snam ai sensi della delibera 468/2018/R/gas

⁵ Il fabbisogno non include i consumi per la produzione di idrogeno indicati nel PNIEC

Resta inteso in ogni caso che le ipotesi di traiettoria di crescita lineare sono puramente semplificate se confrontate con i dati storici disponibili e pertanto il dato sconta un elevato grado di incertezza (al pari dell'assunto di cui al paragrafo precedente).

Sulla base di queste ipotesi, si prevede la seguente evoluzione dei consumi sulla rete di distribuzione di MEGARETI:

Anno	Consumo annuo [GWh]	
2014	1.124	Consuntivo
2015	1.188	Consuntivo
2016	1.192	Consuntivo
2017	1.238	Consuntivo
2018	1.237	Consuntivo
2019	1.237	Consuntivo
2020	1.160	Consuntivo
2021	1.218	Previsione
2022	1.228	Previsione
2023	1.239	Previsione

Tabella 4: Previsione della domanda di energia

Per quanto concerne l'evoluzione della domanda di potenza, il NT Italia prevede una possibile contrazione dell'evoluzione dei picchi di carico elettrico che passerebbero dai 59 GW del 2019 ai 57 del 2025. Il trend invece è presentato in crescita al 2030 e 2040 con valori che si attesterebbero rispettivamente a 59 e 71 GW.

La decrescita dei picchi di carico elettrico tuttavia non necessariamente è correlata all'evoluzione della potenza disponibile che il Distributore deve garantire alle utenze che, viceversa, può risentire maggiormente del trend di crescita del numero di punti. L'evoluzione della domanda di potenza infatti deve considerare la potenza di tutte le utenze, sia attive che cessate, ed è maggiormente correlata con l'evoluzione del numero dei POD; pertanto prescinde sostanzialmente dagli effetti della pandemia (si pensi ad esempio che la potenza disponibile delle utenze attive nel 2020 risulta pari a circa il 57% della potenza disponibile di tutte le utenze esistenti).

Sulla base di queste ipotesi si prevede la seguente evoluzione:

Anno	Situazione ⁶		Incremento annuo		Incremento annuo %	
	Pot.Disp. [kW]	N. POD	Pot.Disp. [kW]	N. POD	Pot.Disp.	N. POD
2013	1.522.816	197.846				
2014	1.543.579	199.011	20.763	1.165	1,4%	0,6%

⁶ Numero di POD con fornitura attiva o cessata, valutato al 31 dicembre di ogni anno, con riferimento all'ultima fornitura attiva.

2015	1.565.749	200.672	22.170	1.661	1,4%	0,8%
2016	1.606.310	201.972	40.561	1.300	2,6%	0,6%
2017	1.624.042	203.318	17.731	1.346	1,1%	0,7%
2018	1.643.887	204.497	19.846	1.179	1,2%	0,6%
2019	1.665.840	205.517	21.953	1.020	1,3%	0,5%
2020	1.727.053	206.545	61.213	1.028	3,67%	0,5%
2021	1.758.462	207.784	31.409	1.239	1,82%	0,6%
2022	1.790.442	209.031	31.980	1.247	1,82%	0,6%
2023	1.823.004	210.285	32.562	1.254	1,82%	0,6%

Tabella 5: Domanda di potenza

7. Previsione sullo sviluppo della generazione distribuita

Fino a tutto il 2005, la “generazione distribuita” presente sulla rete di distribuzione gestita da MEGARETI era costituita essenzialmente solo da alcune centrali allacciate sulla porzione di rete in media tensione storicamente gestita da AGSM (prima dell’acquisizione del ramo gestito da ENEL).

In dettaglio:

- 4 centrali di cogenerazione per il teleriscaldamento, per complessivi 25,4 MW;
 - 1 centrale di cogenerazione a turbogas della potenza nominale di 31,5 MW;
 - 1 centrale idroelettrica ad acqua fluente della potenza nominale di 11 MW;
- per un totale di circa 68 MW.

Si tratta quindi di una “generazione distribuita” non diffusa sulla rete di distribuzione ma concentrata in pochi siti produttivi.

La “vera” generazione distribuita ha avuto inizio, e ha subito poi un forte incremento, sostanzialmente a partire dal 2005 per effetto degli incentivi alla diffusione di impianti fotovoltaici (“conti energia”), che sono cessati nel 2013.

Negli ultimi anni, per quanto riguarda la rete di bassa tensione, l’incremento è stato prevalentemente dovuto agli obblighi previsti dai regolamenti edilizi comunali (che prevedono l’installazione di impianti fotovoltaici sui nuovi edifici e per interventi di manutenzione straordinaria sulle coperture). Tale incremento si è stabilizzato su un trend di crescita di circa 200 impianti/anno per una potenza nominale complessiva di circa 1 MW/anno (vedi tabelle seguenti).

Possibili variazioni di tali trend potrebbero verificarsi per effetto dello sviluppo dell’autoconsumo e della nascita di comunità energetiche.

Per quanto riguarda la rete di media tensione, data l’esiguo numero di nuovi impianti, non è possibile fare previsioni di tipo statistico, per cui nelle tabelle seguenti saranno riportati solo i valori di consuntivo rispetto all’anno precedente.

Anno	Numero connessioni			Potenza nominale [kW]		
	BT	MT	Totale	BT	MT	Totale
< 2006	8	9	17	28	68.109	68.137
2006	3	-	3	53	-	53
2007	14	3	17	123	9.729	9.851
2008	46	2	48	244	7.105	7.349
2009	54	9	63	1.275	7.078	8.353
2010	152	11	163	2.531	6.000	8.531
2011	311	27	338	5.777	12.241	18.018
2012	264	17	281	5.181	5.595	10.777
2013	278	4	282	1.653	1.200	2.852
2014	193	7	200	943	4.452	5.395
2015	170	8	178	1.164	681	1.846
2016	177	2	179	956	213	1.169
2017	236	13	249	1.333	2.204	3.537
2018	246	4	250	1.411	1.734	3.145
2019	242	6	248	1.351	871	2.222
2020	237	7	244	1.387	1.110	2.497
TOTALE al 2020	2631	129	2760	25.410	128.322	153.732
2021	200			1.200		
2022	200			1.200		
2023	200			1.200		

Tabella 6: Generazione distribuita (tutte le fonti energetiche)

Anno	Numero connessioni			Potenza nominale [kW]		
	BT	MT	Totale	BT	MT	Totale
< 2006	8	1	9	28	20	48
2006	2	-	2	38	-	38
2007	14	2	16	123	39	161
2008	45	-	45	224	-	224
2009	53	6	59	1.225	2.012	3.237
2010	152	10	162	2.531	5.001	7.532
2011	310	25	335	5.687	11.641	17.328
2012	263	15	278	5.175	5.105	10.281
2013	278	4	282	1.653	1.200	2.852
2014	193	6	199	943	386	1.329
2015	170	7	177	1.164	441	1.606
2016	175	2	177	806	213	1.019
2017	236	10	246	1.333	1.601	2.934
2018	246	3	249	1.411	234	1.645
2019	240	4	244	1.341	593	1.934

2020	234	6	240	1.376	988	2.364
TOTALE al 2020	2.619	101	2.720	25.058	29.474	54.532
2021	200			1.200		
2022	200			1.200		
2023	200			1.200		

Tabella 7: Generazione distribuita (solo fotovoltaico)

La generazione distribuita connessa alla rete di distribuzione in bassa tensione è essenzialmente costituita da impianti fotovoltaici, per complessivi 25 MW, che rappresentano una quota assolutamente marginale della potenza di trasformazione MT/BT della rete di distribuzione (indicatore della potenzialità della rete BT). Si ritiene quindi che la diffusione degli impianti fotovoltaici sulla rete BT non dia origine, al momento, a situazioni di congestione.

Per la connessione di nuovi impianti alla rete di media tensione, le possibili congestioni della rete vengono necessariamente valutate caso per caso.

8. Aree critiche

Sulla base delle definizioni di cui all'art. 4.2 (lettera c) del TICA, sulla rete di distribuzione gestita da MEGARETI non sono presenti "aree critiche" (zona rossa).

È tuttavia presente una importante porzione di rete in cui si verifica la condizione $P_{imm} > P_{Cmin}$ (zona arancione), sottesa alla sbarra a 20kV della Stazione elettrica di Tombetta. Tale situazione è dovuta alla presenza di un'alta concentrazione di "generazione distribuita" non diffusa (circa 50 MW), costituita essenzialmente dalle centrali di produzione storiche del gruppo AGSM, che afferisce ad un'unica trasformazione 50/20 kV, con presenza quindi di contro flussi di potenza verso la rete di distribuzione a 50kV per una parte rilevante del tempo annuo. La maggior parte di questo contro flusso di potenza non migra verso la RTN ma viene utilizzato in loco alimentando la trasformazione 50/10 kV della stessa Stazione di Tombetta.

Tale situazione è quindi storica e da ritenersi fisiologica per questo tipo di impianto. La progressiva migrazione della rete MT da 10 a 20 kV, che rientra nei programmi di investimento di MEGARETI, concorrerà a ridurre la quota di contro flussi.

L'entità di tali contro flussi è stata attenuata anche dall'entrata in servizio dei nuovi feeder MT a 20 kV che collegano la cabina primaria di Chievo al centro satellite di Borgo Trento, che ha consentito dallo scorso anno di trasportare in modo più efficiente l'energia prodotta dalla centrale di cogenerazione di Borgo Trento (31 MW), riducendo significativamente il transito sulla Stazione di Tombetta.

Una situazione analoga riguarda la rete sottesa alle Stazioni Grezzana e Ricevitrice Ovest e alla Cabina Primaria di Chievo, dove in corrispondenza del picco minimo, la potenza di carico minimo P_{Cmin} è risultata pressoché nulla. La condizione di $P_{imm} > P_{Cmin}$ (zona arancione) si è quindi verificata per una (pur esigua) potenza di immissione richiesta P_{imm} .

Per quanto detto, allo stato attuale, non si prevede che queste situazioni comportino ostacoli alla connessione di nuovi impianti di generazione distribuita diffusa, sia sulla rete MT che sulla rete BT.

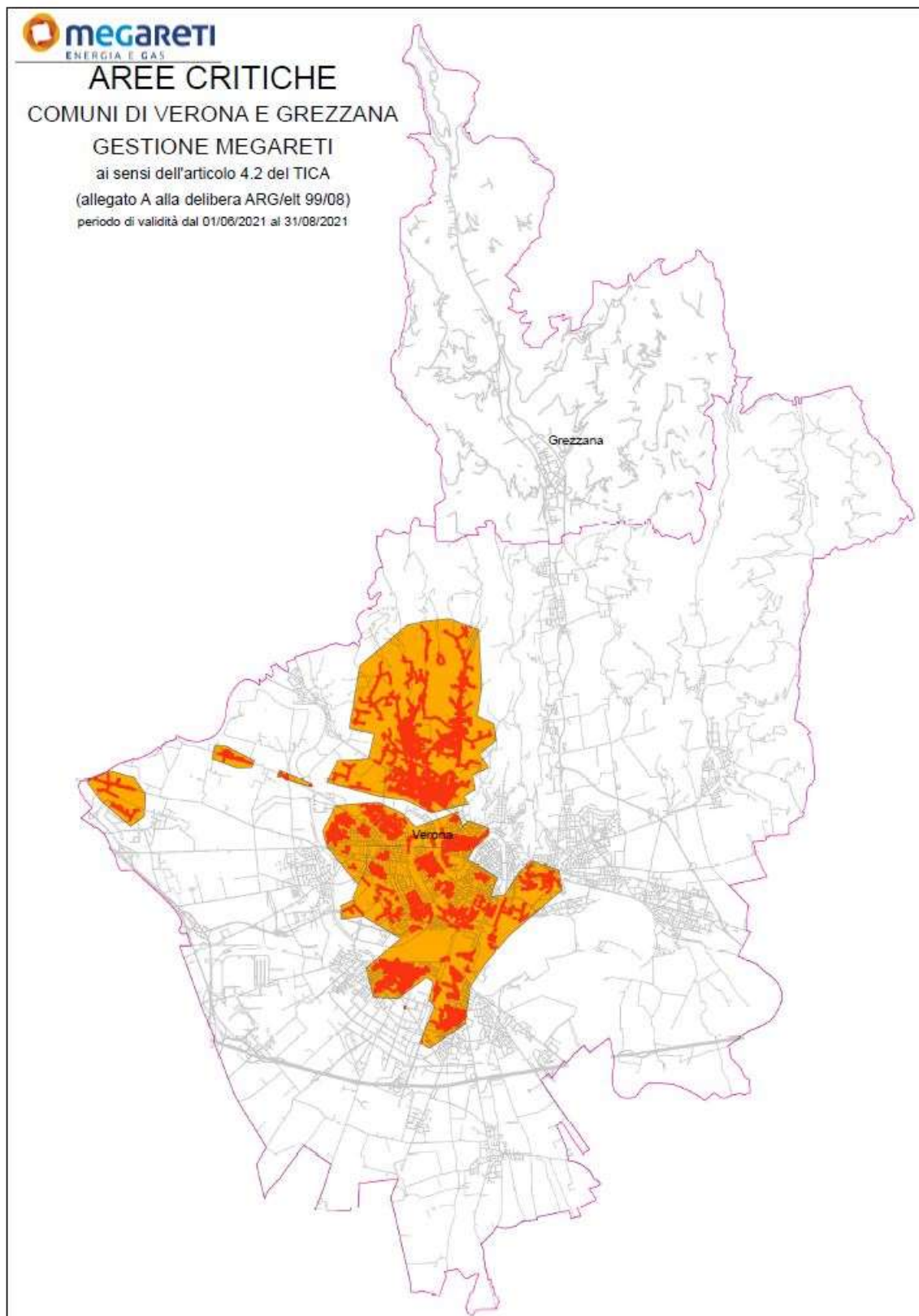


Figura 4. Aree critiche (pubblicate il 01/05/2021)

9. Principali investimenti nella rete AT/MT previsti nel piano sviluppo

Nel corso del 2020, l'attività ordinaria di manutenzione e ammodernamento della rete elettrica ha visto interventi di completo rifacimento di circa 30 cabine secondarie e la realizzazione di 12 nuove cabine secondarie, con un aumento della potenza complessiva di trasformazione di circa 7 MVA.

È proseguita anche nel 2020 l'attività di rinnovo linee di media e di bassa tensione e del contestuale incremento della cavizzazione, con la posa di circa 7 km di nuovi cavi MT (a fronte della dismissione di 5 km di linea aerea nuda) e di 30 km di nuovi cavi BT (a fronte della dismissione di circa 15 km di cavi vetusti).

I nuovi interventi di sviluppo della rete di distribuzione proposti sono classificati, oltre che sulla base dell'orizzonte temporale su cui si collocano (breve-medio termine o lungo termine), anche in base alle esigenze che li hanno determinati e ai benefici attesi con la realizzazione degli stessi.

Nell'ambito dell'orizzonte temporale previsto dal Piano, e limitatamente all'ottica del presente Piano che riguarda la connettività degli impianti di generazione distribuita, di seguito sono rappresentati i principali interventi sulla rete di distribuzione:

1) Nuova Cabina Primaria Marangona

La realizzazione della nuova Cabina Primaria nell'area della Marangona (zona sud-ovest del comune di Verona), è finalizzata a creare un punto di immissione di potenza a sostegno delle attuali linee in media tensione esistenti nella zona e già congestionate. Ciò consentirà di accompagnare lo sviluppo della zona industriale a sud di Verona, offrendo anche contro alimentazioni alle attuali linee esistenti, e aumentando così la robustezza del sistema e conseguentemente la qualità del servizio. Il nuovo impianto amplierà la possibilità di connessione di nuovi impianti di generazione distribuita di cui dovesse essere richiesta la connessione in quest'area. Trattandosi di un'area commerciale/industriale in fase di sviluppo e riqualificazione, caratterizzata da edifici con ampie superfici e stanti gli obblighi previsti dai regolamenti edilizi, si prevede la possibilità di realizzazione di impianti fotovoltaici in questa zona anche di potenza rilevante.

Allo stato attuale, Megareti ha già accettato il preventivo di connessione emesso da TERNA ed è stato concluso l'iter autorizzativo ai sensi della Legge Regionale n. 24/1991 (Determina della Provincia di Verona n. 1438 del 10/06/2020 - pratica A561).

Si è proceduto all'acquisto dell'area e all'assegnazione del progetto esecutivo che dovrebbe essere consegnato entro Luglio 2021.

Seguirà l'iter per una gara di appalto finalizzata alla realizzazione "chiavi in mano" dell'impianto. L'aggiudicazione della gara è prevista entro fine 2021, mentre la messa in servizio dell'impianto è pianificata verso l'estate del 2023.

2) Nuove LMT in partenza dalla nuova CP Marangona

È in fase di predisposizione il progetto preliminare per la realizzazione delle linee MT in partenza dalla CP Marangona. In particolare, sono previste circa 5 nuove LMT che usciranno dalla CP in direzione nord e che si ramificheranno nella zona della ZAI storica e altre linee a servizio del “triangolo della Marangona”, ed in particolare dell’area denominata “Corte Alberti”, dove è previsto un insediamento terziario per il quale si prevede una richiesta di potenza di circa 5÷6 MVA.

3) Sviluppo 20 kV in CP Campo Marzo

È stato deciso di sviluppare una nuova sezione a 20 kV c/o la CP di Campo Marzo (ora dotata solo di sezione a 10 kV). Si tratta di realizzare un nuovo stallo di trasformazione 132/20 kV e il corrispondente reparto 20 kV.

Tale intervento, la cui conclusione è prevista l’opera verso entro il 2023, si inserisce nel contesto di un progetto più ampio che prevede il progressivo sviluppo della rete MT a 20 kV, con l’obiettivo di spostare progressivamente i carichi elettrici dalla rete 10 kV a quella a 20 kV.

La nuova sezione contribuirà al progressivo sviluppo della rete a 20kV gettando le basi per una progressiva magliatura della rete 20 kV. In particolare, come prime iniziative, è prevista la partenza dal nuovo reparto 20 kV di due nuove dorsali, una verso la zona sud della città (quartiere di Borgo Roma compreso l’Ospedale Policlinico), e l’altra verso la zona della ZAI Storica.

Successivamente, saranno previste altre nuove linee 20 kV, verso il centro Storico e verso la zona Est della Città (quartieri di Borgo Venezia e San Michele).

Quanto sopra consentirà di incrementare la capacità distributiva sul territorio e di “infittire” la magliatura sulla rete 20 kV a tutto vantaggio della contro-alimentabilità (robustezza, resilienza) della rete stessa.

Tutte le altre CP di Megareti sono ad oggi dotate di un doppio sistema di alimentazione 10 kV e 20 kV. Con l’implementazione del sistema 20 kV anche presso la CP Campo Marzo, sarà quindi possibile procedere verso l’obiettivo di cui sopra.

Allo stato attuale il progetto è in via di definizione in relazione alla disponibilità delle aree per le quali sono in corso contatti con gli enti proprietari.

L’iniziativa riguarda la realizzazione di un nuovo edificio in cui sviluppare tutto il nuovo reparto MT (quadro 20kV, quadri protezioni, sistema di telecontrollo, servizi ausiliari, ecc.) e la realizzazione di un nuovo stallo AT cui collegare una nuova trasformazione 132/20 kV da 40MVA.

4) Nuove dorsali a 20kV da CP Campo Marzo

È in fase di progettazione preliminare la realizzazione di due nuove dorsali 20kV.

La prima, lunga circa 4,5 km e realizzata completamente in cavo interrato, attraversato il fiume Adige all'altezza della loc. Boschetto, si spingerà verso sud penetrando nel quartiere di Borgo Roma e raggiungendo l'Ospedale Policlinico in corrispondenza di una nuova cabina (di consegna MT, trasformazione MT/BT e smistamento) dove si interfacerà con le linee che alimentano l'ospedale provenienti da sud (LMT Policlinico da Ric. Sud e LMT Feeder ZAI da CP Sorio di e-distribuzione)

La seconda, lunga circa 5,5 km e anch'essa realizzata completamente in cavo interrato, attraversato il fiume Adige all'altezza della loc. Boschetto, si spingerà verso ovest penetrando nella ZAI storica per raggiungere l'incrocio tra via Francia e via Belgio in una nuova cabina di smistamento, ove:

- si interfacerà con una o più linee provenienti dalla nuova CP Marangona;
- fornirà, mediante autotrasformazione 20/10 kV, contro-alimentazione alle code di tre dorsali a 10kV afferenti all'attuale cs Asco ZAI.

5) Nuove dorsali a 20kV da Ric. Sud verso area ex Biasi/Glaxo e Ospedale Policlinico di Borgo Roma

È in fase di progettazione definitiva finalizzata all'espletamento delle relative pratiche autorizzative la realizzazione di una nuova infrastruttura (canalizzazioni e, al momento, una nuova linea MT a 20kV) che partendo dall'impianto primario Ricevitrice Sud percorre via Mezzacampagna fino al canale Milani e poi piega verso nord su area ex Biasi, attraversa l'autostrada A4 e giunge in zona "Forte Tomba" in prossimità dell'Ospedale Policlinico di Borgo Roma.

L'intervento ha lo scopo di:

- a) sviluppare la rete 20kV in una zona di espansione ad est della Ricevitrice Sud;
- b) infrastrutturare e contribuire alla controalimentabilità del quartiere di Borgo Roma ed in particolare dell'Ospedale Policlinico;
- c) superare la "barriera" dell'autostrada realizzando un "passaggio" sud-nord da sfruttare nel futuro in base alle necessità.

6) Nuova polifera per cavi MT tra Ricevitrice Ovest e CP Chievo

Una parte è già stata realizzata e una parte è già stata progettata ed è in attesa delle ultime autorizzazioni per essere cantierata.

Si tratta di una polifera (composta da 9 tubi interrati ϕ 160 mm) di collegamento tra gli impianti primari Ricevitrice Ovest e CP Chievo. L'impianto seguirà la direttrice di via Binelunghe, Strada Bresciana e via Bionde e avrà uno sviluppo di circa 7 km. Servirà ad accogliere dorsali MT che dai due impianti primari si distribuiranno sul territorio ad ovest della città giungendo in prossimità dei quartieri di San Massimo e di Borgo Milano e, attraverso questi, del centro storico.

Contestualmente, l'intervento contribuirà allo sviluppo e alla magliatura della rete MT a 20kV.

7) Nuovo Feeder 20 kV Ricevitrice Nord – Stazione Grezzana e nuova cabina 20/10 kV per contro-alimentazione LMT a 10kV Quinto, Rover, Marzana e Sezano

È in fase di progettazione definitiva finalizzata all'espletamento delle relative pratiche autorizzative una nuova congiungette tra i due impianti primari.

La nuova dorsale, dalla lunghezza di circa 10 km, si svilupperà in direzione nord-sud.

E' previsto di posare due cavi 20kV, uno con funzione di feeder tra i due impianti primari ed un secondo in grado di alimentare (da Ricevitrice Nord oppure da Stazione Grezzana) la sbarra 20 kV di una nuova cabina secondaria di trasformazione 20/10 kV e smistamento sulla cui sbarra 10 kV verrebbero "fatte vedere" tra loro le LMT a 10 kV Quinto e Rover (da Ricevitrice Nord) e Marzana e Sezano (da Stazione Grezzana).

La nuova cabina di smistamento è previsto sia realizzata in località Quinto in una posizione il più possibile baricentrica rispetto ai carichi delle "dorsali congiungenti" LMT Quinto ÷ LMT Marzana e LMT Rover ÷ LMT Sezano.

L'obiettivo dell'intervento è creare un "mutuo soccorso" a 20 kV semplice, immediato e affidabile tra Stazione Grezzana e Ricevitrice Nord e fornire una contro-alimentazione alle quattro LMT a 10 kV con l'infrastruttura a 20 kV

8) Infrastruttura per connessione "Opera Filovia"

Si tratta di un importante progetto di potenziamento che riguarda lo sviluppo di una infrastruttura finalizzata all'alimentazione della nuova "Opera Filovia" di Verona.

La Filovia prevede n. 11 punti di consegna in media tensione che verranno alimentati mediante:

- una nuova dorsale in media tensione a 20 kV (corrispondente alla LMT "Filotrento") che dal Centro Satellite di Borgo Trento giungerà nei pressi della cabina dell'Ospedale Maggiore (lato Nord, via Mameli) con uno sviluppo di circa 3,3 km finalizzata all'alimentazione di altri 2 punti di consegna MT e che rappresenterà anche un altro tassello nello sviluppo e nella magliatura della rete a 20 kV (Stralcio 1 - Tratto Nord);
- due nuove dorsali in media tensione a 20 kV (corrispondenti alle LMT "Filosud" da Ric. Sud e LMT "Filostazione" da Tombetta) congiungenti gli impianti primari Ricevitrice Sud e Tombetta: tale impianto avrà una lunghezza di circa 12,5 km e servirà a connettere 4 punti di consegna (Stralcio 2 - Tratto Sud);

- una serie di raccordi, più o meno lunghi (per un totale di circa 3 km), da linee MT esistenti sul territorio (a 10 kV e 20 kV) con i quali alimentare i rimanenti 5 punti di consegna MT.

Lo sviluppo della rete posata per la Filovia costituisce anche un potenziamento complessivo dell'infrastruttura esistente indipendentemente dal suo "rapporto" con la Filovia stessa e una sinergia con le nuove linee che partiranno dalla futura CP Marangona.

Lo "Stralcio 1" è attualmente in fase di realizzazione e ne è prevista la conclusione entro il 2021.

Lo "Stralcio 2" è anch'esso in fase iniziale di realizzazione e dovrebbe essere concluso entro l'estate 2022.

9) Nuova LMT Palazzina da Tombetta

Si tratta di una nuova LMT a 20kV proveniente da Tombetta e finalizzata a farsi carico dei carichi elettrici dei nuovi insediamenti produttivi della "Lottizzazione Industriale Palazzina" in località Palazzina (via Ca' di Mazzè)

La lunghezza della nuova infrastruttura è di circa 4,5 km.

L'intervento è attualmente in fase di realizzazione e ne è prevista la conclusione entro il 2021.

10) Nuova derivazione da dorsale della LMT Villafranca da loc. Sorio a loc. Palazzina

È in fase di progettazione, una estensione della LMT Villafranca da CP Sorio (di e-distribuzione) finalizzata alla controalimentazione della nuova LMT Palazzina 20 kV da Tombetta

La lunghezza della nuova infrastruttura è di circa 2,5 km.

L'autorizzazione è prevista entro l'estate 2022 e la realizzazione entro il 2023

11) Nuova LMT Autogerma da Ric. Ovest

È in fase di progettazione, finalizzata all'attività autorizzativa, una nuova LMT da Ric. Ovest verso la sede di VGI ubicata all'interno del polo intermodale "Quadrante Europa". Il progetto prevede anche la realizzazione di un ramo controalimentante da LMT esistente su territorio.

La lunghezza della nuova infrastruttura è di circa 8 km (6,3 di nuova LMT e circa 1,7 di ramo controalimentante). L'autorizzazione è prevista entro l'estate 2022 e la realizzazione entro il 2023

12) Sviluppo della rete a servizio della lottizzazione industriale “Corte Alberti”

Nell’area denominata “Corte Alberti”, in zona Marangona, verranno realizzate nei prossimi anni 5 nuove cabine secondarie di distribuzione e la relativa rete di distribuzione a servizio della lottizzazione industriale. L’autorizzazione all’iniziativa immobiliare dovrebbe essere imminente e pertanto è pianificata la progettazione, la fase autorizzativa e la realizzazione dell’infrastruttura di rete a 20 kV in grado di alimentare la citata lottizzazione industriale.

In attesa di una linea dedicata (e della sua contro-alimentante) dalla prossima futura CP Marangona, l’alimentazione del comparto avverrà mediante una derivazione “in entra-esce” dalla LMT a 20 kV “Feeder Zai Ovest”, con uno sviluppo di circa 800 metri, da via Germania a Corte Alberti sottopassando l’autostrada A4.

10. Principali investimenti sugli impianti primari AT/AT e AT/MT previsti nel piano sviluppo

Nel 2020 è stata iniziata e completata l’attività di sostituzione delle vecchie protezioni (digitali di 1° generazione) con le nuove protezioni dotate di protocollo IEC 61850.

Si tratta 35 protezioni installate in un nuovo quadro protezioni nel quale sono stati installati anche 3 nuovi regolatori dei variatori sotto-carico dei trasformatori AT/MT di distribuzione.

Nel 2020 è stata portata a termine la manutenzione straordinaria della LAT L72 a 50kV. Si è trattato di un intervento di rimozione della ruggine e di pitturazione protettiva su n. 22 tralicci e di un intervento di risanamento e ripristino dell’intonaco ammalorato su n. 10 pali SCAC

Nel 2020 ha avuto luogo la manutenzione straordinaria del Quadro blindato MT di Stazione Grezzana dopo circa 15 anni di attività.

Nel 2020 è stato sostituito l’interruttore e il TA 132kV del “TR Rosso” di CP Verona Est.

Come da previsione, nella prima metà del 2021 sono stati consegnati e messi in servizio due nuovi trasformatoti 132/20-10 kV da 40MVA in CP Campo Marzo (nuovo TR Verde) e CP Chievo (nuovo TR Verde) in sostituzione entrambi di vecchie macchine da 25 MVA.

Nel primo semestre del 2021 è stata eseguita la manutenzione straordinaria del QMT (isolato in SF6) del Centro Satellite di Verona ZAI per il quale, nel 2022, si procederà con la sostituzione dell'SF6 del comparto sbarre omnibus.

Investimenti significati in corso e pianificati nel 2021 e negli anni successivi sono di seguito elencati.

1) Bobina di Petersen

Nel 2020 è stata conclusa la redazione delle specifiche di unificazione e di acquisto per la fornitura di sistemi di “bobine di Petersen”.

A seguire si è svolta la gara per l'aggiudicazione della fornitura e dell'installazione di un sistema Petersen c/o la Ric. Ovest. Fornitura ed installazione sono previste entro il 2021 (autorizzazioni permettendo).

2) Rinnovo macchine e apparecchiature nelle stazioni EE

Prosegue il processo di rinnovo delle principali apparecchiature presenti nelle stazioni elettriche.

In particolare verranno sostituiti n. 3 interruttori a 132 kV (n. 1 c/o Ric. Ovest e n. 2 c/o Ric. Nord), e n. 6 interruttori a 50 kV (c/o la Ric. Sud)

3) Ampliamento quadro di media tensione 10 e 20 kV di Ric. Nord

Si tratta di un ampliamento del reparto MT (16 celle) che si concluderà nel 2021

4) Sostituzione quadro di media tensione 10 e 20 kV di CP Verona Est

Si prevede di sostituire l'attuale QMT (sbarra 10kV e sbarra 20kV) di CP Verona Est. Si tratta di un vecchio quadro non protetto all'arco interno. E' previsto l'ordine del QMT entro il 2021 con successiva installazione verso la fine del 2022.

5) Installazione reparto MT su container in CP Verona Est

Nel 2021 è già stata aggiudicata la fornitura di un container con un “reparto MT completo” per la gestione delle attività di manutenzione straordinaria del QMT degli impianti primari e per la gestione delle emergenze conseguenti a guasti importanti sui QMT degli impianti primari stessi.

E' prevista la consegna e l'installazione c/o CP Verona Est entro la fine del 2021 per consentire la sostituzione del quadro di media tensione 10 e 20 kV di CP Verona Est.

6) Sostituzione di trasformatori AT/MT

Nel 2021 è previsto l'ordine di:

- Nuovo TR 36 50/10-20 kV (da collegare sul 10kV) da 30MVA (40MVA in ONAF) da installare presso la stazione elettrica di Tombetta in sostituzione dell'attuale e obsoleto TR 36 da 20MVA
- Nuovo TR 35 50/10-20 kV (da collegare sul 10kV) da 40MVA da installare presso la stazione elettrica Ricevitrice Nord in sostituzione dell'attuale e obsoleto TR 35 da 16-20 MVA

con conseguente installazione nel 2022.

Nel 2022 è previsto l'ordine di:

- Nuovo TR 39 132/10-20 kV (da collegare sul 20 kV) da 40MVA da installare presso la stazione elettrica Ricevitrice Nord. Si tratta di una nuova trasformazione 132/20kV che fisicamente andrà ad occupare lo spazio dell'attuale trasformazione TR 32 (132/50kV) che verrà eliminata.

con conseguente installazione nel 2023.

7) Nuove protezioni stadi trasformatori e linee presso la Ricevitrice Sud

E' in corso l'attività di sostituzione delle vecchie protezioni (digitali di 1° generazione) con le nuove protezioni dotate di protocollo IEC 61850. Si tratta 50 protezioni e 6 nuovi regolatori dei variatori sottocarico dei trasformatori AT/MT di distribuzione.

Tale attività è previsto si concluda entro il corrente anno.

Interventi finalizzati all'incremento della resilienza della rete elettrica

1. Premessa

La presente sezione dedicata alla resilienza è redatta ai sensi del Titolo 10 del TIQE (all. A alla del. 566/2019/R/eel e ss.mm.ii.)

2. Caratteristiche e descrizione del territorio servito da Megareti

Il territorio su cui svolge l'attività di distribuzione Megareti corrisponde al Comune di Verona (di 198,92 kmq) e di Grezzana (di 49,49 kmq).

Il comune di Verona ha un'estensione est-ovest di circa 14 km e una nord-sud di circa 13 km. Gran parte del territorio ha una altezza sul livello del mare di circa 60 metri ed è completamente pianeggiante. Nella porzione a nord del territorio iniziano ad innalzarsi le prime colline che raggiungono la quota massima di circa 756 metri.

Il territorio del Comune di Verona, per quanto percorso dal fiume Adige, non è soggetto a pericolo di esondazione primaria a seguito di importanti opere di protezione realizzate alla fine del 1800.

Il comune di Grezzana si sviluppa a nord del Comune di Verona, con cui confina, e di cui rappresenta la prosecuzione verso nord della zona collinare. E' costituito da una vallata principale (la Valpantena) e dalle colline circostanti che raggiungono la quota massima di 830 m.

3. Identificazione / definizione zone critiche

Rispetto agli effetti di eventi naturali severi il territorio di competenza di Megareti è di modesta estensione e di discreta omogeneità e pertanto, ove si dovessero individuare zone geografiche critiche queste potrebbero essere ridotte semplicemente a due.

Una zona potenzialmente interessata da nubifragi (centro città).

Una zona vulnerabile a nevicate/ vento forte per la presenza di linee MT aeree nude.

4. Eventi meteorologici severi persistenti (EMSP) osservati negli ultimi 15 anni

Con riferimento agli ultimi 15 anni (ma di fatto anche oltre), eventi meteorologici severi e persistenti (EMSP), fortunatamente, non ne sono stati registrati.

Gli eventi più severi sono stati relativi:

- a “ondate di caldo” (particolarmente nel 2003, e nel 2015);
- ad allagamenti derivati da forti piogge torrenziali (“bombe d’acqua”).

Qualche problema si è verificato anche con le nevicate e il vento forte ma non tanto per la formazione di manicotti di ghiaccio e/o per il cedimento strutturale della linea aerea nuda ma per il danneggiamento del/dei conduttore/i dovuto alla caduta di piante ubicate all’esterno della fascia asservita. Questo tipo di eventi ha comportato tempi di ripristino anche lunghi (per il tipo di riparazione da effettuare e per le difficoltà logistiche di raggiungibilità dell’impianto su territorio) ma con un modestissimo coinvolgimento di utenti dato che le linee aeree MT nude servono un territorio rurale con una bassa densità di popolazione.

Dato il territorio, non sono significative problematiche di inquinamento in generale e di inquinamento salino in particolare.

5. EMSP presi in considerazione nella stesura del Piano

L’osservazione degli ultimi 15 anni, rispetto al manifestarsi di “Eventi metereologici severi e persistenti” permette di identificare le criticità più significative in:

- Nubifragi dovuti a forti piogge torrenziali con grosse quantità di acqua che viene scaricata /in poco tempo e che mettono in crisi il sistema fognario con conseguente allagamento delle strade e dei piani interrati degli edifici dove, spesso si trovano cabine MT/BT interrate.

6. Soluzioni di principio per realizzazione degli interventi

La “gestione” (attenuazione degli effetti) di EMSP può avvenire a due livelli diversi e sinergici:

- 1) Mediante la riduzione dei guasti provocati e quindi con un miglioramento dell’immunità dei componenti di rete agli eventi EMSP.
- 2) Mediante soluzioni di mitigazione degli effetti di un eventuale guasto dovuto a EMSP che non è stato possibile eliminare con azioni messe in atto in relazione al punto precedente.

Soluzioni riferibili al livello 1

Con riferimento al livello 1 si individuano i seguenti potenziali interventi.

Interventi di per ridurre gli effetti di nubifragi

Un problema dei nubifragi è la ripercussione sulle cabine interrate che tendono a riempirsi di acqua; gli obiettivi che ci poniamo sono:

- evitare la realizzazione di nuove cabine interrate;
- ridurre il numero di cabine interrate trasferendole, quando e dove possibile, in luoghi più idonei;
- rimontare le attuali cabine interrate con un quadro MT sufficientemente immune dagli allagamenti (quadri tipo Ring Main Unit RMU);
- ripristino tenuta oblò in cabine a torre;
- verifica delle guaine delle coperture delle cabine ed eventuale sistemazione;

- installazione di sistemi di rilevazione dell'innalzamento dell'acqua in cabina e di sistemi automatici di evacuazione dell'acqua.

Interventi sulle linee di media tensione aeree in conduttore nudo

Sulla rete di Megareti non individuiamo tratte di linee aeree in conduttore nudo che, rispetto alle sollecitazioni ipotizzabili in occasione di eventi severi, presentino criticità specifiche.

Peraltro, Megareti è orientata a convertire le linee elettriche aeree nude in linee in cavo, prevalentemente interrato (aumento della cavizzazione).

Questo intervento fa già parte delle iniziative di ammodernamento della rete presenti nel Piano degli Investimenti.

Soluzioni riferibili al livello 2

Interventi di miglioramento della controllabilità della rete MT

- Aumento delle cabine telecontrollate. Attualmente le cabine telecontrollate sono circa il 33% ma si vuole estendere il telecontrollo a tutte le nuove cabine e a tutte quelle che verranno rimontate (attualmente circa 35÷40 l'anno).
- Progressiva eliminazione dei tratti di LMT non controllabili (con priorità, a parità di vincoli tecnico-amministrativi, su quelle con il più alto "momento utenti*distanza").
- Miglioramento della magliatura di rete per aumentare la controllabilità.
- Aumento del numero di LMT con riduzione degli utenti sottesi a ciascuna LMT.
- Sviluppo progressivo della rete a 20kV (rispetto a quella a 10kV).
- Passaggio dalla tensione di 10kV a quella a 20kV. Tale iniziativa porta a migliorare la controllabilità della rete a 20kV ma tende a smagliare la restante rete a 10kV per cui è necessario procedere con cautela.
- Realizzazioni di controllazioni "complete" di una LMT con altra LMT senza necessità di manovre preliminari di scarico.
- Realizzazione di controllazioni con dorsali provenienti da CP diverse.
- Telecomandabilità di tutte le prime cabine in uscita da una CP.
- Aumento del numero di CP. Nel prossimo biennio è prevista la realizzazione della nuova cabina primaria denominata "CP Marangona". Attualmente Megareti ha già accettato il preventivo di connessione emesso da TERNA, è stato completato l'iter autorizzativo.
- Nella cabina primaria di Campo Marzo è prevista la realizzazione di una nuova sbarra a 20kV (ora la CP ha solo il 10kV) con cui creare controllati con le linee 20kV in uscita da CP Tombetta, Ricevitrice Sud, Ric. Ovest e dalla futura CP Marangona.

7. Manicotto di ghiaccio -

Bonifica delle reti di trasmissione e di distribuzione ai fini della conformità alla norma CEI EN 50341-1, a partire da quelle di maggiore vetustà

Approccio al problema

Il parametro “*tr50_carico_risult*” che rappresenta il “*valore atteso a 50 anni del carico risultante con spinta del vento su conduttore (espresso in kg/m)*”, trattandosi di valore che corrisponde al tempo di ritorno (T_r) di 50 anni tale sollecitazione, se sostenuta dal conduttore, comprova il livello di affidabilità 1 di cui alla norma CEI EN 50341-1, tabella 3.1 pag 52.

Il carico “*tr50_carico_risult*” è tabellato per ciascun comune (oltre che per ciascun conduttore) . Nel caso di Verona e Grezzana i due valori sono quasi coincidenti con valore maggiore per Verona. Per semplicità e a favore di sicurezza si è assunto per entrambi i comuni il valore maggiore, ovvero quello relativo a Verona.

La condizione di verifica del conduttore è assunta come quella situazione che deriva dall’applicazione del carico “*tr50_carico_risult*” (comprensivo di manicotto di ghiaccio e di spinta del vento) al conduttore tesato in condizione EDS come di seguito specificato. La temperatura per questa condizione di verifica è assunta (cautelativamente) pari a quella in MSB ovvero -20°C .

Riassumendo, la condizione di verifica viene così caratterizzata:

- Denominazione: T_{r50}
- Carico risultante: $q_{T_{r50}} = tr50_carico_risult$
- Temperatura: $t_{T_{r50}} = -20^{\circ}\text{C}$

Si considerano i seguenti assunti:

- Se il conduttore non si rompe allora resiste anche il sostegno (in base all’assunto di progettazione che l’elemento con minore resistenza e quindi “cedevole” per primo sia il conduttore). In base a questo assunto, se è verificato il conduttore è verificato automaticamente sostegno e relativa fondazione.
- Le linee ereditate da Enel (mediante l’acquisizione del ramo di azienda del 2002) sono state progettate con i criteri Enel che prevedono di fissare, per ciascun conduttore, una ben determinata sollecitazione nella condizione EDS. Si assume questa sollecitazione come base di partenza per il calcolo e la verifica della sollecitazione in condizione T_{r50} .
- Le linee “storiche” AGSM sono state progettate fissando la sollecitazione del conduttore in condizione MSB pari a 10kg/mm^2 . Si assume questa sollecitazione come base di partenza per il calcolo e la verifica della sollecitazione in condizione T_{r50} .
- La campata sia a livello.
- Per il conduttore da in corda di rame da 50mm^2 RSE in [2] non fornisce alcun dato. Il valore “*tr50_carico_risult*” viene, pertanto, determinato per via grafica interpolando la curva $tr50_carico_risult = f(\text{sezione conduttore})$ e ottenendo il valore di $3,15\text{ kg/m}$.

Con queste ipotesi si calcola la sollecitazione in condizione Tr50 verificando che il conduttore non si rompa ovvero che il tiro assiale applicato sul conduttore sia minore del carico di rottura.

Dato che la sollecitazione dipende dalla lunghezza della campata ed in particolare dato che all'aumentare della campata aumenta la sollecitazione, è possibile determinare il massimo valore limite della lunghezza della campata al di sotto della quale il conduttore è verificato.

Se tale valore limite di campata (per ciascun tipo di conduttore) è maggiore delle lunghezze delle campate che caratterizzano la rete, la verifica così fatta è valida per tutte le linee elettriche aeree della stessa sezione.

A tal proposito sulla rete di Megareti la lunghezza delle campate è:

- 50 metri per conduttore a filo di rame da 16 mm²
- 70 metri per conduttore a corda di rame da 25 mm²
- 80 metri per conduttore a corda di rame da 35 mm²
- 90 metri per conduttore a corda di rame da 50 mm²
- 100 metri per conduttore a corda di rame da 70 mm²
- 150 metri per conduttore AA da 150 mm²

Risultati della verifica

Posto:

T_{EDS}: tiro assiale del conduttore in condizione EDS (every day stress)

T_{MSB}: tiro assiale del conduttore in condizione MSB (massima sollecitazione in "zona B")

T_{Tr50}: tiro assiale del conduttore nelle condizioni di sollecitazione statistica con tempo di ritorno (Tr) di 50 anni cime definito dall'RSE in [2]

TR: carico di rottura del conduttore

Tabella 8 : Linee ex ENEL (fissato T_{EDS} / TR si ricava T_{MSB} / TR e T_{Tr50} / TR)

Conduttore	L campata	T_{EDS} / TR	T_{MSB} / TR	T_{Tr50} / TR
	[m]	[%]	[%]	[%]
CU16	50	6,30	35,87	84,90
CU25	70	8,40	36,49	82,24
CU35	80	9,82	34,21	71,76
CU50	90	11,70	33,21	63,00
CU70	100	13,40	32,33	55,49
AA150	150	9,30	27,80	47,35

Tabella 9 : Linee AGSM “storiche” (fissato $\sigma_{MSB} = 10\text{kg/mm}^2$ si ricavano T_{EDS} / TR e T_{Tr50} / TR)

Conduttore	L campata	T_{EDS} / TR	T_{MSB} / TR	T_{Tr50} / TR
	[m]	[%]	[%]	[%]
CU16	50	4,27	26,32	71,07
CU25	70	6,03	27,70	69,35
CU35	80	7,66	27,70	62,84
CU50	90	9,44	27,70	56,14
CU70	100	11,46	29,30	57,35
AA150	150	11,23	31,58	51,13

Conclusioni

I dati dimostrano che i conduttori con cui sono realizzate le linee elettriche aeree di Megareti nei comuni di Verona e di Grezzana resistono alla sollecitazione con tempo di ritorno di 50 anni.

Pertanto, le relative linee elettriche aeree hanno “livello di affidabilità” pari a 1 e, pertanto, non è necessario alcun adeguamento alla norma CEI EN 50341-1 in quanto risultano già adeguate.

8. Allagamento in ambito urbano

Introduzione

L'osservazione degli ultimi 17 anni, rispetto al manifestarsi di "Eventi metereologici severi e persistenti" ha permesso di identificare come criticità significativa gli allagamenti dovuti a forti piogge torrenziali con grosse quantità di acqua che viene scaricata in poco tempo e che mettono in crisi il sistema fognario con conseguente allagamento delle strade e dei piani interrati degli edifici dove, spesso si trovano cabine MT/BT interrate.

E' stata eseguita, una analisi delle cabine MT/BT localizzate nel comune di Verona al fine di definire i parametri S (Sollecitazione o Probabilità statistica del fenomeno), V (Vulnerabilità), TR (Tempo di ritorno dell'evento) e IRI (Indice di Rischio).

Analisi della Sollecitazione (S)

Dalla curva di precipitazione giornaliera media del periodo 2010-2018 è stato ricavato un livello L_0 , del valore di 46 mm/giorno, basato sul valore di piovosità minimo, durante un PCP (Periodo di Condizioni Perturbate), che ha portato all'allagamento di almeno una cabina. Questa scelta è dovuta al fatto che dal grafico della correlazione giornaliera pioggia-guasti non emerge un valore di piovosità che evidenzia una marcata discontinuità e che dal 1882, anno di costruzione degli argini cittadini, non sono avvenute esondazioni del fiume Adige.

Definito il livello $L_0=46$ mm/giorno di pioggia media giornaliera, è stata calcolata la Probabilità statistica del fenomeno (S) su base storica nel periodo 2010-2018:

$$S = 100 * \frac{N^{\circ} \text{giorni con piovosità} > L_0}{N^{\circ} \text{giorni periodo 2010} \div 2018} = 100 * \frac{18}{3.287} = 0,548\%$$

Analisi della Vulnerabilità (V)

Con riferimento alle cabine di trasformazione MT/BT è stato creato un elenco di manufatti vulnerabili, quantificando prima una Vulnerabilità Strutturale (VS) mediante un indice di valore 1 o 0, dove 1 corrisponde al fatto che siano verificate le seguenti tre condizioni: la cabina sia sotterranea, l'altitudine del punto di accesso sia inferiore all'altitudine (63 m slm) della cabina il cui allagamento ha definito il livello di piovosità L_0 , e che la cabina sia stata oggetto di guasti (Eventi rete) nei giorni in cui la piovosità media è stata superiore al livello L_0 , mentre VS viene posta pari a 0 dove non sono verificate tutte e tre le condizioni appena descritte.

Dell'elenco risultante sono state prese in considerazione solo le cabine che hanno una vulnerabilità pari a 1 che sono in totale 22. Di queste cabine è stato verificato a quanti eventi rete sono state interessate nei 9 anni (3.287 giorni) presi come campione (2010-2018). Partendo da questo dato è stato definito un coefficiente di correzione della vulnerabilità ($Coeff_{vulnerabilità-cs}$) basato sul fatto che su 18 giorni nei quali il livello L_0 è stato superato, i giorni in cui sono presenti eventi rete che hanno interessato ciascuna delle cabine è stato molto inferiore.

$$\text{Coeff}_{\text{vulnerabilità-cs}} = \frac{\text{N}^\circ \text{ giorni con piovosità} > L_0 \text{ in cui c'è stato almeno un evento rete}}{\text{N}^\circ \text{ giorni con piovosità} > L_0}$$

Moltiplicando il $\text{Coeff}_{\text{vulnerabilità-cs}}$ per la Vulnerabilità Strutturale (VS) inizialmente definita è stata trovata la Vulnerabilità (V) di ciascuna cabina.

$$\text{Vulnerabilità} = \text{Coeff}_{\text{vulnerabilità-cs}} \times \text{Vulnerabilità Strutturale}$$

Determinazione degli indici TR e IRI

Il Tempo di ritorno dell'intervento (TR) è stato individuato come l'inverso della Probabilità di disservizio (P_d), la quale è stata ottenuta mediante il prodotto tra la Sollecitazione (S) e la Vulnerabilità (V) di ciascuna cabina.

$$P_d = S \times V$$

$$TR = \frac{1}{P_d}$$

Una volta definito il Tempo di ritorno dell'intervento (TR) e ricavato il Numero di utenti in bassa tensione disalimentati (NUD) si è potuto ottenere l'Indice di rischio (IRI).

$$IRI = \frac{1}{IRE} = \frac{NUD}{TR}$$

Ordinando poi le cabine vulnerabili per l'indice IRI si ha avuto evidenza della priorità d'intervento.

Nota

Tra i diversi interventi possibili per mitigare il problema è stata presa in considerazione principalmente la sostituzione dei quadri vulnerabili all'allagamento (sezione MT "a giorno", quadri con isolamento in aria o misto aria - SF₆) con quadri MT di tipo RMU immuni all'allagamento che consentono di mantenere in servizio la dorsale della LMT.

In alcuni casi specifici si è optato per la soluzione di trasferire fuori terra la cabina vulnerabile interrata o per la sua eliminazione nonostante l'elevato costo dell'intervento (rispetto al beneficio atteso) e l'indeterminatezza dell'effettiva possibilità di trovare un sito idoneo, sia per la complessità che per l'incertezza dell'iter autorizzativo.

ID INTERVENTO: MEGARETI_001

Denominazione	Intervento su LMT PIAZZA ISOLO per la salvaguardia degli utenti della cabina "290988 – V.le Università".
Finalità	Aumentare la resilienza della LMT Piazza Isolo al fine di garantire la continuità di servizio del tratto di LMT stessa tra la cs 290973 – Campofiore e la cs 291157 – Piazza Isolo e conseguentemente garantire la continuità di servizio per gli utenti della cabina 290988 – V.le Università (non vulnerabile).
Descrizione	Rimontaggio delle cabine vulnerabili "290457 - Artigliere" e "290200 - Porta Vittoria" con quadri di media tensione immuni agli allagamenti (quadri MT tipo RMU).
Stato	In realizzazione
Inizio lavori previsto	1° Semestre 2019 (Inizio effettivo 2° Semestre 2018)
Fine lavori previsto	2° Semestre 2021
Costo	23.624,73 € (effettivo + previsto)
Tempo di ritorno [TR]	9 anni
IRI	0,33 ut./anno (pre intervento), 0 ut./anno (post intervento)
Beneficio B1	1.635,80 € (annuo), 25.554,64 € (totale attualizzato)
Beneficio B2	375,92 € (annuo), 5.872,60 € (totale attualizzato)
Note	Nel secondo semestre del 2018 è stato eseguito il rimontaggio con RMU della cabina "290200 – Porta Vittoria"

ID INTERVENTO: MEGARETI_002

Denominazione	Intervento su LMT BRAZZOLI per la salvaguardia degli utenti della cabina "201292 – A1".
Finalità	Aumentare la resilienza della LMT Brazzoli al fine di garantire la continuità di servizio del tratto di LMT stessa tra la cs 201278 - Brazzoli e la cs 201299 Trav. Albere e conseguentemente garantire la continuità di servizio per gli utenti della cabina 201292 - A1 (non vulnerabile).
Descrizione	Spostamento fuori terra delle cabine vulnerabili "202116 – Istituto Aleardi" e "201299 – Traversa Albere". Eliminazione della cabina vulnerabile "201296 – Frase".
Stato	In realizzazione
Inizio lavori previsto	1° Semestre 2019
Fine lavori previsto	2° Semestre 2021
Costo	117.000,00 € (previsto)
IRI	80,67 ut./anno (pre intervento), 0 ut./anno (post intervento)
Tempo di ritorno [TR]	4,5 anni
Beneficio B1	3.089,68 € (annuo), 48.267,21 € (totale attualizzato)
Beneficio B2	1.127,75 € (annuo), 17.617,80 € (totale attualizzato)
Note	//

ID INTERVENTO: MEGARETI_003

Denominazione	Intervento su LMT BORGIO MILANO E (da CP Chievo) per la salvaguardia degli utenti della cabina “201810 – Vespucci”.
Finalità	Aumentare la resilienza della LMT Borgo Milano (da CP Chievo) al fine di garantire la continuità di servizio del tratto di LMT stessa tra la cs 201814 - Vasco de Gama e la cs 201379 – Morosini e conseguentemente garantire la continuità di servizio per gli utenti della cabina 201810 – Vespucci (non vulnerabile).
Descrizione	Rimontaggio delle cabine vulnerabili “201797 - Condominio F.S.”, “201337 – Sirente” con quadri di media tensione immuni agli allagamenti (quadri MT tipo RMU).
Stato	In realizzazione
Inizio lavori previsto	1° Semestre 2019
Fine lavori previsto	2° Semestre 2021
Costo	22.444,90 € (effettivo + previsto)
Tempo di ritorno [TR]	9 anni
IRI	23,67 ut./anno (pre intervento), 0 ut./anno (post intervento)
Beneficio B1	789,71 € (annuo), 12.336,94 € (totale attualizzato)
Beneficio B2	375,92 € (annuo), 5.872,60 € (totale attualizzato)
Note	Nel secondo semestre del 2020 è stato eseguito il rimontaggio con RMU della cabina “201337 – Sirente”

9. Elenco tabellare degli interventi inseriti nel Piano

Piano Realizza: per gli interventi che hanno avuto inizio dal 2013 e che si concludono entro il 2018

Codice Unico	Principale fattore critico di rischio	Tipologia intervento presabita	Area di pertinenza	Codice Iniziativa di distribuzione	N° clienti BT beneficiari	N° clienti BT non beneficiari	N° clienti MT beneficiari	Km Intervento MT	Km Intervento BT	Indice di Rischio (IR) per intervento (IR) per intervento	Tempo di Ritorno (TR) per intervento	Indice di Rischio (IR) per intervento	Tempo di Ritorno (TR) per intervento	Semestre precedente all'intervento	Semestre successivo all'intervento	Tipologia intervento	Stato di avanzamento	Costo Totale previsto	Beneficio Totale (LTA e RT) per ogni attività (€)
MEGARETI_001	Alisei	Rimontaggio cabine con quadri MT in muratura e legami (R10)	753A	LMP PIAZZA SOLDO	0	3	0	0	0	0,35	5	0	0	199_1_2018	2_2021	18 realizzazione	100%	34.983,87	11.277,56
MEGARETI_002	Alisei	Sostituzione fuori terra cabine	753A	LMP FRAZZOJ	304	69	0	0	0	20,27	4,5	0	0	199_1_2018	2_2021	18 realizzazione	100%	137.000,00	49.519,00
MEGARETI_008	Alisei	Rimontaggio cabine con quadri MT in muratura e legami (R10)	753A	LMP BORGO MILANO E	105	15	0	0	0	25,87	5	0	0	199_1_2018	2_2021	18 realizzazione	100%	10.880,70	28.209,90