

# **Piano di messa in servizio del sistema di *Smart Metering* 2G**

**Megareti**

Verona, 15/09/2020

Copia del presente documento è disponibile sul sito [www.megareti.it](http://www.megareti.it)

---

## Sommario

<b>1. Introduzione al piano di messa in servizio</b>	<b>4</b>
1.1 <i>Premessa</i>	4
1.2 <i>Obiettivi dell'investimento proposto</i>	4
1.3 <i>Quadro normativo e regolatorio</i>	5
<b>2. Presentazione della società "Megareti"</b>	<b>10</b>
2.1 <i>Il servizio di distribuzione elettrica</i>	10
<b>3. Stima delle spese associate al piano di installazione di CE 2G nel periodo 2021-2035</b>	<b>13</b>
3.1 <i>Stima delle spese complessive e di capitale annue previste per il sistema di Smart Metering 2G</i>	13
3.2 <i>Stima delle spese di capitale unitarie annue per misuratore 2G sostituito e di prima messa in servizio</i>	13
<b>4. Caratteristiche dei punti di misura della rete elettrica</b>	<b>15</b>
<b>5. Piano di messa in servizio dei misuratori 2G</b>	<b>17</b>
5.1 <i>Piano di installazione e di prima messa in servizio misuratore 2G con dettaglio annuale</i>	17
5.2 <i>Principali motivazioni alla scelta del Piano di sostituzione proposto da Megareti</i>	19
5.3 <i>Stock di misuratori 2G su punti attivi al 31 dicembre di ciascun anno</i>	21
<b>6. Volumi misuratori 2G durante la fase massiva e scenari valutati</b>	<b>23</b>
6.1 <i>Driver di scelta per la definizione dei volumi dei misuratori durante la fase massiva</i>	23
6.2 <i>Dettagli su sostituzione massiva e in posa singola</i>	23
6.3 <i>Modalità e tempistiche previste per i ripassi</i>	25
6.4 <i>Azioni a tutela dei clienti finali al fine di ridurre i contenziosi sulla validità del dato di misura del misuratore rimosso</i>	25
<b>7. Eventualità di revisione del numero CE 2G previsti</b>	<b>26</b>
<b>8. Pianificazione annua delle consistenze di concentratori e loro altre componenti associate</b>	<b>27</b>
<b>9. Piano di comunicazione e strategie di supporto per la fase massiva</b>	<b>29</b>
9.1 <i>Campagna di comunicazione verso clienti finali, mass media e istituzioni</i>	29
9.2 <i>Informative e soggetti coinvolti durante la campagna di comunicazione</i>	30
9.3 <i>Modalità innovative a supporto della campagna di comunicazione: video illustrativi con infografica</i>	31
9.4 <i>Semplificazione per il cliente finale: App MEGARETI</i>	31
9.5 <i>Il ruolo centrale del sito internet <a href="http://www.megareti.it">www.megareti.it</a></i>	31

---

9.6	<i>Strumenti di informazione al cliente finale a supporto delle operazioni di campo previste nel piano di sostituzione</i>	32
9.7	<i>Canali e strumenti di contatto a disposizione del cliente finale</i>	36
9.8	<i>Gestione richieste di informazioni</i>	37
9.9	<i>Gestione richieste di risarcimento danni</i>	37
<b>10.</b>	<b>Funzionalità e livelli effettivi di performance dei misuratori e del sistema di Smart Metering 1G</b>	<b>38</b>
<b>11.</b>	<b>Misuratori e sistema <i>smart metering</i> 2G</b>	<b>41</b>
11.1	<i>Descrizione delle funzionalità e dei livelli attesi di performance</i>	41
11.1.1	Funzionalità supportate dal misuratore 2G	41
11.1.2	Sintesi delle performance del sistema di misura 2G	42
<b>12.</b>	<b>Analisi delle criticità del sistema Smart Metering 1G</b>	<b>43</b>
<b>13.</b>	<b>Analisi degli impatti positivi della tempestiva messa in servizio del sistema di <i>Smart Metering</i> 2G</b>	<b>44</b>
13.1	<i>Impatti sugli utenti</i>	44
13.2	<i>Impatti sulla pianificazione e sull'esercizio del servizio di distribuzione e sul servizio di misura</i>	45
13.3	<i>Impatti sugli altri operatori di mercato</i>	45
<b>14.</b>	<b>La spiegazione delle scelte effettuate relativamente alle tecnologie dei misuratori</b>	<b>46</b>
<b>15.</b>	<b>Concentratori e sistema centrale</b>	<b>47</b>
15.1	<i>Concentratori 2G</i>	47
15.1.1	Caratteristiche funzionali	47
15.2	<i>Sistema centrale</i>	49
15.2.1	Caratteristiche funzionali	50
<b>16.</b>	<b>Ipotesi assunte per l'inflazione</b>	<b>52</b>
<b>17.</b>	<b>Definizioni e acronimi utilizzati nel documento</b>	<b>53</b>
<b>18.</b>	<b>Indice delle figure</b>	<b>54</b>
<b>19.</b>	<b>Indice delle tabelle</b>	<b>55</b>

---

## 1. Introduzione al piano di messa in servizio

### 1.1 Premessa

Il controllo e la gestione efficiente dei dati di misura garantisce il funzionamento ordinato dell'intero mercato elettrico sostenendo e sviluppando una maggiore concorrenza, a beneficio del consumatore finale. Infatti, la disponibilità di dati granulari di misura ricavati dai misuratori elettrici, *near real time* e precisi, consente a tutti i soggetti interessati dal processo di misura (distributori, venditori, grossisti, produttori, clienti finali e *prosumer*) di controllare e gestire in maniera efficiente i flussi energetici.

Mentre in Europa solo a partire dal 2009 sono state diffuse le prime raccomandazioni della Commissione Europea con la Direttiva 2009/72/CE, l'Italia ha assunto un ruolo guida tra i Paesi che hanno scelto di diffondere su larga scala sistemi di misurazione avanzati. Nell'ambito della misura elettrica, già dai primi anni 2000 è iniziata la diffusione significativa di sistemi elettronici telegestiti.

L'introduzione dei misuratori intelligenti di prima generazione (di seguito anche "1G") realizzata negli anni 2007-2009, ha trasformato in modo radicale il processo di disponibilità di dati e dei servizi da remoto.

Alla luce di questa prima esperienza, al raggiungimento della fine della vita utile dei primi misuratori elettronici 1G installati, nel rispetto delle normative e della regolazione di settore (in particolare, DM 21 aprile 2017, n. 93 e deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito ARERA o Autorità) n. 87/2016/R/eel), Megareti ha deciso di attuare un nuovo piano di sostituzione massiva del parco misuratori installato presso i clienti e i produttori connessi alle proprie reti con misuratori di seconda generazione (di seguito anche "2G").

Il presente Piano di Messa in Servizio del sistema di *smart metering* 2G (di seguito PMS2) di Megareti è

stato tarato su tempistiche e modalità tali da garantire efficienza nei costi correlati ed efficacia in termini di rispetto delle tempistiche di installazione e di qualità del servizio di misura erogata ed in coerenza con i principi generali di approvazione fissate da ARERA con la deliberazione n. 306/2019/R/eel.

Il seguente documento potrà eventualmente essere integrato e/o modificato per recepire gli eventuali impegni aggiuntivi richiesti a seguito dell'attività istruttoria prevista da parte degli Uffici dell'Autorità e tener conto dell'esito del processo di consultazione pubblica.

### 1.2 Obiettivi dell'investimento proposto

Il presente PMS2 di Megareti è stato predisposto in coerenza con i dettami esposti da ARERA, ed ha l'obiettivo di rappresentare le metodologie con cui Megareti intende dotare i POD con contratto attivo (circa 170 mila) della propria rete con misuratori intelligenti di seconda generazione 2G.

Facendo proprie le conclusioni del principale operatore nazionale della distribuzione elettrica (E-distribuzione del Gruppo Enel), Megareti dà evidenza delle motivazioni alla base dell'investimento, degli output prodotti dallo stesso in termini di miglioramento delle *performance* attese e dei benefici per l'intero sistema elettrico correlati a tale innovazione nel servizio di misura.

In parallelo al suddetto piano di sostituzione, Megareti continuerà ad effettuare interventi ordinari di gestione utenza e guasti rispondendo alle richieste dei consumatori.

Come richiesto dalla deliberazione ARERA n. 646/2016/R/eel e successivo aggiornamento valido per il triennio 2020-2022 con la deliberazione n.

306/2019/R/eel, al fine di dare una rappresentazione completa all'interno dell'intero ciclo di vita regolatorio dell'investimento, il piano complessivo riguarda un periodo esteso di 15 anni (2021-2035) dove, a partire dal 2025, è rappresentata esclusivamente la fase di regime con installazioni legate alla gestione utenza e gestione guasti.

I principali obiettivi di cui si è tenuto conto per la definizione del PMS2, in particolare quelli relativi alla fase massiva di sostituzione (2021-2024), sono elencati di seguito:

- Allineare la durata della fase massiva con il piano di sostituzione del principale operatore nazionale in un'ottica di sistema Paese, come più volte evidenziato da ARERA;
- abilitare i clienti finali ai benefici previsti con la piena integrazione della tecnologia 2G;
- ridurre la coesistenza delle tecnologie di prima e di seconda generazione sulla rete di distribuzione, soprattutto in vista dell'indisponibilità degli apparati con tecnologia 1G;
- sincronizzare il piano con la scadenza della validità metrologica dei misuratori MID.

Come richiesto dalla stessa ARERA, il nuovo sistema di misura, costituito dai misuratori di seconda generazione e da un Sistema centrale di gestione della misura rinnovato rispetto al precedente già in uso, si propone di offrire funzionalità e prestazioni tecnologicamente più avanzate.

E' infatti pensato per rendere possibile l'evoluzione del sistema elettrico grazie anche all'introduzione di nuovi servizi e alla possibilità di realizzare importanti efficientamenti nei processi di tutta la filiera elettrica. Inoltre, le nuove funzionalità 2G e le relative *performance* richieste dalla deliberazione ARERA n. 87/2016/R/eel sono state ideate per introdurre benefici a tutti i diversi attori della filiera dell'energia:

- disporre di dati di misura in *near real time*;
- migliorare le performance del processo di fatturazione;
- contrastare ulteriormente la morosità e il rischio di prelievi fraudolenti;
- facilitare una maggiore programmabilità dei volumi in prelievo e in immissione da parte degli utenti del dispacciamento e del gestore della rete di trasmissione;
- efficientare il processo di dispacciamento (*settlement*) con la disponibilità dei dati orari per tutta la clientela;
- accelerare gli attuali processi commerciali (fatturazione del trasporto, fatturazione ai clienti finali, regolazione delle partite del dispacciamento ecc.) riducendo l'incertezza e diminuendo i contenziosi;
- abilitare i venditori a elaborare nuove tipologie di offerta, per esempio, quelle orarie o prepagate, per tutta la clientela;
- ampliare la concorrenza nel mercato dei servizi di analisi e reporting a valore aggiunto;
- migliorare la gestione della rete elettrica attraverso la disponibilità di dati capillari sulle diverse grandezze elettriche misurate;
- acquisire puntualmente le informazioni sulla continuità del servizio elettrico.

### 1.3 Quadro normativo e regolatorio

Il ruolo del misuratore di energia elettrica svolge da sempre una funzione centrale nel sistema elettrico. Le misure registrate dal misuratore presso il cliente finale, a seguito della validazione da parte dell'impresa distributrice, sono utilizzate per la fatturazione da parte dei venditori ai fini della regolazione economica dei contratti dei clienti e

sono alla base della regolazione delle partite economiche nell'ambito del servizio di dispacciamento (*settlement*) a livello dell'intero sistema.

Inoltre, l'introduzione dei misuratori di energia elettrica di prima generazione ha, tra le altre cose, portato dei vantaggi da subito tangibili per i clienti domestici e per alcune tipologie di clienti non domestici, tra cui la gestione contrattuale, grazie al limitatore di potenza di cui è dotato il misuratore.

Infine, in combinazione con appositi dispositivi collegati alla cosiddetta *chain 2*, il misuratore può anche fornire informazioni al cliente sul proprio prelievo con intervalli temporali ridotti rispetto a quelli utilizzati per la rilevazione dei prelievi ai fini di fatturazione.

Ripercorrendo il quadro ben tracciato dell'ordinamento europeo, è con la Direttiva 2009/72/CE (Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica) che a livello comunitario sono stati definiti, per la prima volta, obblighi in materia di misuratori intelligenti, viste le importanti ricadute che l'utilizzo di misuratori intelligenti può avere sul risparmio energetico.

Successivamente, con la Direttiva 27/2012/UE è stata fornita una definizione di "sistema di misurazione intelligente" (*smart metering system*), ossia "un sistema elettronico in grado di misurare il consumo di energia, fornendo maggiori informazioni rispetto a un dispositivo convenzionale, e di trasmettere e ricevere dati utilizzando una forma di comunicazione elettronica" (art.2, par.1).

Importante è stata anche l'attività della Commissione Europea per l'implementazione di quanto previsto dalle richiamate direttive europee in tema di *smart metering*. In particolare, nel 2012 la Commissione ha emesso le proprie raccomandazioni "sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti" (di seguito richiamate come Raccomandazione 2012/148/UE). Successivamente, nel 2014, a seguito del risultato positivo dell'analisi costi/benefici prevista dall'Allegato 1 alla Direttiva

2009/72/CE, ha pubblicato un rapporto sullo stato di implementazione dello *smart metering* nell'Unione (di seguito: Rapporto di *Benchmarking* 356/2014), nel quale vengono analizzate le caratteristiche, i costi e benefici e le tempistiche di realizzazione dei diversi sistemi di *smart metering*, sia nei pochi Paesi europei (come in Italia) in cui questi sono già in funzione, sia soprattutto nei Paesi europei in cui sono in via di realizzazione.

Entro il 2020, risulteranno installati misuratori telegestiti in sedici Stati membri dell'Unione Europea: Austria, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Olanda, Polonia, Regno Unito, Romania, Spagna, Svezia.

Per quanto riguarda la normativa tecnica, la nuova Direttiva Europea 2014/32/UE (approvata il 26 febbraio 2014 e poi modificata dalla Direttiva 2015/13 del 31 ottobre 2014) concernente le condizioni per l'immissione sul mercato e la commercializzazione di strumenti di misura, ha aggiornato la precedente Direttiva Europea 2004/22/CE sugli strumenti di misura – nota come direttiva MID "*Measuring Instruments Directive*" – fissando il nuovo quadro comunitario in materia di requisiti tecnici e metrologici.

A partire dal 2001, in Italia sono in funzione misuratori telegestiti di prima generazione (1G) per la misura dell'energia elettrica prelevata dalla rete in bassa tensione e, nel caso di clienti con proprio impianto di produzione, per la misura dell'energia prodotta e immessa in rete (cosiddetti M2). I requisiti funzionali di dettaglio per i misuratori telegestiti 1G sono stati definiti da ARERA con la deliberazione n. 292 del 20/12/2006 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione 292/06).

Tale deliberazione stabiliva i requisiti tecnici dei misuratori sulla base di quanto indicato nella Direttiva Europea MID, che è stata recepita in Italia solo nel febbraio 2007 con il D.Lgs. 22/2007, recentemente modificato dal D.Lgs. 84/2016 di attuazione della Direttiva 2014/32/UE "concernente

l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relativi alla messa a disposizione sul mercato di strumenti di misura, come modificata dalla Direttiva UE 2015/2013".

La successiva regolazione tecnico-economica ha differenziato le modalità concrete di utilizzo dei misuratori telegestiti, in relazione alle caratteristiche dell'utenza. Con il D.Lgs. 102/2014, l'Italia ha recepito le disposizioni comunitarie della Direttiva per l'efficienza energetica 27/2012/CE, dando così una spinta decisiva allo sviluppo dei sistemi di *smart metering* 2G. In tema di misuratori di 2G, l'articolo 9, comma 3, del D.Lgs. 102/2014 e successive modifiche prevede infatti che:

- a. "Fatto salvo quanto già previsto dal D.Lgs. 1° giugno 2011, n. 93 e nella prospettiva di un progressivo miglioramento delle prestazioni dei sistemi di misurazione intelligenti e dei misuratori intelligenti, introdotti conformemente alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, al fine di renderli sempre più aderenti alle esigenze del cliente finale, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, tenuto conto dei relativi standard internazionali e delle raccomandazioni della Commissione Europea, predisporre le specifiche abilitanti dei sistemi di misurazione intelligenti, a cui le imprese distributrici in qualità di esercenti l'attività di misura sono tenute a uniformarsi, affinché: i sistemi di misurazione intelligenti forniscano ai clienti finali informazioni sulla fatturazione precise, basate sul consumo effettivo e sulle fasce temporali di utilizzo dell'energia. Gli obiettivi di efficienza energetica e i benefici per i clienti finali siano pienamente considerati nella definizione delle funzionalità minime dei misuratori e degli obblighi imposti agli operatori di mercato;

- b. sia garantita la sicurezza dei misuratori, la sicurezza nella comunicazione dei dati e la riservatezza dei dati misurati al momento della loro raccolta, conservazione, elaborazione e comunicazione, in conformità alla normativa vigente in materia di protezione dei dati personali;
- c. nel caso dell'energia elettrica e su richiesta del cliente finale, i misuratori di fornitura siano in grado di tenere conto anche dell'energia elettrica immessa nella rete direttamente dal cliente finale;
- d. nel caso in cui il cliente finale lo richieda, i dati del misuratore di fornitura relativi all'immissione e al prelievo di energia elettrica siano messi a sua disposizione o, su sua richiesta formale, a disposizione di un soggetto terzo univocamente designato che agisce a suo nome, in un formato facilmente comprensibile che possa essere utilizzato per confrontare offerte comparabili;
- e. siano adeguatamente considerate le funzionalità necessarie ai fini di quanto previsto all'articolo 11."

Dando pertanto seguito alle prescrizioni del D.Lgs. 102/2014, l'Autorità ha pubblicato la deliberazione n. 87/2016/R/eel dell'8 marzo 2016 definendo le specifiche funzionali abilitanti i sistemi di *smart metering* 2G di seconda generazione e definito i livelli di *performance* attesi.

In relazione alla tematica dei controlli metrologici, invece, si evidenzia come la Direttiva Europea 2004/22/CE "MID", recepita in Italia con il D.Lgs. 22 del 2007 demandava a un successivo provvedimento del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) i criteri e le modalità di effettuazione dei controlli metrologici successivi all'installazione degli strumenti di misura conformi alla normativa MID.

Il MISE, con il D.M. 24 marzo 2015, n. 60, e successivamente aggiornato attraverso il D.M. 21

aprile 2017, n.93, ha così definito i criteri per la “verificazione periodica” dei misuratori di energia elettrica: tale verifica è obbligatoria per poter mantenere in servizio il misuratore; in alternativa lo stesso deve essere sostituito; per i misuratori elettronici di bassa tensione (BT) MID la verifica periodica deve avvenire ogni 15 anni a cura di un laboratorio terzo accreditato secondo la normativa europea di settore.

Conseguenza ne è che nel caso dei misuratori BT il costo che il distributore deve sostenere per tale verifica è ben superiore al costo di sostituzione dello stesso con un misuratore nuovo e, di fatto, determina la convenienza di sostituire i misuratori allo scadere del quindicesimo anno dall’installazione.

Con la successiva delibera n. 229/2017/R/eel ARERA ha così definito la configurazione di *default* dei misuratori di energia elettrica in BT di seconda generazione per la loro messa in servizio e gli obblighi di comunicazione ai clienti finali e, con la delibera 248/2017/R/eel gli interventi volti alla gestione dei dati di misura riconducibili ai sistemi *smart metering* 2G nell’ambito del Sistema Informativo Integrato (SII), per la successiva ottimizzazione dei processi commerciali e di sistema.

Con la deliberazione n. 289/2017/R/eel ARERA ha infine avviato un procedimento per valutare eventuali future evoluzioni delle caratteristiche funzionali dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione 2G.

Inoltre, con la deliberazione n. 306/2019/R/eel del 16 luglio 2019, ARERA, a conclusione di un processo di consultazione che ha visto l’interlocuzione di diversi operatori, ha aggiornato in ottica di semplificazione e integrazione la deliberazione n. 646/2016/R/eel per quanto attiene le direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) per la misura dell’energia elettrica in bassa tensione per il triennio 2020-2022.

Ultimamente, con le deliberazioni n. 259/2020/R/eel del 7 luglio 2020 , n. 278/2020/R/eel del 21 luglio 2020 e n. 293/2020/R/eel del 28 luglio 2020, ARERA ha approvato i piani di messa in servizio e le richieste di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico di altrettanti Distributori che hanno presentato la domanda di ammissione entro il mese di settembre 2019.

Recentemente, in data 4 agosto 2020, ARERA ha pubblicato il documento di consultazione (DCO) n. 325/2020/R/eel dal titolo “Sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione - Linee Guida per le proposte di Piano di messa in servizio in relazione ad aspetti di tutela del cliente finale e della concorrenza” con il quale ha inteso presentare “*i propri orientamenti relativamente all’introduzione di elementi finalizzati alla semplificazione del processo di presentazione ed esame delle proposte di Piano di messa in servizio di sistemi di smart metering di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (2G), sotto i profili di comunicazione e informazione nei confronti dei clienti e delle imprese di vendita*”. Pur essendo il termine di invio delle osservazioni al DCO fissato al 20 settembre 2020, ossia successivamente alla presentazione ad ARERA di codesto documento per l’avvio formale del processo di approvazione della RARI di Megareti, quest’ultima conta di aver tenuto conto dei principali aspetti presenti nel DCO e di condividerne i principi generali e gli obiettivi.

Con prossima deliberazione, come previsto dal quadro normativo, Megareti attende il completamento in percorso abbreviato (cd. *fast track*) dell’attività istruttoria degli uffici dell’Autorità con le eventuali prescrizioni da assumere in ambito del proprio PMS2 associate alla relativa approvazione.

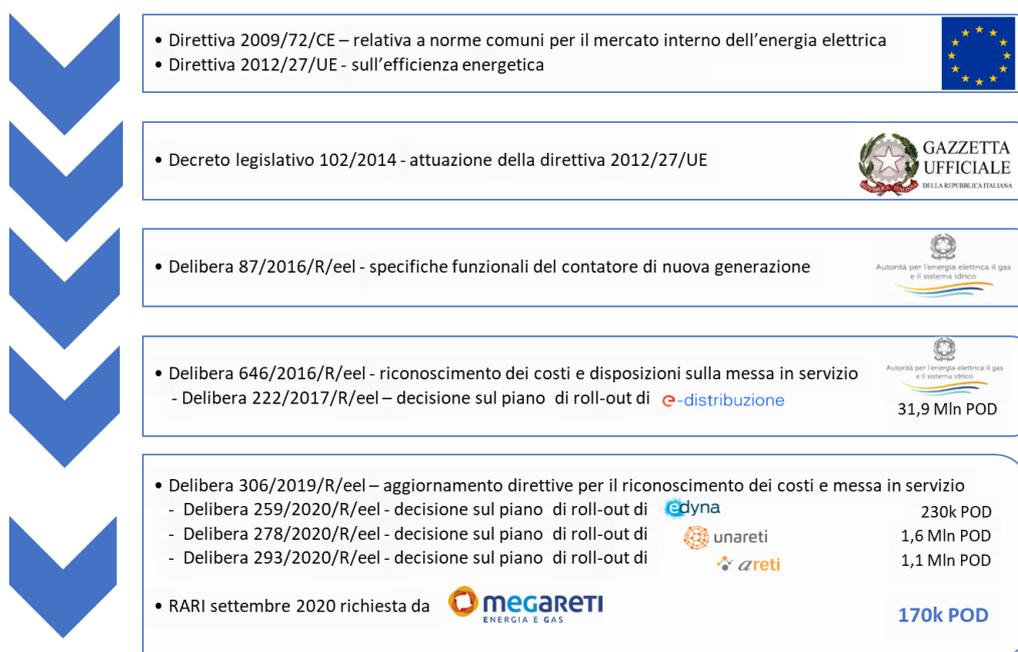


Figura 1 - Schema essenziale del quadro normativo di riferimento

## 2. Presentazione della società “Megareti”

Megareti SPA è la società del gruppo AGSM Verona Spa che garantisce la fornitura di servizi essenziali per la vita quotidiana e per lo sviluppo delle attività economiche, ossia la gestione del servizio di distribuzione e misura del gas e dell’energia elettrica nel Comune di Verona, il servizio di distribuzione e misura dell’energia elettrica nel Comune di Grezzana e il servizio di distribuzione e misura del gas nel Comune di Goito (MN), nei Comuni della Val d’Illasi (VR) e nei Comuni della Valle del Chiampo (VI).

In riferimento alle proprie attività, gli obiettivi che Megareti ha individuato come prioritari sono:

- adottare strategie idonee a soddisfare i requisiti espliciti ed impliciti di tutti i portatori di interesse: clienti, cittadini, imprese, istituzioni, lavoratori, investitori, ambiente, future generazioni;
- valutare ed attuare concrete misure di crescita dei livelli di servizio nel quadro di un processo di miglioramento continuo;
- ottimizzare i processi aziendali al fine di migliorare le proprie prestazioni in termini di efficienza ed efficacia, anche utilizzando tecnologie innovative e soluzioni organizzative adeguate;
- 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, la qualità e la resilienza 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.

### 2.1 Il servizio di distribuzione elettrica

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 svolge l’attività di distribuzione dell’energia elettrica nei comuni di Verona e Grezzana (VR) ed ha l’onere di perseguire principalmente i seguenti obiettivi:

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

Distribuzione energia elettrica	
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	3.300,5
Linee bassa tensione (km)	2.079,4
Linee media tensione (km)	1.181,3
Linee alta tensione (km)	39,8
Cabine primarie AT/MT	8
Cabine secondarie MT/BT	1.306
Utenti MT	507
Utenti BT	169.003
Comuni approvvigionati	2
Energia elettrica distribuita ai Clienti finali (TWh)	1,819

Tabella 1 - La distribuzione elettrica di Megareti al 31/12/2019

Distribuzione gas naturale	
Totale linee di distribuzione (km)	1.608,1
Rete bassa pressione (km)	1.123,5
Rete media pressione (km)	463,8
Rete alta pressione	20,7
Cabine REMI	15
Cabine di riduzione finale	2.605
Comuni approvvigionati	19
Gas distribuito ai clienti finali (mc/a)	344.316.233
Numero PdR	156.820

Tabella 2 - La distribuzione del gas naturale di Megareti al 31/12/2019

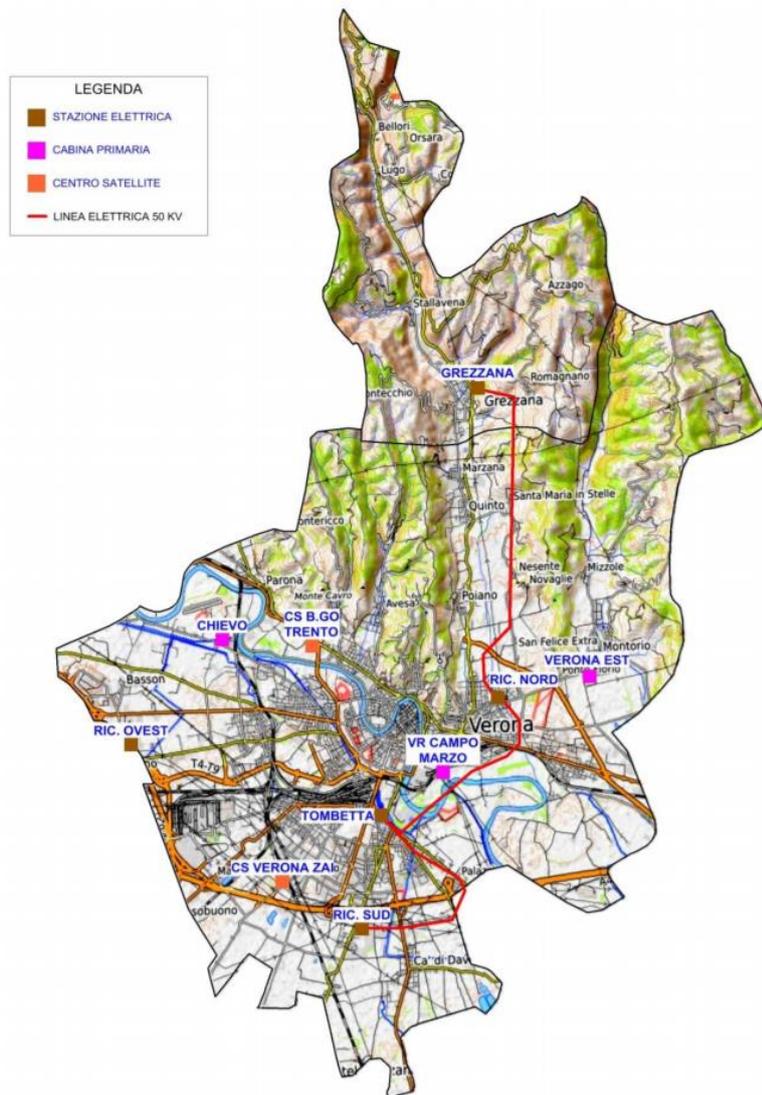


Figura 2 - Ubicazione impianti primari energia elettrica nel comune di Verona e Grezzana

### 3. Stima delle spese associate al piano di installazione di CE 2G nel periodo 2021-2035

#### 3.1 Stima delle spese complessive e di capitale annue previste per il sistema di Smart Metering 2G

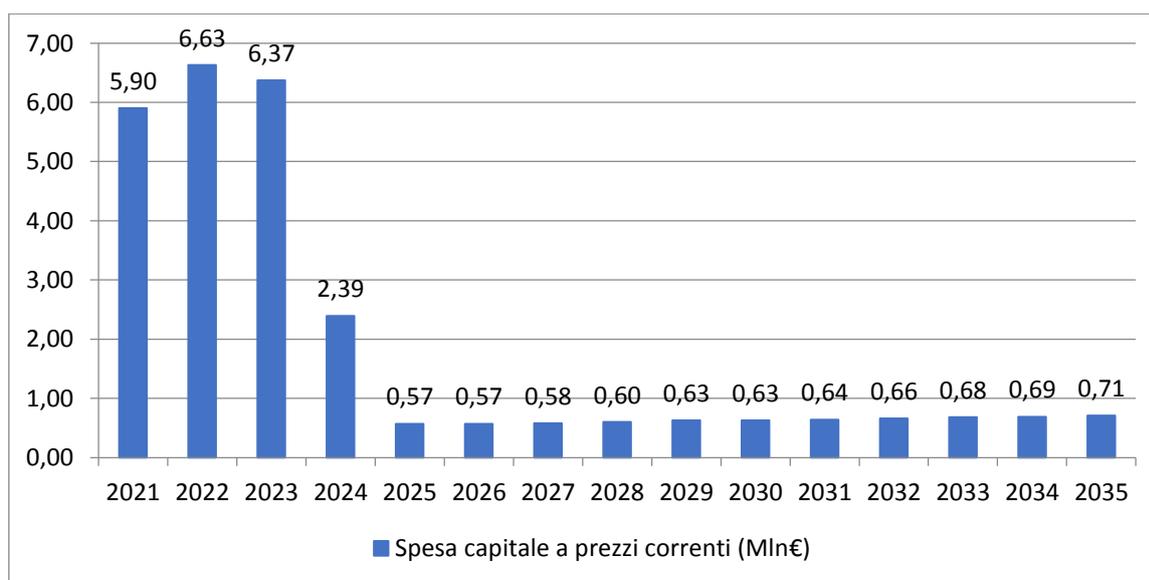


Figura 3 - Stima annuale della spesa di capitale (a prezzi correnti) – valori in milioni di euro

Le stime annuali delle spese complessive e di capitale nell'arco di piano PMS2 2021-2035 sono rappresentate nella Figura 3 (valori espressi a prezzi correnti, rappresentati in milioni di euro):

La fase massiva di sostituzione dei misuratori 2G si sviluppa tra il 2021 e il 2024. Successivamente, gli investimenti sono limitati alla fase di mantenimento e alla gestione utenza.

Le spese di capitale complessive a prezzi correnti nell'arco dei 15 anni ammontano a **€ 28,2 Mln**, che attualizzati a prezzi 2020 corrispondono a **€ 26,6 Mln**.

#### 3.2 Stima delle spese di capitale unitarie annue per misuratore 2G sostituito e di prima messa in servizio

Di conseguenza, le stime annuali unitarie delle spese di capitale per misuratore 2G nell'arco di piano PMS2 2021-2035 si sviluppano con il seguente profilo (valori espressi a prezzi correnti, rappresentati in euro):

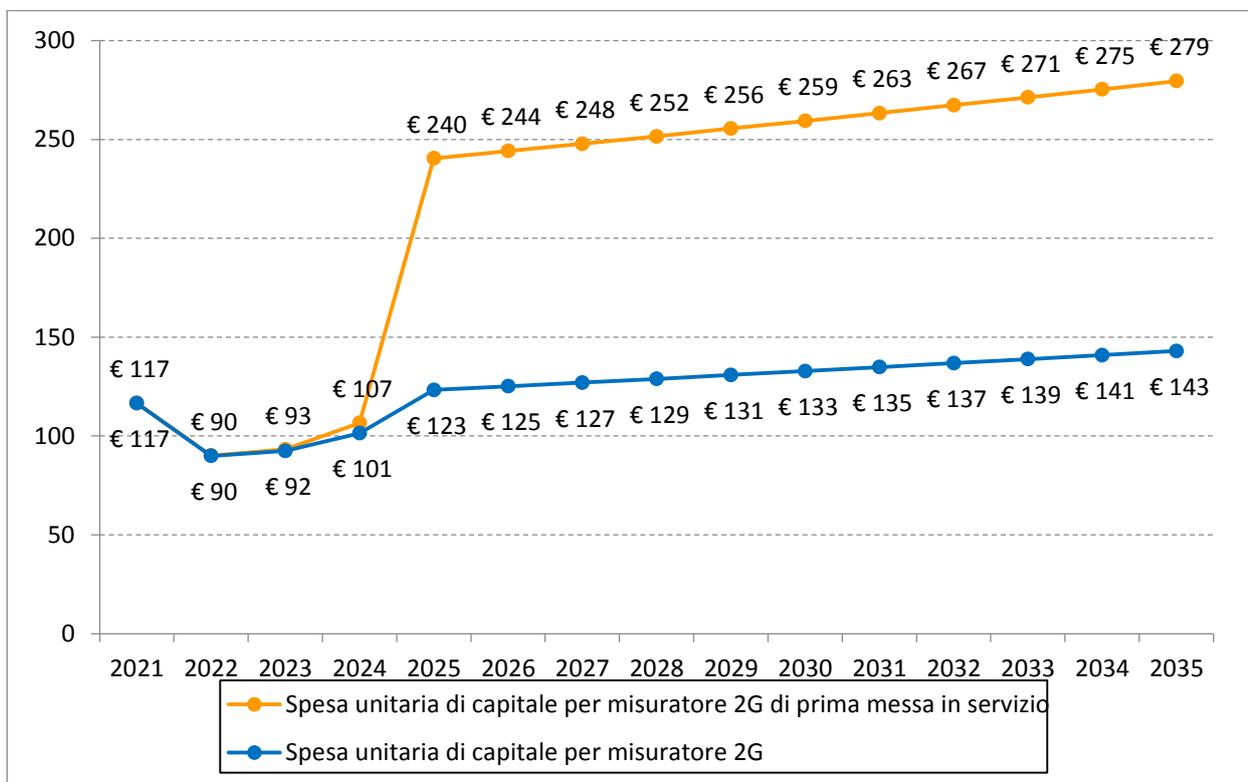


Figura 4 - Costo unitario dei CE 2G e parametro regolatorio convenzionale (valori in euro)

La curva “spesa unitaria di capitale per misuratore 2G” (linea in blu) rappresenta il costo unitario annuo comprensivo dei costi di installazione, al netto dei costi del sistema centrale e dei concentratori. Dal grafico si può notare a partire dal 2025 un incremento del costo unitario dovuto al completamento della fase massiva di sostituzione e all’avvio delle sostituzioni in posa singola, oltre che gli effetti dell’inflazione sui prezzi. Le sostituzioni in posa singola hanno infatti un costo significativamente maggiore a causa della gestione puntuale effettuata su richiesta del cliente (per esempio, i nuovi allacciamenti, cambi contrattuali) o per esigenze tecniche (per esempio, guasto o altre cause), annullando di fatto le economie di scala della fase massiva.

La curva “spesa unitaria di capitale per misuratore 2G di prima messa in servizio” è stata definita anche

“parametro regolatorio convenzionale” (linea in arancione) e rappresenta, invece, un parametro regolatorio definito dalla deliberazione ARERA 306/2019/R/eel, risultante dal rapporto tra il costo totale dei misuratori e il volume di misuratori di prima messa in servizio, ossia i misuratori installati nell’anno al netto di quelli installati in sostituzione di misuratori 2G per guasto o altre cause. Tale valore unitario risulta superiore ai valori rappresentati dalla curva in blu. Il delta tra i due valori rappresenta il costo unitario d’investimento necessario a coprire la sostituzione dei misuratori diversi da quelli di prima messa in servizio, per i quali non c’è riconoscimento tariffario diretto.

Le ipotesi assunte sull’inflazione sono riportate nello specifico capitolo.

## 4. Caratteristiche dei punti di misura della rete elettrica

Al 30/04/2020 il **numero totale di misuratori su punti di prelievo (POD) contrattualmente attivi di Megareti era di 169.522 unità** (di cui 2.195 di produzione), su circa **186.000 POD** attestati sulla rete elettrica BT.

Dopo avere esaurito le scorte di magazzino di misuratori 1G, a partire dal 2019 Megareti ha iniziato ad installare esclusivamente misuratori 2G in modalità 1G.

Tipo misuratore	1G/ ante	2G	Totale
<b>Prelievo</b>	<b>165.604</b>	<b>1.742</b>	<b>167.346</b>
Monofase	146.640	1.340	147.980
Trifase Diretti	16.787	346	17.133
Trifase Semidiretti	2.177	56	2.233
<b>Produzione</b>	<b>1.930</b>	<b>246</b>	<b>2.176</b>
Monofase	1.534	195	1.729
Trifase Diretti	61	46	107
Trifase Semidiretti	335	5	340
<b>Totale</b>	<b>167.534</b>	<b>1.988</b>	<b>169.522</b>

Tabella 3 - Numero misuratori al 30/04/2020 per tipologia e tecnologia

Si premette che l'anno di riferimento per il calcolo dell'anzianità corrisponde all'anno MID, calcolato secondo le indicazioni del D.M. 21 aprile 2017, n.93, art.4, comma 3:

Esempio di applicazione calcolo anno di riferimento		
Anno marcatura misuratore	Anno posa	Anno riferimento (MID)
2016	2018	2018
2014	2018	2016=anno marcatura + 2

Tabella 4 - Esempio di applicazione calcolo anno di riferimento

Sulla base di tale premessa, il profilo temporale dell'anzianità della messa in servizio dei misuratori 1G nel periodo 2005-2019, mostra chiaramente gli effetti della precedente campagna di sostituzione avvenuta nel triennio 2007-2009:

QTA [PZ] anno MID	Tipo			Totale
	GISM	GIST	GISS	
pre2007	81	-	17	98
2007	23.082	1.315	6	24.403
2008	63.858	5.015	699	69.572
2009	41.343	4.996	336	46.675
2010	2.816	1.029	259	4.104
2011	3.372	1.033	250	4.655
2012	2.825	749	225	3.799
2013	2.720	508	159	3.387
2014	1.542	355	98	1.995
2015	1.670	349	91	2.110
2016	1.468	317	104	1.889
2017	1.514	444	133	2.091
2018	1.513	405	115	2.033
2019	366	251	82	699
2020	4	17	3	24
<b>Totale</b>	<b>148.174</b>	<b>16.783</b>	<b>2.577</b>	<b>167.534</b>

Tabella 5 - Profilo temporale anzianità attuali misuratori 1G dell'elettricità su POD con contratto attivo

**Legenda:**

GISM – Misuratore elettronico di energia elettrica 1G Monofase (si precisa che per gli anni pre2007, 2007 e 2008 i contatori elettromeccanici sono rispettivamente 81, 2, 1

GIST – Misuratore elettronico di energia elettrica 1G Trifase a inserzione diretta

GISS – Misuratore elettronico di energia elettrica 1G Trifase a inserzione semi-diretta

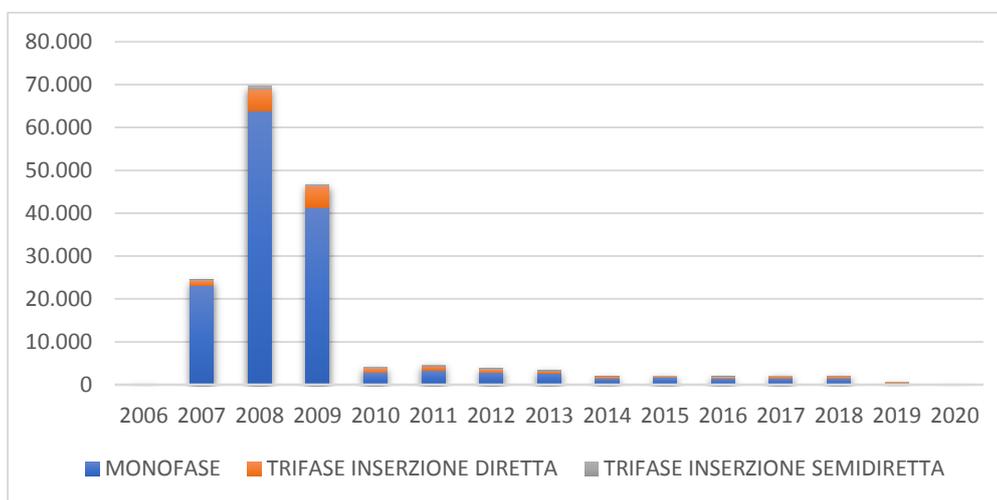


Figura 5 - Profilo temporale anzianità attuali misuratori 1G

## 5. Piano di messa in servizio dei misuratori 2G

### 5.1 Piano di installazione e di prima messa in servizio misuratore 2G con dettaglio annuale

Megareti ha definito un **piano di sostituzione massiva** dei misuratori di nuova generazione 2G (PMS2) che si svilupperà in un periodo di **quattro anni, a partire dal 2021 e conclusione 2024**, e raggiungerà il suo picco nel biennio 2022-23. Prevede la sostituzione dei misuratori 1G e di eventuali residui di precedenti versioni, laddove presente un **POD con contratto attivo**.

Gli interventi di installazione di misuratori in **gestione utenza**, previsti nell'arco di piano, che rispondono alle richieste della clientela (per esempio, nuove connessioni, modifiche di impianto, ecc.) oppure alla fisiologica operatività di sostituzione dei misuratori guasti, sono stimati in circa 39,4 mila unità (comprensive delle 3,7 mila già installate).

Di seguito viene riportato il piano che si sviluppa in un **periodo di 15 anni** (Piano PMS2 2021 – 2035) e che coinvolge complessivamente oltre 204 mila sostituzioni (sostituzione massiva e gestione utenza).

	anno	Quantità per tipologia di misuratore			Totale
		GEMIS	GETIS	GESIS	
Fase massiva	2021	24.619	2.990	451	28.060
	2022	60.185	6.072	828	67.084
	2023	54.550	8.316	1.467	64.334
	2024	17.353	2.153	450	19.956
	2025	1.530	570	126	2.225
	2026	1.535	572	127	2.234
	2027	1.540	575	128	2.243
	2028	1.546	578	128	2.252
	2029	1.551	581	129	2.261
	2030	1.557	584	130	2.270
	2031	1.562	586	131	2.279
	2032	1.568	589	132	2.288
	2033	1.573	592	132	2.297
	2034	1.579	595	133	2.306
	2035	1.584	598	134	2.316
<b>Totale</b>		<b>173.831</b>	<b>25.950</b>	<b>4.625</b>	<b>204.406</b>

Tabella 6 - Piano di sostituzione PMS2 (2021-2035) per tipologia di misuratore

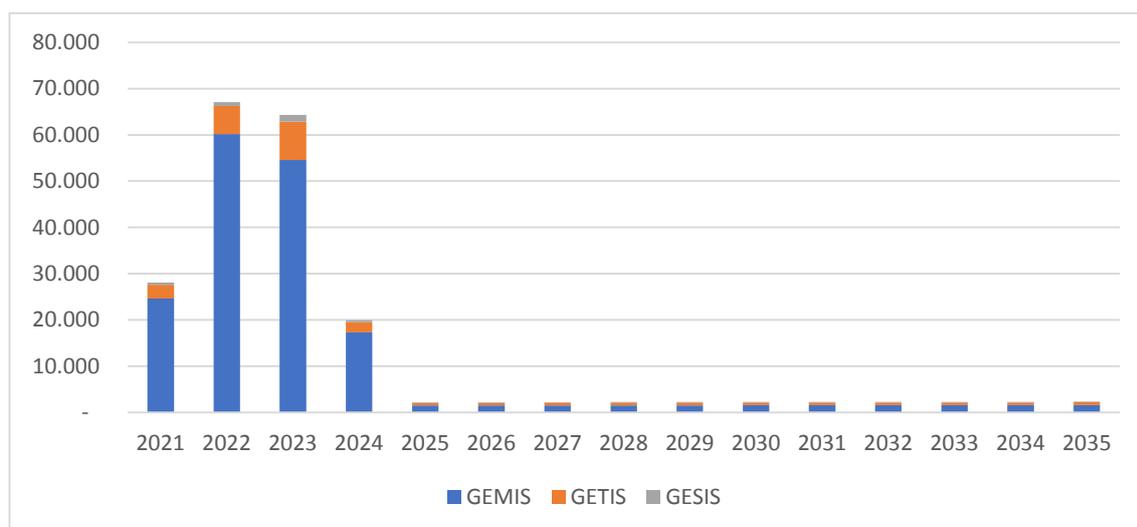


Figura 6 - Sviluppo temporale del piano di sostituzione PMS2 (2021-2035)

**Legenda:**

GEMIS – Misuratore elettronico di energia elettrica 2G Monofase

GETIS – Misuratore elettronico di energia elettrica 2G Trifase a inserzione diretta

GESIS – Misuratore elettronico di energia elettrica 2G Trifase a inserzione semi-diretta

QTA'	Cause di posa misuratori 2G						Totale annuale	Stock misuratori 2G
	Fase massiva	Non disalimentabili /bolli metrici	Sostituz. 1G guasti	Sostituz. 1G per richieste commerciali	Riattivazioni	Nuove utenze (lorde)		
2020							3.729	<b>3.729</b>
2021	21.275	103	807	216	862	1.038	24.302	<b>28.031</b>
2022	63.894	322	703	191	757	1.049	66.915	<b>94.946</b>
2023	61.249	499	397	113	455	1.058	63.771	<b>158.717</b>
2024	17.281	377	85	22	154	1.066	18.984	<b>177.702</b>
2025					70	1.071	1.141	<b>178.843</b>
2026					70	1.075	1.145	<b>179.988</b>
2027					70	1.080	1.150	<b>181.138</b>
2028					69	1.085	1.154	<b>182.292</b>
2029					69	1.089	1.158	<b>183.450</b>
2030					68	1.094	1.162	<b>184.612</b>
2031					68	1.099	1.167	<b>185.779</b>
2032					68	1.103	1.171	<b>186.950</b>
2033					67	1.108	1.175	<b>188.126</b>
2034					67	1.113	1.180	<b>189.306</b>
2035					67	1.118	1.184	<b>190.490</b>
<b>TOT</b>	<b>163.699</b>	<b>1.301</b>	<b>1.991</b>	<b>542</b>	<b>2.981</b>	<b>16.245</b>	<b>190.490</b>	<b>190.490</b>

Tabella 7 - Piano di prima messa in servizio per tipologia di misuratore

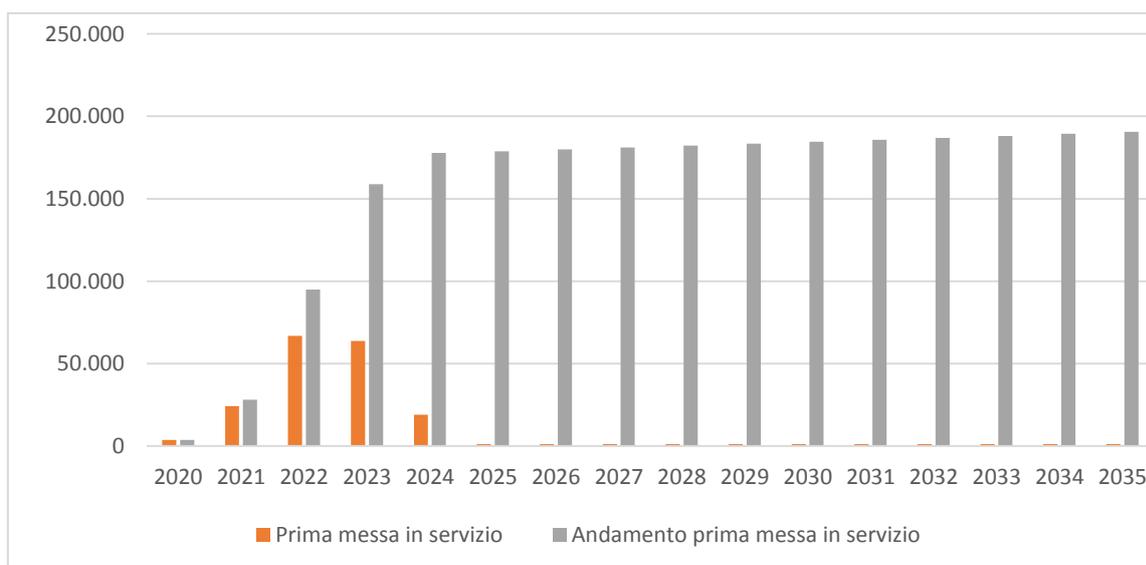


Figura 7 - Sviluppo temporale del piano di prima messa in servizio

## 5.2 Principali motivazioni alla scelta del Piano di sostituzione proposto da Megareti

La definizione del piano di sostituzione e prima messa in servizio sviluppato da Megareti è stato costruito sulla base dei seguenti obiettivi:

- Abilitare i clienti finali e gli altri soggetti interessati alle nuove funzionalità, e relativi benefici, previste dal nuovo sistema di misura 2G.

Il piano proposto da Megareti abilita la tecnologia 2G a vantaggio dei clienti finali e a renderli completamente operativi entro i prossimi 4 anni, senza attendere l'esaurimento della vita utile tecnica dei misuratori 1G.

- Rimanere in linea con il profilo contabile limitando gli interventi di sostituzione puntuale per scadenze MID.

Il PSM2 assicura la *compliance* MID: nel caso in cui la fase massiva non riesca ad anticipare o non coincida con la scadenza normativa, Megareti interverrà puntualmente.

- Completare la fase massiva del piano in 4 anni, allineandone la conclusione al principale distributore elettrico nazionale.

Nel PSM2 di E-distribuzione la fase di sostituzione massiva riguarderà i primi 8 anni, ossia il periodo 2017-2024. Megareti intende allineare il completamento della propria fase massiva al 2024.

- Percorrere il profilo del piano di sostituzione massiva 1G pensato e realizzato nel triennio 2007-2009 per aree geografiche contigue, con partenza sul Comune di Verona e successivamente sul Comune di Grezzana.

Il piano nella sua declinazione territoriale è stato sviluppato temporalmente per zone contigue, al fine di assicurare:

- continuità territoriale a beneficio della pianificazione operativa;
- maggiore facilità e pervasività della comunicazione ai clienti finali;
- ottimizzazione della logistica e delle attività operative sul campo per le squadre interne ed esterne coinvolte nelle sostituzioni;
- riduzione delle necessità di ripasso nei mesi successivi al primo tentativo con effetti benefici sull'efficienza sia della fase massiva che dell'intero Piano.

anno	Territorio di Verona (CAP) e Grezzana
2021	37131-37141
2022	37123-37124-37125-37127-37128-37132-37138-37139-37142
2023	37121-37122-37126-37134-37135-37136-37137
2024	37023-37129-37133

Tabella 8 - Pianificazione annuale dei CAP di Verona e Grezzana coinvolti

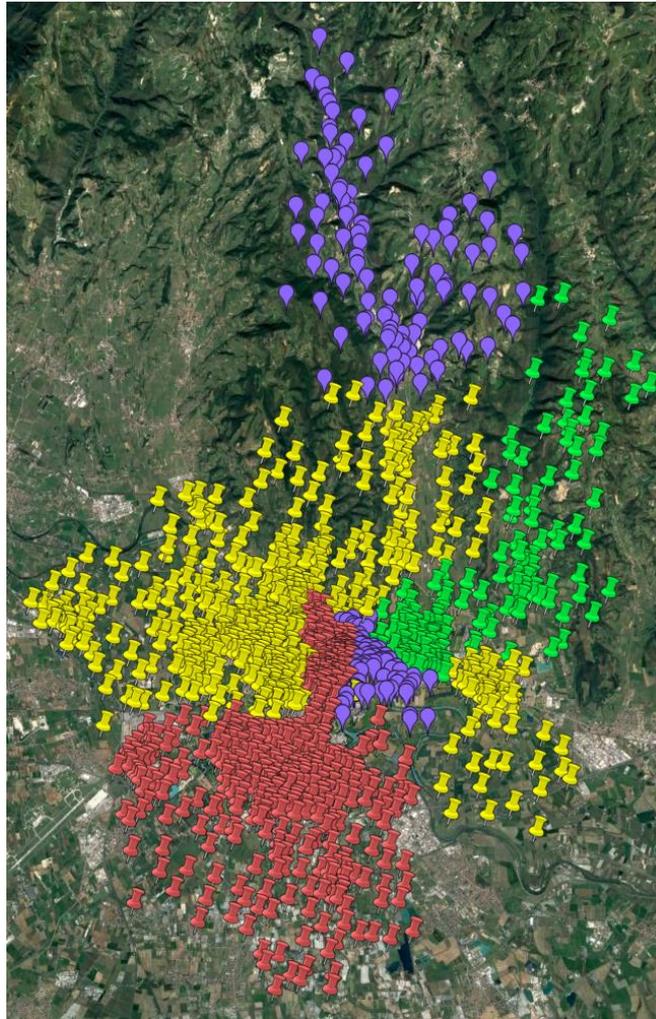


Figura 8 - Pianificazione annuale delle Cabine Secondarie nei Comuni coinvolti

- Distribuire in maniera ottimale il carico di lavoro del personale coinvolto.

Il PSM2 di Megareti è stato sottoposto alla verifica di fattibilità tecnica e operativamente è tarato sulla capacità di erogazione del lavoro delle risorse che saranno impegnate sul campo.

Nel piano di Megareti gli interventi di sostituzione della fase massiva saranno gestiti principalmente da imprese esterne supportate e coordinate da risorse interne dell'azienda.

Inoltre, le valutazioni di sostenibilità del piano hanno preso in considerazione valutazioni inerenti le seguenti attività di supporto:

- programmazione e consegna dei materiali
- logistica e magazzino
- smaltimento del materiale di risulta
- call center dedicato

- Reagire alla già presente indisponibilità dei misuratori 1G sul mercato.

L'indisponibilità di nuove forniture di misuratori 1G a partire dal 2017, ha portato Megareti già dal 2019 ad utilizzare misuratori 2G installati in modalità 1G per le attività correnti di gestione utenza e per le nuove pose.

### 5.3 Stock di misuratori 2G su punti attivi al 31 dicembre di ciascun anno

Di seguito è riportato lo stock di misuratori 2G su POD con contratto attivo previsti al 31 dicembre di ciascun anno di piano.

La rappresentazione dello stock per ciascun anno è suddivisa per tipologia di misuratore.

Quantità per tipologia di misuratore					
	anno	GEMIS	GETIS	GESIS	Totale
Fase massiva	2020	2.730	839	160	<b>3.729</b>
	2021	24.420	2.781	403	<b>27.604</b>
	2022	84.299	8.613	1.176	<b>94.087</b>
	2023	138.250	16.600	2.572	<b>157.423</b>
	2024	154.741	18.304	2.922	<b>175.967</b>
	2025	155.328	18.397	2.941	<b>176.666</b>
	2026	155.916	18.491	2.960	<b>177.367</b>
	2027	156.506	18.586	2.979	<b>178.070</b>
	2028	157.097	18.680	2.998	<b>178.776</b>
	2029	157.691	18.775	3.017	<b>179.483</b>
	2030	158.286	18.870	3.036	<b>180.193</b>
	2031	158.884	18.966	3.056	<b>180.905</b>
	2032	159.483	19.062	3.075	<b>181.620</b>
	2033	160.084	19.158	3.094	<b>182.336</b>
	2034	160.686	19.254	3.114	<b>183.055</b>
	2035	161.291	19.351	3.134	<b>183.776</b>

Tabella 9 - Stock di misuratori 2G previsti al 31/12 di ciascun anno di piano

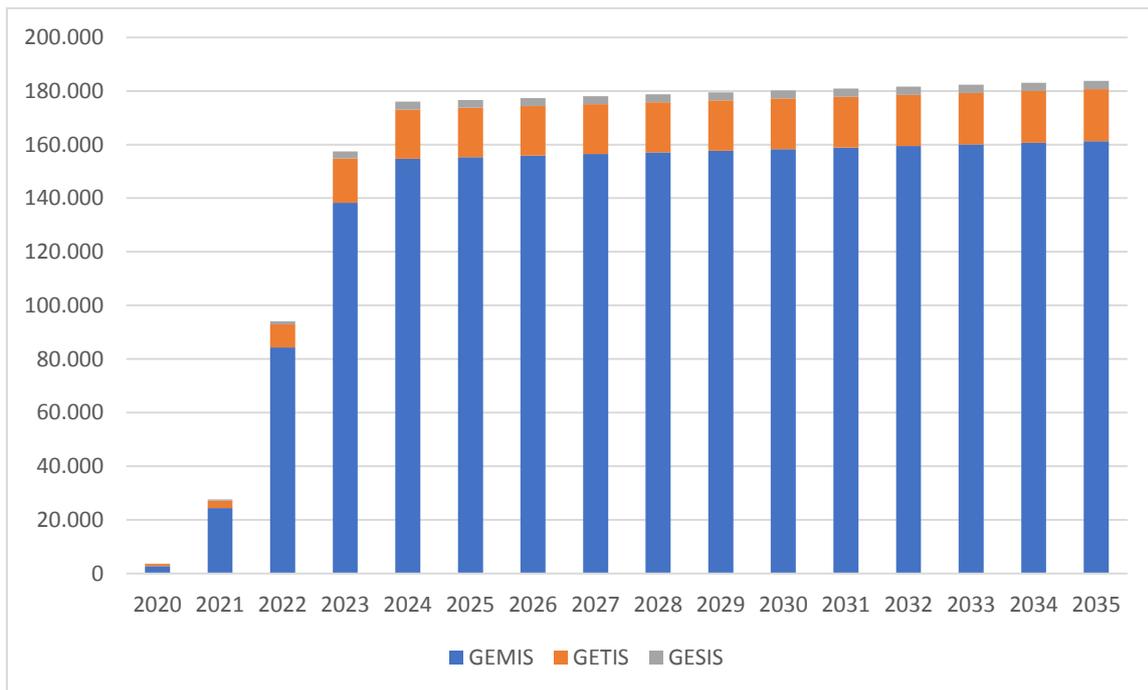


Figura 9 - Stock di misuratori 2G previsti al 31/12 di ciascun anno di piano

## 6. Volumi misuratori 2G durante la fase massiva e scenari valutati

### 6.1 Driver di scelta per la definizione dei volumi dei misuratori durante la fase massiva

Per l'individuazione e la definizione dello scenario ottimale di sostituzione dei misuratori 2G Megareti ha preso in considerazione i seguenti elementi:

- Profilo d'installazione del precedente intervento massivo di sostituzione 1G.
- Scadenza metrologica dei misuratori in esercizio.

- Allineamento del piano di messa in servizio con il piano di sostituzione del principale distributore nazionale, in ottica Paese.
- Sostenibilità operativa del personale impiegato nel piano di sostituzione.

### 6.2 Dettagli su sostituzione massiva e in posa singola

Nel PMS2, nei primi 4 anni di piano, dal 2021 al 2024, sono evidenziate le attività di sostituzione massiva che hanno l'obiettivo di completare la sostituzione della tecnologia 1G entro il 2024.

Quantità per tipologia di misuratore				
anno	GEMIS	GETIS	GESIS	Totale
2021	19.720	1.448	106	21.274
2022	57.967	5.342	585	63.894
2023	52.420	7.585	1.243	61.248
2024	15.577	1.523	181	17.281
<b>Totale</b>	<b>145.684</b>	<b>15.898</b>	<b>2.115</b>	<b>163.697</b>

Tabella 10 - Sostituzioni massive previste nei primi 4 anni di PMS2

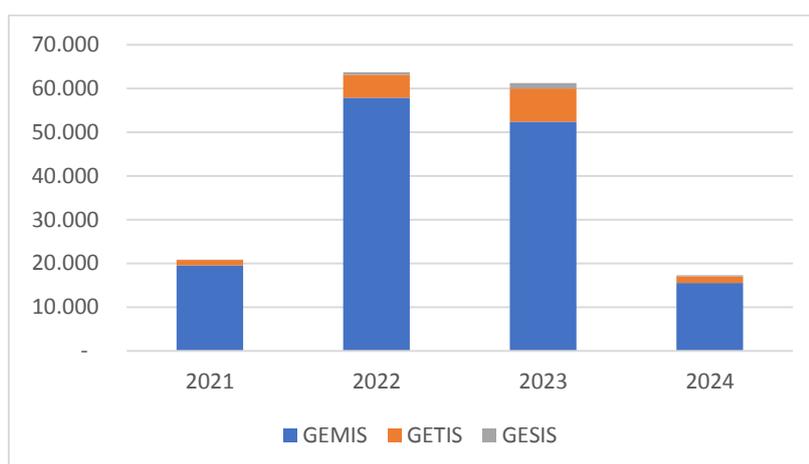


Tabella 11 - sostituzioni massive previste nei primi 4 anni di PMS2

Nell'arco dell'intero quindicennio del PMS2, 2021-2035, sono previste, inoltre, le sostituzioni in posa singola che comprendono:

- gestione utenza (es. nuove attivazioni, modifiche contrattuali che prevedono il

- cambio misuratore, sostituzioni per guasti)  
–(vedi Tabella 12);
- utenze non disalimentabili, ossia utenze con disagio fisico (apparecchiature medicali) o

di pubblica utilità come definite nell’ambito del TIMOE; utenze con il misuratore il cui bollo metrico risulta in scadenza o scaduto (compliance MID). (vedi Tabella 13)

anno	Quantità per tipologia di misuratore			Totale
	GEMIS	GETIS	GESIS	
<b>2020<sup>(1)</sup></b>	2.730	839	160	3.729
<b>2021</b>	2.121	672	159	2.953
<b>2022</b>	2.044	666	158	2.867
<b>2023</b>	1.806	630	149	2.585
<b>2024</b>	1.590	578	130	2.299
<b>2025</b>	1.530	570	126	2.225
<b>2026</b>	1.535	572	127	2.234
<b>2027</b>	1.540	575	128	2.243
<b>2028</b>	1.546	578	128	2.252
<b>2029</b>	1.551	581	129	2.261
<b>2030</b>	1.557	584	130	2.270
<b>2031</b>	1.562	586	131	2.279
<b>2032</b>	1.568	589	132	2.288
<b>2033</b>	1.573	592	132	2.297
<b>-2034</b>	1.579	595	133	2.306
<b>2035</b>	1.584	598	134	2.316
<b>Totale</b>	<b>27.414</b>	<b>9.805</b>	<b>2.186</b>	<b>39.406</b>

Tabella 12 - Sostituzioni in posa singola per gestione utenza

anno	Quantità per tipologia di misuratore			Totale
	GEMIS	GETIS	GESIS	
<b>2021</b>	48	30	25	103
<b>2022</b>	174	64	84	322
<b>2023</b>	324	100	75	499
<b>2024</b>	186	52	139	377
<b>Totale</b>	<b>732</b>	<b>246</b>	<b>323</b>	<b>1.301</b>

Tabella 13 - Sostituzioni in posa singola per utenze non disalimentabili e per compliance MID (fase massiva)

<sup>1</sup> Dati stimati per l’anno 2020

### 6.3 Modalità e tempistiche previste per i ripassi

Durante la fase massiva, nel caso di misuratori non accessibili in autonomia da parte dell'addetto incaricato per la sostituzione, qualora il cliente finale risulti assente il giorno prefissato per la sostituzione e quest'ultima non possa quindi avvenire, Megareti prevede di eseguire ulteriori tentativi di sostituzione.

Megareti distingue due categorie di ripassi:

- **“ripassi nel breve periodo”**, situazione che capita quando il cliente finale segue le istruzioni inserite nell’**“Avviso di mancata sostituzione del misuratore”** ricevuto nella propria cassetta postale e/o nell’**“Avviso di effettuata attività”** affisso sul portone condominiale chiamando il numero di telefono indicato dalla ditta che ha l’incarico di eseguire le sostituzioni per nome e per conto di Megareti. In questa maniera la ditta fissa uno specifico appuntamento con il cliente per l’esecuzione dell’attività.
- **“ripassi successivi”**, situazione che capita quando il cliente finale è irreperibile per la sostituzione e/o spontaneamente non segue le istruzioni di contatto indicate nell’**“Avviso**

mancata sostituzione del misuratore”. Trascorsi mediamente circa tre mesi dall’apertura, Megareti chiude l’Ordine di Lavoro pendente come “non eseguito per assenza cliente finale”. L’attività passa così in carico a Megareti che la gestirà tra le pose singole e della gestione utenza, per una successiva pianificazione previo appuntamento concordato con il cliente finale.

### 6.4 Azioni a tutela dei clienti finali al fine di ridurre i contenziosi sulla validità del dato di misura del misuratore rimosso

Megareti conserverà i misuratori rimossi per un adeguato periodo di tempo, al fine di permettere al cliente finale di esercitare il proprio diritto alla verifica della lettura di rimozione e/o alla verifica metrologica

La conservazione avverrà per data di sostituzione, in modo da rendere più agevole rintracciare lo specifico misuratore rimosso in caso di eventuali richieste provenienti dai clienti finali.

Successivamente, i misuratori rimossi vengono avviati allo smaltimento.

## 7. Eventualità di revisione del numero CE 2G previsti

*Individuazione degli eventuali motivi e circostanze che possono portare a modifiche o esigenze di revisione del numero di CE 2G previsti e delle azioni previste dal distributore per trattare adeguatamente tali circostanze*

Il PMS2 2021-2035 proposto da Megareti, in termini di numero di CE 2G previsti, è basato sul conseguimento degli obiettivi precedentemente dichiarati.

Sono riportate di seguito le possibili circostanze, indipendenti dalla volontà di Megareti e non previste inizialmente, che potrebbero modificare i volumi dei misuratori 2G previsti dal piano:

- Modifiche del perimetro di distribuzione di Megareti a seguito di attività di M&A che possano o meno riguardare anche il Gruppo AGSM Verona;
- Difficoltà di approvvigionamento dei misuratori 2G per mancate o non conformi consegne da parte dei fornitori, esogene dalla volontà di Megareti;
- Cause di forza maggiore (ad esempio situazioni climatiche particolarmente avverse, rivolte sociali, conflitti);
- Differente andamento della variazione fisiologica del numero di utenze di energia elettrica rispetto a quanto ipotizzato sul territorio di concessione;
- Elevata difettosità degli apparati e/o gravi difformità rispetto alle specifiche contrattuali e ai livelli di qualità attesi;
- Sviluppi tecnologici delle reti TLC e conseguenza obsolescenza delle attuali tecnologie di comunicazione presenti nei misuratori 2G;
- Cause di forza maggiore dettate da interventi interdittivi delle autorità pubbliche (es. emergenze sanitarie).

## 8. Pianificazione annua delle consistenze di concentratori e loro altre componenti associate

Il piano di sostituzione dei relativi concentratori 1G con concentratori 2G è stato predisposto da Megareti in analogia a quanto avviene per i misuratori.

Già negli anni precedenti, almeno a partire dal 2017, i concentratori 1G esistenti hanno visto una loro progressiva sostituzione con concentratori 2G (517 nel triennio 2017-19), in quanto i modelli 1G erano usciti di produzione, i concentratori 2G finora installati saranno comunque soggetti a una manutenzione evolutiva perché non dotati del modulo radio 169Mhz necessario per il funzionamento del canale di backup.

A partire dal 2021, in parallelo con la fase massiva di sostituzione dei misuratori prevista nel PMS2 2021-2035, Megareti prevede di completare la sostituzione di tutti i concentratori 1G e di installare, laddove non presente nei concentratori 2G già in campo, il relativo modulo radio 169Mhz

Megareti prevede, durante l'intero arco quindicinale del PMS2 2021-2035, di intervenire ulteriormente

sui concentratori 2G e i sui relativi modem e moduli radio per due ragioni:

- vetustà tecnica degli apparati per raggiunta fine vita utile tecnica (una sola volta nel corso dei 15 anni);
- guasti tecnici degli apparati, stimati sulla base di una previsione ottimistica rispetto al tasso di guasto storico.

Storicamente la sostituzione di un concentratore nell'arco della sua vita utile di 15 anni è stato un evento dovuto a guasto o grave calo prestazionale. Nonostante un tasso storico di sostituzione particolarmente elevato, l'aspettativa di Megareti è che per la tecnologica 2G il tasso di guasto si attesi su valori più contenuti, tra il 3% e il 4%.

Di seguito sono rappresentate le numerosità degli interventi di sostituzione previsti nel PMS2 2021-2035 di Megareti sui concentratori e sui relativi moduli radio 169Mhz.

	anno	Concentratori	Moduli Radio
Fase massiva	2021	1.119	440
	2022	367	
	2023	53	
	2024	23	
	2025	32	
	2026	39	
	2027	48	
	2028	56	
	2029	63	
	2030	72	
	2031	80	
	2032	87	
	2033	97	
	2034	105	
	2035	112	
	<b>Totale</b>	<b>2.353</b>	<b>440</b>

Tabella 14 - Interventi di sostituzione su concentratori e moduli radio previsti nel PMS2 2021-2035

## 9. Piano di comunicazione e strategie di supporto per la fase massiva

### 9.1 Campagna di comunicazione verso clienti finali, mass media e istituzioni

Megareti ha intenzione di avviare e sostenere una specifica campagna di comunicazione a supporto del Piano di sostituzione massiva, con l'obiettivo di creare una rete di informazioni utili per il cliente finale il quale, attraverso gli strumenti di comunicazione che saranno attuati, sarà prontamente informato e potrà verificare e monitorare in sicurezza lo svolgimento delle attività.

Tutta la campagna di comunicazione ha quindi il fine di coinvolgere il cliente finale che dovrà essere parte attiva del processo per la buona riuscita del piano.

In particolare, i clienti saranno informati puntualmente e in modo capillare sui seguenti argomenti:

- i **motivi** della sostituzione dell'attuale misuratore;
- I **tempi** e le **modalità** di esecuzione della campagna massiva di sostituzione dei misuratori elettronici;
- la **riconciliabilità** del personale che sarà impiegato nella sostituzione. Esso sarà sempre riconoscibile attraverso un tesserino identificativo e il cliente finale potrà contattare il numero verde di Megareti per controllare la corrispondenza dei dati riportati sul tesserino. Inoltre, avrà a disposizione anche la APP MEGARETI in cui sarà possibile effettuare tutte le opportune verifiche (vedi specifico paragrafo);
- i **canali** di contatto per richieste di informazioni.

Nell'ambito della campagna di comunicazione rivolta sia ai clienti finali sia alle Società di Vendita dell'energia elettrica, alle istituzioni, agli stakeholder e agli opinion leader, nonché nella redazione delle

varie informative, Megareti si farà carico di evidenziare i **benefici** della campagna di sostituzione, spiegando i **vantaggi** e le **potenzialità** del nuovo misuratore come abilitatore di nuove tecnologie dell'era digitale, con particolare riferimento al monitoraggio puntuale dei consumi energetici e alle possibilità di risparmio energetico e alla conseguente salvaguardia dell'ambiente.

La strategia di comunicazione si basa sulla specificità del territorio servito da Megareti. Pur essendo Verona una città con elevata connotazione turistica, la presenza di seconde case è molto limitata, inoltre i cittadini di Verona e Grezzana sono molto attenti alle dinamiche che riguardano il proprio territorio e giornali e tv locali sono mezzi di comunicazione molto efficaci per raggiungere ed informare la cittadinanza.

In considerazione quindi delle peculiarità del territorio, Megareti ha intenzione di condurre la propria campagna di comunicazione con **strumenti mirati** che coinvolgano progressivamente le **circoscrizioni del Comune di Verona** via via interessate e il **Comune di Grezzana**, avvalendosi del supporto di media locali.



Figura 10 - Circoscrizioni di Verona e Grezzana

## 9.2 Informative e soggetti coinvolti durante la campagna di comunicazione

Per quanto riguarda le numerose informative previste, esse saranno allineate alla pianificazione dell'intervento e, specificatamente alla fase di interazione con il cliente finale, seguiranno l'esperienza maturata da Megareti sia nell'ambito del precedente piano di sostituzione massiva dei misuratori dell'elettricità avvenuto nel 2007-2009 che più recentemente nell'ambito del piano di sostituzione massiva dei misuratori del gas. Entrambi sono risultati particolarmente efficaci.

In particolare, Megareti annuncerà la campagna massiva di sostituzione dei misuratori prima del suo inizio attraverso **iniziative di comunicazione rivolte sia alla cittadinanza, sia ad istituzioni, stakeholder (comprese società di vendita dell'energia), forze dell'ordine, gruppi d'interesse e associazioni economiche, in virtù della loro funzione di moltiplicatori di informazione.** Tali iniziative prevedono:

- **Coinvolgimento delle Istituzioni** con comunicazioni formali e/o una serie di incontri dedicati che coinvolgano i rappresentanti del territorio (Comune di Verona e sue circoscrizioni e Comune di Grezzana), dell'ARERA, delle società di vendita dell'energia, dell'associazione dei consumatori, delle associazioni di categoria locali, dell'associazione degli amministratori di condominio, delle forze dell'ordine, con riferimento in particolare ai Commissariati di zona, e dei Vigili del fuoco.

- **Incontro iniziale** (previsto per fine 2020) per la presentazione del progetto complessivo;
- **Incontri successivi**, ipotizzati nelle circoscrizioni via via interessate alle sostituzioni con la seguente calendarizzazione di massima, a ridosso dell'effettivo inizio nella specifica zona:

Anno	Territorio
2021	Comune di Verona: Circoscrizione 6 e 8
2022	Comune di Verona: Circoscrizione 2, 3 e 7
2023	Comune di Verona: Circoscrizione 1, 4 e 5
2024	Comune di Verona: Circoscrizione 1, 6 e 7 Comune di Grezzana

Tabella 15 - Calendario incontri mirati di presentazione

- **Coinvolgimento della Stampa** (giornali, riviste, siti web, emittenti radio e tv dell'intero territorio interessato dalla sostituzione massiva) con

- conferenze stampa contestuali agli incontri istituzionali.
- **campagna informativa sugli spazi commerciali Media** (spot e pagine di giornale) la cui pianificazione operativa verrà definita in corso d'opera.

- **Coinvolgimento delle Società di Vendita**, nelle seguenti modalità:

- saranno invitate a partecipare agli eventi pubblici istituzionali di cui sopra;
- saranno puntualmente messe al corrente dell'imminente sostituzione del misuratore del proprio cliente finale attraverso strumenti informatici dedicati messi a disposizione da Megareti con cadenza mensile (relativamente alle sostituzioni previste nel mese n+2);
- saranno puntualmente messe al corrente dell'avvenuta sostituzione del misuratore del proprio cliente finale attraverso i canali informativi e i processi già previsti dal Sistema Informativo Integrato (SII), a seguito della chiusura dell'ordine di sostituzione sul sistema gestionale di Megareti.

Inoltre, le Società di Vendita potranno in qualsiasi momento collegarsi al sito di Megareti per ottenere le eventuali informazioni sull'andamento del programma di sostituzione e anche per verificare le tempistiche di sostituzione dei singoli misuratori.

Tale funzionalità sarà di particolare utilità per i POD oggetto di eventuale switching. Nello specifico, per

questi ultimi, Megareti provvederà comunque alla verifica della presenza di un ordine di cambio misuratore e ne darà comunicazione puntuale via PEC alla Società di Vendita entrante.

- **Coinvolgimento dei cittadini/clienti** nella fase antecedente all'avvio della sostituzione presso ogni specifica zona (nel caso del Comune di Verona si intende il livello di Circoscrizione) con:

- **Incontri aperti al pubblico direttamente nel quartiere interessato** dove verranno spiegati in dettaglio il piano di sostituzione, i vantaggi del nuovo misuratore e tutti i contatti utili.
- **Campagna informativa** dedicata per annunciare l'imminente campagna di sostituzione attraverso newsletter e riviste di circoscrizione, canali stampa, web e radio più mirati.

### 9.3 Modalità innovative a supporto della campagna di comunicazione: video illustrativi con infografica

Per facilitare la spiegazione sia degli obiettivi e dei benefici della campagna di sostituzione che delle modalità operative con cui avviene l'effettiva sostituzione del misuratore, Megareti ha intenzione di creare dei brevi **video illustrativi con infografiche**. Essi saranno anche utilizzati durante gli incontri che via via andranno a svolgersi nelle diverse sedi.

Un primo video avrà l'obiettivo di informare sugli aspetti di innovazione che il nuovo misuratore apporterà al servizio elettrico e sui vantaggi rivolti al cliente finale nonché sulla campagna di sostituzione che coinvolgerà i territori di distribuzione di Megareti.

Un secondo video avrà l'obiettivo di spiegare puntualmente al cliente finale le modalità operative di sostituzione del misuratore e le eventuali interazioni che lo vedranno coinvolto con il distributore.

Entrambi i video saranno messi a disposizione sul sito di Megareti con libero accesso alla visualizzazione.

### 9.4 Semplificazione per il cliente finale: App MEGARETI

Megareti ha predisposto la **App MEGARETI scaricabile** sia su sistema Android che iOS e che, al momento, contiene le seguenti informazioni:

- sezione "**contatti e FAQ**" in cui il cliente finale ha la possibilità di essere indirizzato verso la specifica sezione informativa prevista sul sito di Megareti e di visualizzare FAQ;
- sezione "**Chi c'è alla porta?**" utile per verificare l'identità del tecnico incaricato alla sostituzione;
- Possibilità di comunicazione selettiva per CAP (se indicato dal cliente finale).

### 9.5 Il ruolo centrale del sito internet [www.megareti.it](http://www.megareti.it)

Megareti predisporrà sul proprio sito internet [www.megareti.it](http://www.megareti.it) un'apposita sezione completamente dedicata al nuovo misuratore elettronico in modo da fornire a clienti, istituzioni e operatori di mercato i principali elementi informativi sulle nuove funzionalità, sui vantaggi e sul programma di installazione dei misuratori che effettuerà nei successivi anni. Sul sito verranno inoltre caricati tutti i materiali di comunicazione che saranno via via predisposti, inclusi i video.

La sezione Misuratore 2G sarà disponibile per tutti gli utenti web che accederanno al sito di Megareti, anche se non registrati, e conterrà informazioni riguardanti quanto segue:

#### 1. Il nuovo misuratore, in termini di:

- notizie sempre aggiornate sulle attività relative al piano di sostituzione;
- supporto immediato alle richieste di informazioni: sezione dedicata alle risposte alle domande frequenti (FAQ) e elenco contatti per l'invio di richieste di approfondimento;

- kit informativi (visualizzabili e scaricabili) che comprendono:
  - I. manuali tecnico-informativi con le nuove funzionalità e le caratteristiche del misuratore elettronico 2G;
  - II. dichiarazione di conformità relativa ai requisiti essenziali della Direttiva 1999/5/CE – Direttiva R&TTE (*Radio and Telecommunication Terminal Equipment Directive*) – e della Direttiva Europea 2014/53/ UE - Direttiva RED (*Radio Equipment Directive*) - concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati Membri relative alla messa a disposizione sul mercato di apparecchiature radio se il misuratore è stato fabbricato dopo il 13 giugno 2017;
  - III. certificati rilasciati dall'organismo notificato, ai sensi della Direttiva 2014/32/UE (Direttiva MID), recepita in Italia con D.Lgs. 84/2016.
- I video a supporto della campagna informativa.

## 2. La pianificazione semestrale

In ottemperanza a quanto previsto dalla deliberazione ARERA n. 306/2019/R/eel Megareti mette a disposizione, sul proprio sito web, le informazioni riguardanti il cronoprogramma delle attività pianificate con un arco temporale di sei mesi (Piano di Dettaglio per la Fase Massiva – PDFM).

Accedendo al servizio, l'utente potrà visualizzare fino al semestre corrente delle sostituzioni previste con evidenza dello stato di avanzamento delle attività in corso nel mese corrente, di quelle completate nei mesi passati e di quelle pianificate nei mesi successivi.

## 3. Lo stato di avanzamento dei lavori

Lo stato di avanzamento dei lavori di sostituzione sarà disponibile, in forma grafica e in forma tabellare.

Aperto la pagina del servizio, all'utente apparirà la mappa grafica dell'area di distribuzione di Megareti in cui saranno distinguibili attraverso una differente colorazione i gradi di avanzamento dei lavori nelle singole zone.

Accedendo alla specifica area del sito di Megareti, l'utente potrà visualizzare la pianificazione dell'attività di sostituzione relativa al POD di propria pertinenza e alla zona di sostituzione e verificare se esse saranno comprese nel piano di sostituzione nell'arco della prossima pianificazione semestrale pubblicata.

Nel caso in cui il POD o l'indirizzo dovessero essere compresi nella pianificazione semestrale pubblicata, l'utente potrà visualizzare indicativamente il mese di prevista effettuazione dell'intervento.

Inoltre, al completamento dell'attività di sostituzione, l'utente finale avrà la possibilità di accedere all'area riservata del "Portale PMS2" di Megareti e di visualizzare/scaricare tutte le informazioni relative all'attività di sostituzione: verbale di sostituzione, letture di rimozione (relative al misuratore rimosso), letture di installo (relative al misuratore 2G installato), rapporto di prestazione (con eventuale firma apposta dal cliente finale qualora presente).

L'accesso all'area riservata del Portale PMS2 avviene tramite l'inserimento di dati tecnici di fornitura di facile reperimento da parte del cliente finale.

Il Portale PMS2 resterà attivo per un tempo limitato a partire dalla data di sostituzione, indicativamente 120 giorni.

## 9.6 Strumenti di informazione al cliente finale a supporto delle operazioni di campo previste nel piano di sostituzione

Si sottolinea che tutti i materiali cartacei utilizzati nell'ambito dell'informazione al cliente finale a supporto delle operazioni di campo previste nel piano di sostituzione saranno certificati FSC nel rispetto dell'ambiente e delle politiche aziendali a salvaguardia dell'eco-sistema.



Figura 11 Schema riassuntivo interazione con il cliente finale

Gli strumenti informativi previsti da rilasciare al cliente finale durante le operazioni di sostituzione si distinguono sulla base delle sue tempistiche di interazione con il piano:

- Il cliente finale, in qualunque momento, può accedere al sito di Megareti e alla App MEGARETI per ottenere tutte le informazioni sul nuovo misuratore e sul piano di sostituzione in corso.  
Nel caso in cui il POD dovesse essere compreso nella pianificazione semestrale pubblicata, il cliente finale potrà inoltre visualizzare il mese di prevista effettuazione dell'intervento.
- Ai soli clienti con misuratore non accessibile, nel mese precedente l'intervento, verrà data comunicazione

puntuale tramite l'invio di una **“Lettera di avviso sostituzione”**, a mezzo posta.

- A ridosso del giorno previsto di sostituzione (indicativamente cinque giorni prima dell'intervento e comunque nel rispetto della norma) verranno affissi all'ingresso degli immobili interessati (porta di casa o del condominio) gli **avvisi** riportanti la data e la fascia oraria prevista per la sostituzione (**“Avviso di sostituzione misuratore”**). In questi avvisi verranno menzionati anche i principali messaggi che ricordano al cliente che l'operazione è gratuita, le **modalità operative** e gli strumenti resi disponibili da Megareti per la **verifica dell'identità** del personale incaricato (numero verde e APP MEGARETI).



DATA AFFISSIONE \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

**AVVISO DI  
 INTERRUZIONE ENERGIA ELETTRICA  
 PER LAVORI DI  
 SOSTITUZIONE DEL MISURATORE**

Gentile Cliente,  
 Megareti S.p.A. in ottemperanza alle disposizioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) comunica che:

IL GIORNO \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_ DALLE ORE \_\_\_\_:\_\_\_\_ ALLE ORE \_\_\_\_:\_\_\_\_

la ditta incaricata

**EFFETTUERÀ LA SOSTITUZIONE DEL MISURATORE.  
 L'INTERVENTO RICHIEDERÀ UNA BREVE INTERRUZIONE  
 DELL'EROGAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA.**

- Se il misuratore è accessibile dall'esterno, Le sarà comunque costituito anche in caso di Sua assenza.
- Se invece il misuratore non è accessibile dall'esterno, in caso in cui Lei non possa essere presente all'appuntamento sopra indicato, Le preghiamo di contattare la ditta incaricata per concordare un nuovo appuntamento.
- Per evitare truffe, il personale della ditta incaricata sarà munito di tesserino di riconoscimento. Per qualunque dubbio sull'identità del personale, La invitiamo a contattare il numero verde di Megareti S.p.A. 800342476 oppure ad accedere all'App Megareti, disponibile gratuitamente su Google play o App store, inserendo nella sezione "Chi è alla porta?" l'identificativo dell'operatore.
- Per Sua comodità e per una rapida verifica nella prossima bolletta, La invitiamo comunque a prendere nota prima della rimozione del misuratore dei totalizzatori per fascia presenti sul display del Suo misuratore. Le segnaliamo la possibilità di un indicativo riscontro con quanto ritroverà nella successiva bolletta.
- Il misuratore rimosso resterà comunque disponibile nei nostri magazzini per ulteriori 90 giorni dalla sostituzione. In caso:
  - o volesse far valere il Suo diritto di richiedere la verifica metrologica. Per conoscere costi e modalità per effettuare la richiesta La invitiamo a contattare la Sua società di vendita dell'energia elettrica.
  - o volesse verificare il valore dei segnantri riportati sul display successivamente alla rimozione. Per conoscere costi e modalità La invitiamo a consultare il sito Megareti.

Le ricordiamo che l'attività di sostituzione del misuratore non prevede nessuna richiesta di visione di bollette, nessuna offerta commerciale, e NESSUNA RICHIESTA DI DENARO a qualunque titolo.

In caso di maltempo l'attività di sostituzione del misuratore potrebbe essere sospesa o subire dei ritardi.

**GRAZIE PER LA COLLABORAZIONE**

Figura 12 Avviso di sostituzione misuratore

- Il giorno della sostituzione, attraverso la App MEGARETI o chiamando il numero verde dedicato, il cliente finale può verificare l'identità dell'operatore a tutela di eventuali tentativi di truffa.
- Contestualmente all'avvenuta sostituzione del misuratore, l'operatore fornirà al cliente finale un **"Opuscolo informativo"** che illustra brevemente le principali funzionalità del nuovo misuratore. In esso sono riportati i benefici e le potenzialità del nuovo misuratore, una breve guida alla lettura del display e dei suoi messaggi, infine istruzioni relative ai principali indicatori di consumo. Tra le informazioni consultabili sul nuovo misuratore sarà disponibile la lettura di rimozione per 26 mesi e 15 giorni come da normativa vigente.
- i misuratori rimossi verranno conservati in magazzino e preservati dallo smaltimento per 90 giorni. Trascorso tale periodo i misuratori rimossi verranno smaltiti.
- In caso di assenza del cliente finale durante la sostituzione, l'opuscolo informativo verrà lasciato nella sua cassetta postale, in modo da informarlo dell'avvenuta sostituzione del misuratore e metterlo nelle condizioni di interagire sin da subito con il nuovo misuratore. Una copia della brochure sarà comunque sempre disponibile alla consultazione e alla stampa sul sito di Megareti.
- Nel caso in cui l'operatore sia impossibilitato ad accedere al misuratore per effettuarne la sostituzione, egli lascerà in un posto di facile reperibilità per il cliente (es. cassetta postale, sotto la porta di casa), un **"Avviso di mancata sostituzione"**, contenente tra l'altro i contatti per concordare un nuovo appuntamento nei giorni immediatamente successivi.



**AVVISO DI  
MANCATA SOSTITUZIONE DEL  
MISURATORE**

Gentile cliente,

a causa della Sua assenza, non è stato possibile effettuare la sostituzione del misuratore dell'elettricità prevista in data odierna come da avviso precedente. La preghiamo, gentilmente, di concordare un nuovo appuntamento chiamando il seguente numero telefonico (ditta incaricata) entro i prossimi 2 giorni:

**123 123 123**

**attivo dal Lunedì al Venerdì dalle 9,00 alle 16,00**

- **Le ricordiamo che è richiesta la Sua presenza o una persona da Lei incaricata**, per facilitare l'accesso al misuratore e firmare il rapporto di sostituzione.
- Per evitare truffe, il personale della ditta incaricata sarà munito di tesserino di riconoscimento. Per qualunque dubbio sull'identità del personale, La invitiamo a contattare il n° verde di Megareti S.p.A. **800342476** oppure ad accedere all' App Megareti, disponibile gratuitamente su Google play o App store, inserendo nella sezione "Chi c'è alla porta?" l'identificativo dell'operatore.
- Per Sua comodità e per una rapida verifica nella prossima bolletta, La invitiamo comunque a prendere nota prima della rimozione del misuratore dei totalizzatori per fascia presenti sul display del Suo misuratore. Lasciaranno la possibilità di un indicativo riscontro con quanto ritroverà nella successiva bolletta.
- Il misuratore rimosso resta comunque disponibile nei nostri magazzini per ulteriori 90 giorni dalla sostituzione. In caso:
  - o volesse far valere il Suo diritto di richiedere la verifica metrologica. Per conoscere costi e modalità per effettuare la richiesta La invitiamo a contattare la Sua società di vendita dell'energia elettrica.
  - o volesse verificare il valore dei segnanti riportati sul display successivamente alla rimozione. Per conoscere costi e modalità La invitiamo a consultare il sito Megareti.
- I verbali di sostituzione misuratore saranno disponibili entro 5 giorni lavorativi dalla data del cambio sul portale Megareti ([www.megareti.it](http://www.megareti.it)), oppure in formato cartaceo richiedendolo al numero verde di Megareti S.p.A. **800342476** o presso la sede.

**Le ricordiamo che l'attività di sostituzione del misuratore non prevede nessuna richiesta di visione di bollette, nessuna offerta commerciale, e NESSUNA RICHIESTA DI DENARO a qualunque titolo.**

**GRAZIE PER LA COLLABORAZIONE**

*Figura 13 Avviso di mancata sostituzione*

- Con particolare attenzione nei condomini dove le attività sui misuratori potrebbero avere esiti differenti, a conclusione dell'attività di sostituzione previste nella giornata concordata, l'incaricato di Megareti affigge l'"**Avviso di avvenuta attività**". In esso è indicato se i misuratori sono stati sostituiti tutti/ parzialmente/ nessuno ed è riportato, tra le altre informazioni, gli eventuali contatti per

concordare un nuovo appuntamento nei giorni immediatamente successivi, il fatto che sul display del nuovo misuratore è riportato il **totalizzatore del misuratore rimosso** e soprattutto viene richiamato il diritto del cliente finale a richiedere la **verifica metrologica** sul misuratore rimosso, la verifica della lettura di rimozione e le modalità per effettuare la richiesta.



**AVVISO DI  
AVVENUTA ATTIVITA'  
PER LAVORI DI  
SOSTITUZIONE DEL MISURATORE**

IL GIORNO \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_ DALLE ORE \_\_\_\_:\_\_\_\_ ALLE ORE \_\_\_\_:\_\_\_\_

la ditta incaricata

HA EFFETTUATO L'ATTIVITA' PREVISTA CON IL SO... T... IONE, CON IL SEGUENTE ESITO:

- COMPLETATA, TUTTI I MISURATORI SONO STATI SOSTITUITI  
 PARZIALE, RESTA ALMENO UN MISURATORE DA SOSTITUIRE  
 NESSUN MISURATORE È STATO SOSTITUITO

- Se il Suo misuratore è stato sostituito, La invitiamo a prendere visione dell'opuscolo informativo che Le consentirà da subito di prendere dim... con il nuovo misuratore che le ricordiamo essere già operativo.
- Se invece il Suo misuratore non è stato sostituito, La invitiamo a contattare la ditta incaricata per concordare un nuovo appuntamento.
- Per evitare truffe, il personale della ditta incaricata sarà munito di tesserino di riconoscimento. Per qualunque dubbio sull'identità del personale, La invitiamo a contattare il n° verde di Megareti S.p.A. **800342476** oppure accedere all' **APP Megareti**, disponibile gratuitamente su Google play o App store, inserendo nella sezione **"Chi c'è alla porta?"** l'identificativo dell'operatore.
- Per Sua comodità e per una rapida verifica nella prossima bolletta, La invitiamo comunque a prendere nota della rimozione del misuratore dei totalizzatori per fascia presenti sul display del Suo misuratore. Le daranno la possibilità di un indicativo riscontro con quanto ritroverà nella successiva bolletta.
- Il misuratore rimosso resterà comunque disponibile nei nostri magazzini per ulteriori 90 giorni dalla sostituzione nel caso:
  - o volesse far valere il Suo diritto di richiedere la verifica metrologica. Per conoscere costi e modalità per effettuare la richiesta La invitiamo a contattare la Sua società di vendita dell'energia elettrica.
  - o volesse verificare il valore dei segnanti riportati sul display successivamente alla rimozione. Per conoscere costi e modalità La invitiamo a consultare il sito Megareti.
- I verbali di sostituzione misuratore saranno disponibili entro 5 giorni lavorativi dalla data del cambio sul portale Megareti ([www.megareti.it](http://www.megareti.it)), oppure in formato cartaceo richiedendolo al numero verde di Megareti S.p.A. **800342476** o presso la sede.

Le ricordiamo che l'attività di sostituzione del misuratore non prevede nessuna richiesta di visione di bollette, nessuna offerta commerciale, e NESSUNA RICHIESTA DI DENARO a qualunque titolo.

**GRAZIE PER LA COLLABORAZIONE**

*Figura 14 Avviso di effettuata attività*

Solo a seguito dell'eventuale e definitiva consuntivazione della mancata esecuzione dell'ordine di sostituzione da parte della ditta incaricata, Megareti invierà una **"Lettera di mancata sostituzione"** per invitare il cliente finale a contattare il distributore per fissare un appuntamento per la sostituzione. In questo caso la sostituzione verrà eseguita in gestione utenza come sostituzione singola.

Dal sito internet di Megareti il cliente finale potrà sempre consultare e/o scaricare in formato elettronico stampabile la "Guida tecnica del misuratore elettronico 2G", che descrive la struttura del menù di consultazione del misuratore (Info Contrattuali, Lettura Prelievi, Lettura Immissioni e Curva di Carico per un determinato periodo di fatturazione, Lettura Potenza, ecc.) e illustra il significato di quanto apparirà sul display, con profondità di dettaglio e di contenuti.

Infine, entrando nella specifica area riservata del Portale PMS2, il cliente finale potrà visualizzare e scaricare il **"Verbale di sostituzione"** che, tra le

informazioni principali, riporterà anche le letture di rimozione e di installo e il **"Rapporto di prestazione"** che riporta i dati sull'attività svolta dall'addetto e l'eventuale firma del cliente finale apposta il giorno della sostituzione.

Durante tutte le interazioni previste con il cliente finale, siano esse lettere scritte o avvisi affissi o comunicazioni verbali, sarà ribadito il suo diritto a richiedere la verifica metrologica del misuratore oggetto di rimozione e la verifica della lettura di rimozione, sulla base di quanto previsto dalle procedure in vigore.

## 9.7 Canali e strumenti di contatto a disposizione del cliente finale

La strategia di *Customer care* nell'ambito della campagna di sostituzione massiva del misuratore è stata ideata in un'ottica di **trasparenza e facilità di accesso alle informazioni** per i clienti finali, al fine di limitare il disagio e offrire massimo supporto informativo durante lo svolgimento del piano.

Per tutto ciò che riguarda richieste di informazioni e reclami, il cliente finale potrà entrare in contatto con un *customer care* dedicato costituito da personale interno opportunamente formato e specializzato che potrà quindi assicurare una risposta adeguata, veloce ed efficace.

A supporto di ogni livello di interazione sono state inoltre sviluppate FAQ volte a facilitare la raccolta, l'organizzazione e la distribuzione delle informazioni dedicate al piano di sostituzione massiva dei misuratori 2G.

Per accedere alle informazioni saranno disponibili diversi strumenti e canali di comunicazione dedicati:

- **sezione dedicata all'intero progetto sul sito internet** [www.megareti.it](http://www.megareti.it) che conterrà tutte le informazioni necessarie nonché i materiali comunicativi via via creati;
- **App MEGARETI;**
- **e-mail** dedicata [misuratore2G@megareti.it](mailto:misuratore2G@megareti.it);
- **Numero Verde** Megareti **800-342476** attivo nei seguenti orari:
  - lun./gio. 8-16 e ven. 8-13 per informazioni.
  - lun./ven. 8-19 e sab. 8/13 per il servizio "Chi c'è alla porta?" di verifica identità dell'operatore che effettua la sostituzione e comunque nelle fasce orarie in cui verrà effettuata la sostituzione dei misuratori.

Resteranno inoltre attivi e a disposizione dei clienti finali tutti i consueti canali di contatto convenzionali riportati sul sito di Megareti.

Il servizio di *Customer care* dedicato si occuperà altresì di inviare la "Dichiarazione di conformità UE" rilasciata da Megareti ai sensi della Direttiva MID, recepita in Italia col D.Lgs. 84/2016 ai clienti che ne dovessero fare esplicita richiesta.

## **9.8 Gestione richieste di informazioni**

Particolarmente importante sarà poi la gestione delle richieste delle informazioni pervenute dai clienti finali in forma scritta tramite i canali messi a disposizione da Megareti, o alternativamente pervenute a Megareti tramite le Società di Vendita del Mercato Libero o Maggior Tutela.

## **9.9 Gestione richieste di risarcimento danni**

Per quanto riguarda le eventuali richieste di risarcimento danni, è previsto che possano pervenire direttamente dal cliente finale attraverso i contatti istituzionali di Megareti, o per tramite del proprio venditore. Per attivare correttamente la procedura è necessaria l'espressa richiesta di risarcimento, anche senza contestuale quantificazione del danno.

## 10. Funzionalità e livelli effettivi di performance dei misuratori e del sistema di Smart Metering 1G

Il Sistema di Smart Metering 1G di Megareti è composto da apparati elettronici interconnessi:

- i Misuratori, misuratori di energia e potenza installati nel punto di consegna dell'energia elettrica all'utente (punto di scambio) e nel punto di produzione dell'impianto cliente;
- i Concentratori, apparati installati in Cabina Secondaria di trasformazione che convogliano i dati provenienti dai misuratori verso il sistema centrale;
- il Sistema Informativo Centrale (AMM, *Automated Meter Management*) che raccoglie, elabora i dati provenienti dai misuratori a cui invia eventuali comandi ed è integrato nella mappa applicativa di Megareti per il supporto ai processi operativi.

La comunicazione bidirezionale tra misuratore e concentratore avviene per mezzo di un segnale a onde convogliate (PLC, *Power Line Carrier*) che sfrutta la stessa linea elettrica di bassa tensione per la trasmissione dei dati.

I dati collezionati dal concentratore vengono poi indirizzati ed elaborati dal Sistema Informativo Centrale. La trasmissione bidirezionale di dati e comandi tra sistema centrale e concentratore avviene, di norma, mediante la rete di telecomunicazione tradizionale tramite protocollo GSM/GPRS. Infatti, in ogni cabina secondaria dotata di concentratore è installato un modulo GSM/GPRS con relativa antenna.

### I vantaggi

L'introduzione del sistema di *Smart Metering* 1G ha apportato un miglioramento sostanziale della qualità del servizio di misura in termini di:

- riduzione dei tempi di intervento e dei costi per le operazioni connesse alle richieste

commerciali, attivazione e cessazione fornitura, variazioni di potenza, voltare e modifiche contrattuali in generale;

- maggiore efficacia nella gestione della misura (misura per fasce, monitoraggio della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, possibilità di adattare le tariffe alle caratteristiche del consumo dei clienti finali);
- aumento della disponibilità di consumi mensili reali e conseguente riduzione delle misure che necessitano del processo di stima;
- monitoraggio del parco misuratori mediante il controllo da remoto del corretto funzionamento e la rilevazione di eventuali tentativi di manomissione.

### Le funzionalità del Misuratore Elettronico 1G

Il Misuratore Elettronico di prima generazione (1G) ha consentito di mettere a disposizione diverse funzionalità di supporto alle esigenze del cliente e del distributore.

- *I dati di misura*

Il Misuratore 1G è in grado di registrare e memorizzare i consumi di energia attiva e reattiva (in maniera conforme alle norme tecniche CEI EN 61036 e CEI EN 61268), sia prelevata che immessa in rete, nel punto di installazione. I registri del misuratore sono totalizzatori per fascia (la tariffazione multipla prevede 4 differenti fasce orarie e diverse combinazioni di conteggio a settimana/giornata) e complessivi del periodo corrente e del periodo di fatturazione precedente.

Altri dati collezionati dal misuratore sono il picco di potenza attiva in assorbimento nel periodo corrente e la definizione del profilo di carico del cliente, mediante la

costruzione delle curve di carico dell'energia attiva con campioni prelevati al quarto d'ora.

L'immagazzinamento di dette curve avviene su una memoria circolare che conserva il dato in locale (sul misuratore) per un periodo di 38 giorni.

Il Misuratore Elettronico 1G può memorizzare la data e la durata di 10 interruzioni per il periodo di fatturazione precedente e la data e la durata di 10 interruzioni per il periodo corrente, con risoluzione di un secondo.

- *Display*

Il misuratore 1G è dotato di un *display* che mostra al cliente le informazioni principali della fornitura, tra cui il numero cliente, i dati di consumo (per esempio, potenza istantanea) e le informazioni di data e ora.

I messaggi che possono essere visualizzati sono sia automatici, come quelli di allarme o quelli attivati dal sistema centrale di telegestione, sia attivabili dal cliente mediante la pressione del tasto.

Il Display, scorrendo il menù, presenta i messaggi nelle due lingue italiana e tedesca.

- *L'autodiagnostica*

Il Misuratore 1G è in grado di riconoscere la propria fase elettrica di inserzione e comunicarla al concentratore segnalando anche la presenza di eventuali errori di installazione del misuratore (per esempio, l'inversione dei collegamenti fase/neutro).

Il Misuratore 1G è dotato inoltre di un sistema di autodiagnosi del corretto funzionamento che, attraverso alcune "parole di stato", indica al sistema centrale eventuali anomalie che possono essere risolte da remoto o sul campo.

Tali parole di stato possono riferirsi, per esempio, alla presenza di possibili manomissioni o consumi non autorizzati in atto sul misuratore.

#### La gestione da remoto

Il sistema centrale AMM, mediante il concentratore, può inviare al Misuratore 1G istruzioni di riprogrammazione in grado di apportare le riduzioni o gli aumenti della potenza disponibile al cliente in funzione delle richieste fatte dallo stesso e veicolate dai sistemi dei venditori al sistema centrale. Alcuni esempi di riprogrammazione di questo tipo sono quelle per la gestione della morosità (distacchi/riallacci da remoto) o a valle di modifiche contrattuali (per esempio, aumenti di potenza).

#### Prestazioni del Sistema di Smart metering 1G

Il sistema di *Smart Metering* 1G di Megareti è stato adottato sin dal 2007 pertanto l'azienda dispone di una profondità informativa stabile di lungo corso.

Per una valutazione delle attuali *performance* del sistema di *Smart metering* 1G di Megareti si ritiene opportuno riportare alcune statistiche sui due processi più significativi gestiti dal sistema con i suoi misuratori in campo:

- Telelettura, ossia acquisizione spontanea dei dati di consumo e immissione in rete di energia elettrica rilevata dai misuratori;
- Telegestione, ossia esecuzione da remoto degli ordini di lavoro relativi a richieste commerciali che implicano l'invio di specifici comandi ai misuratori.

Il tasso di successo delle prestazioni di Telelettura (acquisizione del dato mensile richiesto dal sistema commerciale) del sistema di *Smart Metering* 1G si attesta mediamente intorno al 95%; quello delle prestazioni di Telegestione (esecuzione da remoto degli Ordini di Lavoro ricevuti dal sistema commerciale - escluse le attività di telegestione interne e manutenzione), è mediamente poco sotto il 90%.

Mese/anno	Prestazione	Mese/anno	Prestazione
gen-18	94,7%	apr-19	94,2%
feb-18	94,3%	mag-19	95,6%
mar-18	94,7%	giu-19	96,2%
apr-18	95,2%	lug-19	95,5%
mag-18	96,0%	ago-19	95,1%
giu-18	95,9%	set-19	94,8%
lug-18	95,1%	ott-19	93,1%
ago-18	95,3%	nov-19	93,9%
set-18	95,1%	dic-19	93,9%
ott-18	95,1%	gen-20	93,2%
nov-18	94,0%	feb-20	93,0%
dic-18	93,6%	mar-20	95,4%
gen-19	92,8%	apr-20	96,5%
feb-19	95,7%	mag-20	96,7%
mar-19	94,3%		

Tabella 16 - Prestazione di telettura 1G

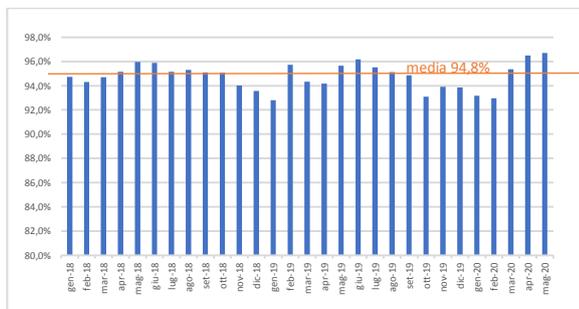


Figura 15 - Prestazioni di telettura 1G

Mese/anno	Prestazione	Mese/anno	Prestazione
gen-18	88,1%	apr-19	92,1%
feb-18	85,1%	mag-19	91,0%
mar-18	90,8%	giu-19	89,3%
apr-18	91,6%	lug-19	87,7%
mag-18	92,1%	ago-19	88,6%
giu-18	91,9%	set-19	87,9%
lug-18	90,1%	ott-19	85,4%
ago-18	90,9%	nov-19	84,8%
set-18	90,8%	dic-19	87,6%
ott-18	89,1%	gen-20	85,2%
nov-18	89,7%	feb-20	86,5%
dic-18	86,1%	mar-20	88,3%
gen-19	89,2%	apr-20	87,0%
feb-19	89,8%	mag-20	90,2%
mar-19	92,6%		

Tabella 17 - Prestazione di telegestione 1G

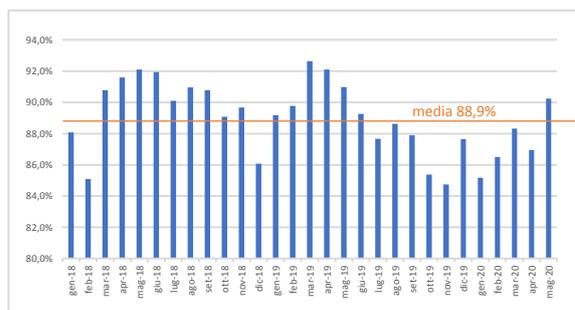


Figura 16 - Prestazioni di telegestione 1G

## 11. Misuratori e sistema *smart metering* 2G

### 11.1 Descrizione delle funzionalità e dei livelli attesi di performance

Megareti riporta di seguito negli specifici riquadri ombreggiati quanto rappresentato da altri distributori, in particolare I E-distribuzione nel suo documento PMS2 - Open Meter, approvato dall’Autorità nella deliberazione n. 222/2017/R/eel

del 31 maggio 2017 e pubblicato sul sito di [www.e-distribuzione.it](http://www.e-distribuzione.it) nella sua versione aggiornata.

Del resto, la soluzione *Smart Meter* elettrico 2G scelta da Megareti è analoga rispetto a quella adottata da E-distribuzione, che può vantare una lunga esperienza realizzativa.

#### 11.1.1 Funzionalità supportate dal misuratore 2G

“Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche e le funzionalità del nuovo misuratore elettronico di E-distribuzione. Tutte le funzionalità già implementate dai misuratori di prima generazione sono da considerarsi sintetizzate nei primi due punti (retrocompatibilità con tutti i sistemi e i dispositivi).”

II CE 2G:	Benefici per il cliente	Benefici per il DSO	Benefici per i venditori
Garantisce la retrocompatibilità al 100% con tutti i sistemi e i dispositivi esterni di prima generazione.	✓	✓	✓
È dotato di Modem PLC Multi-Modulazione operante in banda A che garantisce la retrocompatibilità con i sistemi di telegestione più diffusi in Italia.		✓	
È dotato di Modem PLC operante in banda C per l’implementazione di un protocollo conforme alla norma CEI in fase di elaborazione che consenta l’interfacciamento del contatore con eventuali dispositivi di proprietà del cliente.	✓	✓	✓
È dotato di Modem RF utilizzato come canale di <i>back-up</i> al canale PLC e che consente l’invio, in tempo reale, di informazioni dal contatore anche in caso di disalimentazione.	✓	✓	
È dotato di NFC utilizzabile per fini di tracciatura del prodotto e scopi di logistica.		✓	
È progettato in conformità alla norma tecnica CEI EN 62052-31, che diventerà obbligatoria dal 2018 e che prevede nuove prove in termini di <i>safety</i> per gli apparati di misura di energia elettrica.	✓	✓	
Supporta la programmazione di una struttura settimanale, in cui, per ogni giorno della settimana è possibile definire fino a 10 intervalli temporali cui è possibile associare una delle 6 tariffe disponibili. Inoltre è possibile definire una struttura giornaliera dedicata per i giorni considerati “festivi”.	✓		✓
Gestisce i registri di energia attiva e reattiva capacitiva e induttiva sia importata sia esportata (totale e per singola fascia tariffaria) per il periodo corrente e per i sei periodi di <i>freezing</i> precedenti. Gli stessi dati sono disponibili anche per il solo giorno corrente e per quello precedente.	✓	✓	✓
È in grado di registrare il valore massimo della potenza attiva quartraria prelevata e immessa per sei periodi di <i>freezing</i> (totale e per fascia).	✓	✓	✓
È in grado di registrare il picco di potenza massima giornaliera (in prelievo e in immissione) e conservare lo storico di tale dato per gli ultimi 38 giorni.	✓	✓	✓
È in grado di registrare e rendere visualizzabili a <i>display</i> le curve di carico relative a tutte e sei le componenti di energia con intervalli di campionamento programmabili (orari, quartrari, ecc.).	✓		✓
È dotato di un <i>display</i> con struttura ad albero che consente la visualizzazione di numerose informazioni da parte del cliente. In particolare il cliente potrà visualizzare (scorrendo il menù attraverso il pulsante posto vicino al <i>display</i> stesso):			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• la fascia di appartenenza dell’ora corrente;</li> <li>• le info contrattuali minime;</li> <li>• valori di energia attiva e reattiva (in prelievo e in immissione, per fascia) del periodo corrente e dei sei periodi di <i>freezing</i> precedenti;</li> <li>• valore massimo di potenza quartraria giornaliera (in prelievo e in immissione);</li> <li>• stato corrente del limitatore di potenza;</li> <li>• messaggi personalizzabili dal venditore tramite il distributore;</li> <li>• messaggi personalizzabili dal distributore (per esempio, messaggi derivanti da norme, delibere...).</li> </ul>	✓		✓
È in grado di mostrare a <i>display</i> le informazioni contrattuali del cliente per ognuno dei periodi di <i>freezing</i> (sei). Le informazioni sono attivabili o meno a seconda dell’esigenza del venditore e possono comprendere il codice cliente, nome e numero di telefono del venditore e la data di inizio contratto.	✓		✓
È in grado di registrare in un <i>buffer</i> di 10 eventi gli interventi del limitatore di potenza con marca temporale di inizio, motivo dell’intervento ed eventuale riduzione percentuale della potenza. Il contatore implementa anche un sistema di notifica verso il sistema centrale nel caso in cui il <i>buffer</i> di tali eventi sia quasi pieno.	✓	✓	
È in grado di misurare le variazioni di tensione in conformità alla deliberazione 198/2011 (e successive) e di mantenere in memoria (disponibili per il sistema centrale) i dati relativi alle ultime quattro settimane.	✓	✓	
È in grado di registrare le disalimentazioni del cliente e implementa un <i>buffer</i> di 20 eventi per consentire al sistema di acquisire tali dati. Implementa anche un sistema di notifica <i>real time</i> verso il sistema centrale nel caso in cui venga rilevata una interruzione e se il <i>buffer</i> interno degli eventi è quasi pieno.	✓	✓	
È in grado di conservare in memoria e mostrare a <i>display</i> le informazioni relative alle versioni <i>software</i> installate.	✓		
È in grado di ricevere dal sistema degli scenari di configurazione che possono modificare più parametri contemporaneamente.	✓	✓	✓
Tamite il contatore sarà possibile (da remoto) ridurre la potenza disponibile per i clienti morosi.		✓	✓
È in grado di implementare una procedura per la verifica della veridicità dei totalizzatori di energia rispetto allo stonco.		✓	✓
È in grado di limitare la potenza in prelievo, quando il suo valore è superiore al massimo supportato dall’organo di manovra, per preservare la sicurezza dell’impianto.	✓		
Supporta un sistema di sicurezza avanzata con autenticazione e cifratura simmetrica AES ( <i>Advanced Encryption Standard</i> ) con chiavi a 128/256 bit.	✓	✓	
È in grado di gestire processi di autenticazione e crittografia nelle comunicazioni verso eventuali dispositivi utente.	✓		

### 11.1.2 Sintesi delle performance del sistema di misura 2G

“Il nuovo sistema di *smart metering* 2G, nel suo insieme – considerando quindi i misuratori, i concentratori, le reti di comunicazione e i sistemi informativi centrali – è in grado di garantire i livelli di performance riassunti di seguito:

- capacità di eseguire e validare oltre 1.200 miliardi di misure all’anno (96 campioni giornalieri per ogni cliente);
- capacità di effettuare, annualmente, oltre 100 milioni di operazioni da remoto (il numero effettivo dipenderà dalle richieste dei venditori o di terze parti designate dal cliente come ad esempio le richieste per prepagate o modifiche delle fasce orarie);
- messa a disposizione giornaliera al Sistema Informativo Integrato e/o ai venditori delle curve quartorarie di energia (attiva, reattiva induttiva e capacitiva, prelevata e per clienti *prosumer* immessa) e delle misure di tensione validate, per il 95% dei punti di prelievo entro 24 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo (30 ore nel primo anno), e per il 97% dei punti di prelievo entro 96 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo;
- esecuzione delle operazioni di telegestione (escluse le operazioni “su larga scala”), anche su richiesta del venditore o di una terza parte designata, con un tasso di successo non inferiore al 94% entro 4 ore, e non inferiore al 97% entro 24 ore;
- riprogrammazione massiva dei misuratori (*downward*) per la loro riparametrizzazione (senza *download* di nuovo *firmware* metrologico), entro 30 giorni per il 94% dei misuratori, ed entro 60 giorni per il 98% dei misuratori;
- capacità di gestire almeno il 90% delle segnalazioni spontanee dal misuratore ai sistemi centrali (*up-ward*) entro 1 ora, nel caso di penetrazione del servizio non superiore al 5% e almeno l’89% delle segnalazioni entro 1 ora, nel caso di penetrazione del servizio compresa tra il 5% e il 10%;
- disponibilità del sistema informatico per la configurazione del misuratore e per le operazioni di telegestione con un tasso di operatività non inferiore al 99% delle ore su base annuale, e non inferiore al 98% delle ore su base mensile.

Tali prestazioni costituiscono un nuovo *benchmark* a livello mondiale, non essendovi in servizio né in fase di sviluppo altri sistemi di misura su larga scala paragonabili.”

## 12. Analisi delle criticità del sistema Smart Metering 1G

### Limiti delle prestazioni, seppur soddisfacenti, del sistema di telelettura e telegestione

L'affinamento dell'attuale architettura ha permesso di ottenere elevati standard prestazionali. Megareti ha, però, riscontrato che il mancato miglioramento del tasso di successo delle attività di telelettura e telegestione è dovuto a fattori esogeni:

- disturbi o forti attenuazioni del segnale sul canale PLC (*Power Line Communication*) tra Misuratore e Concentratore;
- copertura inadeguata o insufficiente disponibilità del canale di comunicazione offerto dalla rete pubblica dei *provider* telefonici tra Concentratore e Sistema Centrale.

### Decadimenti prestazionali causati da specifiche componenti del sistema

Nel corso degli ultimi anni di esercizio del sistema *Smart Metering* 1G, Megareti, ha registrato decadimenti prestazionali del sistema correlati con l'anzianità di specifiche componenti installate sui concentratori. Sulla base di queste considerazioni, Megareti ha avviato una campagna di interventi nelle cabine secondarie volta a migliorare le prestazioni del sistema di telegestione, prevenirne i decadimenti prestazionali e a predisporre l'infrastruttura in campo all'introduzione del 2G.

### Inadeguatezza della connettività GSM

Megareti, ha effettuato la sostituzione della connettività di campo da GSM a GPRS in prospettiva *Smart Metering* 2G, in quanto il GSM risulta inadeguato a trasmettere gli elevati volumi dati previsti.

### I Misuratori 1G per la gestione delle richieste dell'utenza e per la necessaria sostituzione massiva a fini normativi non sono più reperibili sul mercato

Già dal 2019 Megareti ha terminato le proprie scorte di misuratori 1G ed ha iniziato ad installare misuratori 2G in gestione utenza in modalità 1G.

### Rete di distribuzione con livelli di tensione a 230V

Circa 284 trasformatori della rete in BT del territorio dei Comuni serviti da Megareti, distribuiscono energia elettrica con livello di tensione 127/230V, per cui gestiscono un doppio livello di tensione in quanto la restante rete è servita in 230/400V. I limiti della soluzione 1G, vista la presenza in cabina di un unico concentratore alimentato dalla sezione 127/230V, comporta che il trasferimento del segnale PLC sulla porzione di rete servita dalla tensione 230/400V avviene tramite fenomeno induttivo generando "rumore" sul canale e disturbi nella raggiungibilità. L'accoppiamento del segnale avviene tramite un dispositivo sviluppato appositamente per risolvere questo tipo di problemi.

## 13. Analisi degli impatti positivi della tempestiva messa in servizio del sistema di *Smart Metering 2G*

Megareti riporta di seguito negli specifici riquadri ombreggiati quanto rappresentato da altri distributori, in particolare E-distribuzione nel suo documento PMS2 - Open Meter, approvato dall'Autorità nella deliberazione n. 222/2017/R/eel del 31 maggio 2017 e pubblicato sul sito di [www.e-distribuzione.it](http://www.e-distribuzione.it) nella sua versione aggiornata.

Del resto, la soluzione *Smart Meter* elettrico 2G scelta da Megareti è analoga rispetto a quella adottata da E-distribuzione, che può vantare una lunga esperienza realizzativa.

### 13.1 Impatti sugli utenti

“Il nuovo misuratore elettronico è stato progettato in conformità alla Direttiva Europea MID (recepita in Italia con il D.Lgs. 84/2016) e alla deliberazione 87/2016/R/eel dell'AEEGSI e garantisce una disponibilità sempre più ampia di informazioni e servizi, nei confronti dell'utente finale, sulla base degli ultimi standard di mercato. Grazie all'utilizzo di tecnologie di ultima generazione, il nuovo misuratore di E-distribuzione può supportare funzionalità a valore aggiunto, rispetto alla prima generazione, che consentiranno al cliente finale di essere sempre più consapevole dei propri consumi, dello stato di funzionamento della rete, delle informazioni contrattuali e commerciali, dandogli quindi la possibilità di diventare protagonista attivo dello scenario energetico.

Il nuovo misuratore (oltre a garantire una completa retrocompatibilità con i sistemi 1G) supporta un canale di comunicazione *Power Line* dedicato verso la casa del cliente (PLC-C) sul quale sarà implementato un protocollo di comunicazione conforme alla norma CEI in fase di definizione. Ciò consentirà lo sviluppo e la diffusione di dispositivi commerciali dedicati ai servizi di *energy management* e *home automation* che favoriranno una gestione sempre più razionale dei carichi domestici e degli impianti di generazione da fonti rinnovabili.

Il cliente avrà inoltre a disposizione una profondità temporale sempre maggiore dei propri dati di consumo presenti sul misuratore, grazie a una capacità di memoria maggiorata (i dati memorizzati arriveranno fino agli ultimi sei periodi di fatturazione). Oltre a questo, sarà disponibile un'ampia varietà di informazioni, non supportata dai misuratori di prima generazione (per esempio, dati relativi al venditore per ognuno dei periodi di fatturazione, picchi di potenza istantanea e mediata nel quarto d'ora, motivazione di intervento del limitatore della potenza e altro ancora), che offriranno al cliente finale la possibilità di comprendere le proprie abitudini di consumo e di interagire sempre di più con gli altri operatori di mercato.

Allo stesso tempo i produttori potranno avere una maggiore consapevolezza dell'efficienza di funzionamento del proprio impianto, favorendo così un'integrazione sempre maggiore degli impianti di microgenerazione. Grazie alla maggiore flessibilità di programmazione che supporta il misuratore, il cliente potrà richiedere (d'accordo con il venditore) strutture tariffarie “personalizzate” sulla base delle proprie abitudini di consumo. Allo stesso tempo le nuove funzionalità consentiranno anche lo sviluppo di servizi di *Active Demand* a favore del cliente stesso.

Per mezzo delle sue elevate capacità computazionali, il nuovo misuratore elettronico, oltre a implementare (come già riportato in precedenza) tutte le funzionalità previste nell'Allegato A della deliberazione 87/2016, supporterà, in combinazione con il concentratore di cabina secondaria e il nuovo sistema centrale, la raggiungibilità dei tassi di *performance* per servizi di telegestione previste dall'AEEGSI nell'Allegato B della stessa delibera. Questo permetterà al cliente di beneficiare di dati di fatturazione ancor meno “stimati”, anche rispetto alle buone *performance* odierne, e di tempi di attesa per modifiche contrattuali sempre più brevi.”

### 13.2 Impatti sulla pianificazione e sull'esercizio del servizio di distribuzione e sul servizio di misura

“Il nuovo misuratore è stato progettato per essere un vero e proprio sensore di rete in grado di misurare tutti i parametri elettrici nel punto di installazione. Questo consentirà al distributore di energia di avere informazioni di dettaglio per un monitoraggio approfondito dello stato di funzionamento della rete elettrica e di ricevere notifiche in *real time*, tramite un canale di segnalazione dedicato (RF 169 MHz), in caso di eventi di particolare interesse (per esempio, interruzioni del servizio elettrico).

L'implementazione del canale di segnalazione e la possibilità di registrare tutti i parametri elettrici di rete consentiranno al distributore di effettuare in modo automatico attività di ricerca e isolamento dei guasti, così da contribuire, attraverso un'integrazione futura con i sistemi di telecontrollo, alla riduzione sensibile dei tempi di ripristino della fornitura e da permettere l'ottimizzazione delle attività di pronto intervento in campo. Allo stesso tempo una gestione evoluta dei parametri di qualità del servizio consentirà un monitoraggio sempre più approfondito per ogni singolo cliente.

Il distributore di energia elettrica avrà la possibilità di utilizzare il nuovo misuratore anche come strumento tecnico di misura, potendolo installare in qualsiasi punto della rete e non solo in associazione a un cliente. In questo modo si potranno misurare e analizzare da remoto (senza interventi di personale in loco) le perdite tecniche di rete nonché gestire metodologie evolute di rilevazione delle frodi; il tutto in un'ottica di funzionamento sempre più *smart* della rete di distribuzione e con la conseguente riduzione dei costi operativi. Il vantaggio che avrà il distributore sarà quello di avere due apparati in uno: un misuratore intelligente ai fini della fatturazione e un sensore di rete per il monitoraggio della rete stessa in grado di inviare informazioni sempre più precise e dettagliate.

Dal punto di vista della sicurezza contro le frodi il distributore potrà contare su uno strumento nettamente irrobustito rispetto alla prima generazione, che sarà in grado di rilevare, mediante l'utilizzo della più moderna sensoristica, la rilevazione dei tentativi di manomissione più evoluti, avendo conseguenti benefici dal punto di vista del recupero di energia. Inoltre, tramite la possibilità di memorizzare eventi, si avrà un monitoraggio di tutti i principali accadimenti (per esempio, attivazioni di allarmi, aggiornamento software e molto altro ancora). Ciò consentirà la ricostruzione nel tempo, con informazioni di dettaglio, dello storico degli avvenimenti nel punto di installazione (sia sulla rete sia sullo strumento).

Oltre alla possibilità di utilizzare il misuratore come un sensore di rete, il nuovo apparato è in grado di garantire una gestione evoluta dal punto di vista logistico per ottimizzare il lavoro del distributore. Mediante l'utilizzo di un'interfaccia *Near Field Communication* (NFC) il distributore potrà gestire in modo completamente automatico l'intero ciclo di vita dell'apparato avendo informazioni puntuali che permetteranno di tracciare tutte le fasi fino all'installazione presso il cliente finale. Una volta installato in campo, l'apparato può garantire una maggiore flessibilità di programmazione e raccolta dati, avendo come obiettivo ultimo quello di rendere efficiente l'esercizio dell'intero sistema e superare così i vincoli presenti con la prima generazione.”

### 13.3 Impatti sugli altri operatori di mercato

“Gli operatori di mercato, sfruttando tutti i dati che è in grado di gestire e fornire al sistema il nuovo misuratore, potranno offrire un elevato numero di servizi a valore aggiunto in termini sia di profilazione degli utenti sia di offerte commerciali.

Grazie alla possibilità di raccogliere e aggregare grandi quantità di dati (Big Data Analytics) e all'evoluta gestione dei profili tariffari settimanali/annuali, il venditore potrà studiare offerte personalizzate per cluster specifici di clienti che saranno ritagliate sulle diverse abitudini di consumo.

L'acquisizione continua delle curve di carico abiliterà la possibilità di fare offerte di mercato con prezzi dinamici dell'energia, allo stesso tempo la disponibilità dei picchi di potenza massima (istantanei e mediati nei 15 minuti) potrà favorire la nascita di offerte, verso il cliente finale, basate sulla potenza realmente assorbita e non contrattuale. Gli scenari supportati dal nuovo misuratore sono pertanto molteplici.

Grazie alle migliori prestazioni del sistema, sarà possibile programmare il misuratore in maniera sempre più rapida e affidabile. In questo modo, avvalendosi del supporto del distributore, gli operatori di mercato potranno soddisfare in maniera sempre più puntuale le esigenze dei clienti, anche in termini di disponibilità di informazioni, e offrire servizi sempre diversi. Il nuovo misuratore favorirà pertanto la libera concorrenza tra gli operatori di mercato consentendo una completa apertura dello stesso.”

## 14. La spiegazione delle scelte effettuate relativamente alle tecnologie dei misuratori

*inclusa l'intercambiabilità dei sistemi di cui al punto 5 della deliberazione 87/2016/r/eel e anche in relazione alla prevedibile evoluzione di soluzioni tecnologiche standardizzate per gli aspetti delineati nell'allegato C della stessa deliberazione*

Megareti riporta di seguito negli specifici riquadri ombreggiati quanto rappresentato da altri distributori, in particolare di E-distribuzione nel suo documento PMS2 - Open Meter, approvato dall'Autorità nella deliberazione n. 222/2017/R/eel del 31 maggio 2017 e pubblicato sul sito di [www.e-distribuzione.it](http://www.e-distribuzione.it) nella sua versione aggiornata.

Del resto, la soluzione *Smart Meter* elettrico 2G scelta da Megareti è analoga rispetto a quella adottata da E-distribuzione, che può vantare una lunga esperienza realizzativa.

“Le scelte tecnologiche nella realizzazione dei misuratori, in coerenza con quanto stabilito dalla deliberazione 87/2016, si sono orientate a un approccio *future-proof*, indirizzando le funzionalità richieste per il misuratore 2G e garantendo al contempo la flessibilità necessaria per poter supportare, nell'arco di vita dei misuratori, evoluzioni funzionali gestibili con nuove versioni del *firmware*. Si è utilizzata una nuova architettura la cui realizzazione è basata su componenti elettronici avanzati, che garantiscono una potenza di elaborazione e una capacità di memoria ben al di sopra di quelle strettamente necessarie per rispettare le funzionalità e le prestazioni previste nella deliberazione 87/2016. Molta attenzione è stata posta riguardo ai temi della sicurezza logica e fisica del misuratore.

L'esperienza maturata nei 15 anni di esercizio del sistema “Telegestore” (misuratore 1G) ha evidenziato la necessità di innalzare le barriere di contrasto alle manomissioni del misuratore e in particolare del circuito di misura. Pertanto, alle caratteristiche di sicurezza già presenti nel misuratore 1G sono state aggiunte nuove funzionalità di protezione basate sia su scelte architetture sia su nuovi sensori e algoritmi di protezione tramite cifratura delle informazioni sensibili. Riguardo al tema dell'intercambiabilità dei sistemi (di cui al punto 5 della deliberazione 87/2016), l'esperienza maturata nel “Telegestore” ha evidenziato che questa è gestibile in modo semplice ed efficace, garantendo un'interfaccia unica e aperta per la comunicazione tra concentratore e Front End del sistema centrale (*Head End System*). Ciò significa che l'elemento unificante è rappresentato dal concentratore che realizza un'interfaccia verso il sistema centrale indipendente da quella utilizzata verso i misuratori e quindi dalla specifica tecnologia utilizzata in tale comunicazione.

Si ricorda, infatti, che il sistema centrale del Telegestore oggi in esercizio già gestisce in campo due diverse famiglie di misuratori e concentratori che utilizzano protocolli di comunicazione PLC differenti, senza che ciò abbia impatto sulle performance del sistema centrale.”

## 15. Concentratori e sistema centrale

Per poter rispettare le richieste sulle *performance* di sistema previste da ARERA nella deliberazione 87/2016/R/ee e garantire il funzionamento completo dei misuratori 2G è necessaria un'infrastruttura affidabile ove ci sia la compresenza sia di concentratori in cabina secondaria sia di un sistema centrale adeguatamente supportato, nonché integrato con i sistemi gestionali di Megareti.

Megareti riporta di seguito negli specifici riquadri ombreggiati quanto rappresentato da altri

distributori, in particolare E-distribuzione nel suo documento PMS2 - Open Meter, approvato dall'Autorità nella deliberazione n. 222/2017/R/eel del 31 maggio 2017 e pubblicato sul sito di [www.e-distribuzione.it](http://www.e-distribuzione.it) nella sua versione aggiornata.

Del resto, la soluzione *Smart Meter* elettrico 2G scelta da Megareti è analoga rispetto a quella adottata da E-distribuzione, che può vantare una lunga esperienza realizzativa.

### 15.1 Concentratori 2G

#### 15.1.1 Caratteristiche funzionali

“Il concentratore 2G, oltre a garantire la retrocompatibilità con i misuratori 1G, introduce un secondo canale di comunicazione (RF 169 MHz) verso i misuratori 2G. Questo canale sarà utilizzato come back-up del canale primario PLC e per la ricezione dai misuratori di eventi in tempo reale di interruzione/ripristino di tensione. In aggiunta il nuovo canale radio potrà essere utilizzato per l'invio, sempre in tempo reale, di eventi di diagnostica, o altre segnalazioni di malfunzionamento rilevate dal misuratore 2G. Tali eventi potranno essere ricevuti dal sistema in modalità push via 3G/4G (UMTS/LTE) riducendo di fatto i tempi di notifica e segnalazione dell'informazione al sistema centrale. Il concentratore per la gestione dei misuratori 2G supporta inoltre funzionalità atte all'aumento delle performance in termini di tasso di successo nelle comunicazioni verso i misuratori sottesi.

In particolare, potrà gestire in modo autonomo:

- la raccolta massiva giornaliera delle curve di carico e invio al sistema dei dati per la validazione. Il concentratore supporta nuovi algoritmi ottimizzati per la raccolta delle curve per limitare la presenza di buchi o perdita di dati;
- la raccolta massiva giornaliera di *snapshot* dei totalizzatori di energia alla mezzanotte. Tali dati, insieme alla curva di carico, saranno utilizzati a sistema per la validazione della curva di carico di ogni singolo misuratore 2G;
- la raccolta massiva dei picchi di potenza massima giornaliera sia in prelievo sia in immissione;
- la raccolta massiva dei dati sulla qualità del servizio, in termini di variazioni e interruzioni di tensione. Le variazioni potranno essere raccolte con cadenza settimanale, con un back-up lato misuratore di quattro periodi precedenti. Le interruzioni saranno raccolte in tempo reale via canale RF e via PLC con algoritmi

ottimizzati in modo da limitare l'uso del canale di comunicazione recuperando il dato solo all'effettiva occorrenza dell'evento.

Il concentratore è in grado di gestire e notificare in tempo reale al sistema centrale numerosi allarmi relativi al suo funzionamento e le sue periferiche connesse in modo da velocizzare eventuali interventi di ripristino delle funzionalità associate. Questo avviene mediante una comunicazione ad alta velocità 3G/4G su rete pubblica tra concentratore e sistema centrale supportata da una sicurezza a livello di trasporto conforme a standard internazionali. Le operazioni di telegestione, in termini di richieste pervenute dal venditore, vengono gestite in modo autonomo dal concentratore così da gestire i tentativi ulteriori in modo efficiente fino a una data programmata di fine "lavoro". Tale approccio permetterà una riduzione effettiva del tempo totale di completamento delle operazioni di telegestione. Anche la riprogrammazione software dei misuratori 2G viene gestita in modo ottimizzato per diminuire i tempi di attuazione e gestire le ripetizioni dei tentativi a livello di concentratore. Quest'approccio permetterà una riprogrammazione massiva dei misuratori 2G in tempi ristretti.

Nella seguente tabella sono sintetizzate le principali caratteristiche e le funzionalità introdotte nel concentratore per il supporto del nuovo misuratore elettronico di E-distribuzione. La gestione dei misuratori 1G è da considerarsi sintetizzata nei primi due punti (retrocompatibilità con tutti i sistemi e misuratori) “.

### Caratteristiche e funzionalità del concentratore per il supporto dei misuratori 2G

Garantisce la retrocompatibilità al 100% con il sistema centrale e contatori di prima generazione.

È dotato di Modem PLC Multi-Modulazione operante in banda A che garantisce la retro-compatibilità con i sistemi di telegestione più diffusi in Italia.

È dotato di Modem Radio Frequenza utilizzato come canale di back-up del canale PLC per la comunicazione verso i contatori 2G.

Consente l'invio in tempo reale al sistema centrale di eventi di assenza e ripristino tensione dell'apparato e rete BT associata

Consente l'invio in tempo reale al sistema centrale di eventi dal contatore 2G di assenza e ripristino tensione.

Consente l'invio in tempo reale al sistema centrale di eventi dal contatore 2G di diagnostica, manomissioni o frode.

Consente la trasmissione in *push* degli eventi generati e ordini di lavoro eseguiti.

Consente la raccolta massiva delle curve di carico in modo autonomo e ottimizzato per evitare la presenza di buchi o perdita di dati.

Consente la raccolta massiva degli *snapshot* dei totalizzatori di energia alla mezzanotte in modo autonomo e ottimizzato.

Consente la raccolta massiva dei picchi di potenza massima giornaliera.

Consente la raccolta massiva di dati sulla qualità del servizio, variazioni e interruzione di tensione.

Supporta la gestione ottimizzata della comunicazione della rete sottesa mediante utilizzo del topologico noto.

Consente la riprogrammazione massiva dei contatori 2G in termini di aggiornamento *software* in modo ottimizzato per aumentarne le *performance*.

Consente la gestione di ordini di lavoro in modo autonomo per aumentare le performance in lettura o riprogrammazione dei contatori.

È in grado di gestire numerosi allarmi, sia diagnostici relativi al suo corretto funzionamento e alle sue periferiche connesse (Modem 3G/4G e modulo radio 169 MHz), sia relative all'installazione. Questi allarmi sono associati a eventi con la possibilità di invio di spontanee verso il sistema centrale.

#### 15.2 Sistema centrale

Megareti si sta dotando di un nuovo sistema informativo centrale in grado di gestire i misuratori 2G e che premia la rispondenza ai requisiti funzionali e tecnici previsti dalla normativa, l'affidabilità e l'adeguamento funzionale e normativo nel tempo.

Megareti ha deciso di dotarsi di un sistema centrale compatibile con la tecnologia 2G già da prima dell'avvio delle attività di sostituzione dei misuratori previste dal piano massivo per la necessità di iniziare

a gestire i misuratori 2G approvvigionati in modalità retrocompatibile con il parco misuratori 1G in campo. La scelta di anticipare la messa a punto del sistema centrale rispetto al piano massivo ha soprattutto una valenza dal punto di vista della ricerca della massima affidabilità dell'intera architettura attraverso un fitto calendario di collaudi sull'intera filiera operativa, dal misuratore ai sistemi gestionali, tecnici e amministrativi.

Nel suo assetto definitivo, il sistema centrale 2G di Megareti è esercito attraverso un *Cloud* ad alta

affidabilità e risulta integrato con il sistema gestionale per quanto riguarda tutti i processi operativi dell'azienda. In questo modo si integra completamente nella mappa architeturale complessiva dei sistemi informativi di Megareti.

#### 15.2.1 Caratteristiche funzionali

Megareti riporta di seguito negli specifici riquadri ombreggiati quanto rappresentato da altri distributori, in particolare l'E-distribuzione nel suo documento PMS2 - Open Meter, approvato dall'Autorità nella deliberazione n. 222/2017/R/eel

del 31 maggio 2017 e pubblicato sul sito di [www.e-distribuzione.it](http://www.e-distribuzione.it) nella sua versione aggiornata.

Del resto, la soluzione *Smart Meter* elettrico 2G scelta da Megareti è analoga a E-distribuzione, che può vantare una lunga esperienza realizzativa.

L'implementazione presso Megareti del nuovo sistema centrale potrebbe differire nel numero, nome e/o contenuti dei singoli moduli descritti nella soluzione E-distribuzione, ma non nelle caratteristiche funzionali.

“La pubblicazione della deliberazione AEEGSI 87/2016/R/eel, che pone requisiti funzionali e prestazionali superiori in taluni casi di molti ordini di grandezza rispetto a quanto richiesto per l'attuale generazione di tecnologie di *smart metering*, ha reso imperativa la necessità di disporre del nuovo sistema centrale, (...), in quanto le caratteristiche di scalabilità del sistema attualmente in produzione non avrebbero mai permesso di raggiungere le *performance* richieste.

Il nuovo sistema centrale (...) comprende 7 moduli principali che assolvono funzioni di business. Di seguito è riportata una descrizione sintetica dei moduli:

- Modulo di Head End finalizzato alla gestione della comunicazione con gli apparati connessi alla rete di bassa tensione (misuratori, concentratori) per l'acquisizione remota di dati di misura ed eventi e l'esecuzione delle attività di telegestione. Questo modulo è cruciale in quanto deve garantire le performance richieste nella deliberazione 87/2016, sia in termini di volumi sia di tempistiche, e richiede soluzioni a elevata scalabilità, garantibili soltanto mediante l'utilizzo di soluzioni in cloud;
- Modulo di *Head End* finalizzato alla gestione della comunicazione con gli apparati di misura connessi alla rete di media e alta tensione per l'acquisizione dei dati di misura;
- Modulo di gestione, elaborazione, validazione e memorizzazione dei dati di misura acquisiti. Questo modulo è il cuore del sistema e richiede l'impiego di soluzioni orientate al *Big Data Analytics*;
- Modulo responsabile della generazione e gestione degli ordini di lavoro al quale è richiesto di garantire le performance di riprogrammazione massiva previste dalla deliberazione 87/2016;
- Modulo per la schedulazione/*dispatching* e gestione delle attività in campo (per esempio, WFM);
- Modulo che gestisce tutte le informazioni di anagrafica tecnica e commerciale e le mette a disposizione degli altri moduli;
- Modulo di *reporting, business intelligence, Meter Data Analytics* che dovrà garantire report efficienti effettuati anche su enormi quantità di dati.

*Comunicazione con il concentratore*

La comunicazione con il concentratore viene attivata dal sistema centrale in base alle esigenze di business utilizzando uno specifico protocollo supportato dal concentratore. Tale protocollo prevede la possibilità di scambio messaggi con il concentratore, sia per attività di manutenzione dello stesso, sia per la comunicazione con i relativi misuratori. Inoltre, è previsto anche il trasferimento di file, sia dal concentratore al sistema centrale (per esempio, per la raccolta dei dati delle curve di carico) sia in senso opposto (per esempio, per il *download* sugli apparati di un nuovo *firmware*). È previsto infine un meccanismo di segnalazione che permette al concentratore di inviare segnalazioni al sistema centrale in tempo reale.”

## 16. Ipotesi assunte per l'inflazione

Le spese di capitale (a prezzi correnti) stimate nell'arco di piano PMS2 2021-2035 tengono conto degli indici cumulati di inflazione di seguito riportati, coerenti con quelli indicati nella Tabella 1

dell'Allegato A alla Deliberazione 306/2019/R/eel, poiché aggiornati nell'anno di partenza.

	anno	valore del deflatore
<b>base</b>	2020	1,000
<b>PMS2 2021-2035</b>	2021	1,015
	2022	1,030
	2023	1,046
	2024	1,061
	2025	1,077
	2026	1,093
	2027	1,110
	2028	1,126
	2029	1,143
	2030	1,161
	2031	1,178
	2032	1,196
	2033	1,214
	2034	1,232
	2035	1,250

Tabella 18 - Indici cumulati di inflazione considerati nel PMS2 2021-2035

## 17. Definizioni e acronimi utilizzati nel documento

ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
AT/MT/BT	Alta/Media/Bassa Tensione
AMM	<i>Automated Meter Management</i> , sistema centrale utilizzato per la telelettura e la telegestione dei misuratori 1G
CE	Misuratore Elettronico
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
DCO	Documento di Consultazione emesso da ARERA
Misuratore 1G (2G)	Misuratore elettronico dell'elettricità di prima (seconda) generazione
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i> , una delle tecnologie di telefonia mobile cellulare generalmente preferita per la trasmissione dei dati
GSM	<i>Global System for Mobile Communications</i> è lo standard di seconda generazione di telefonia mobile
ODL	Ordine di Lavoro, documento contenente tutte le informazioni necessarie per lo svolgimento delle attività da parte dei tecnici sul territorio
PLC	<i>Power Line Communication</i> , è una tecnologia di comunicazione per la trasmissione di voce o dati che utilizza la rete di alimentazione elettrica come mezzo trasmissivo
POD	<i>"Point Of Delivery"</i> , codice alfanumerico identificativo omogeneo su tutto il territorio nazionale del punto fisico di consegna (in prelievo e/o immissione) del servizio di connessione alla rete elettrica. È costituito da una stringa alfanumerica di 14 caratteri (il 15esimo è un carattere opzionale) del tipo IT123E12345678[A]

## 18. Indice delle figure

Figura 1 - Schema essenziale del quadro normativo di riferimento.....	9
Figura 2 - Ubicazione impianti primari energia elettrica nel comune di Verona e Grezzana.....	12
Figura 3 - Stima annuale della spesa di capitale (a prezzi correnti) – valori in milioni di euro ....	13
Figura 4 - Costo unitario dei CE 2G e parametro regolatorio convenzionale (valori in euro) .....	14
Figura 5 - Profilo temporale anzianità attuali misuratori 1G.....	16
Figura 6 - Sviluppo temporale del piano di sostituzione PMS2 (2021-2035) .....	18
Figura 7 - Sviluppo temporale del piano di prima messa in servizio .....	19
Figura 8 - Pianificazione annuale delle Cabine Secondarie nei Comuni coinvolti .....	20
Figura 9 - Stock di misuratori 2G previsti al 31/12 di ciascun anno di piano.....	22
Figura 10 - Circoscrizioni di Verona.....	29
Figura 11 Schema riassuntivo interazione con il cliente finale.....	33
Figura 12 Avviso di sostituzione misuratore .....	34
Figura 13 Avviso di mancata sostituzione.....	35
Figura 14 Avviso di effettuata attività.....	36
Figura 15 - Prestazioni di telelettura 1G .....	40
Figura 16 - Prestazioni di telegestione 1G .....	40

## 19. Indice delle tabelle

Tabella 1 - La distribuzione elettrica di Megareti al 31/12/2019 .....	11
Tabella 2 - La distribuzione del gas naturale di Megareti al 31/12/2019 .....	11
Tabella 3 - Numero misuratori al 30/04/2020 per tipologia e tecnologia.....	15
Tabella 4 - Esempio di applicazione calcolo anno di riferimento .....	15
Tabella 5 - Profilo temporale anzianità attuali misuratori 1G dell'elettricità su POD con contratto attivo .....	16
Tabella 6 - Piano di sostituzione PMS2 (2021-2035) per tipologia di misuratore .....	17
Tabella 7 - Piano di prima messa in servizio per tipologia di misuratore .....	18
Tabella 8 - Pianificazione annuale dei CAP di Verona coinvolti .....	20
Tabella 9 - Stock di misuratori 2G previsti al 31/12 di ciascun anno di piano .....	21
Tabella 10 - Sostituzioni massive previste nei primi 4 anni di PMS2 .....	23
Tabella 11 - sostituzioni massive previste nei primi 4 anni di PMS2 .....	23
Tabella 12 - Sostituzioni in posa singola per gestione utenza .....	24
Tabella 13 - Sostituzioni in posa singola per utenze non disalimentabili e per compliance MID (fase massiva).....	24
Tabella 14 - Interventi di sostituzione su concentratori e moduli radio previsti nel PMS2 2021-2035.....	28
Tabella 15 - Calendario incontri mirati di presentazione .....	30
Tabella 16 - Prestazione di telelettura 1G .....	40
Tabella 17 - Prestazione di telegestione 1G.....	40
Tabella 18 - Indici cumulati di inflazione considerati nel PMS2 2021-2035 .....	52