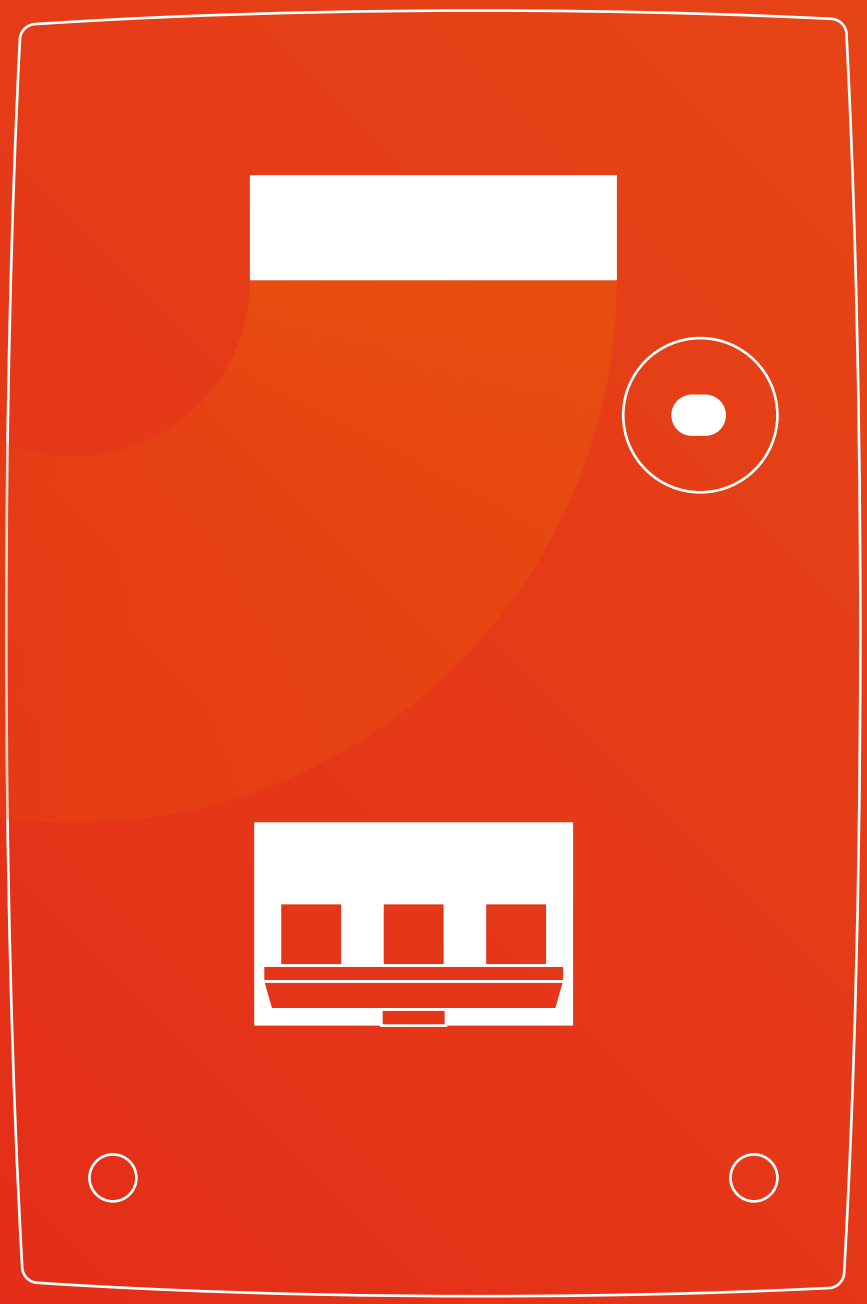
Open Meter

Piano di Messa in Servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2)

Edizione aggiornata ai sensi della deliberazione 222/2017/R/eel, 31 maggio 2017



e-distribuzione

Open Meter

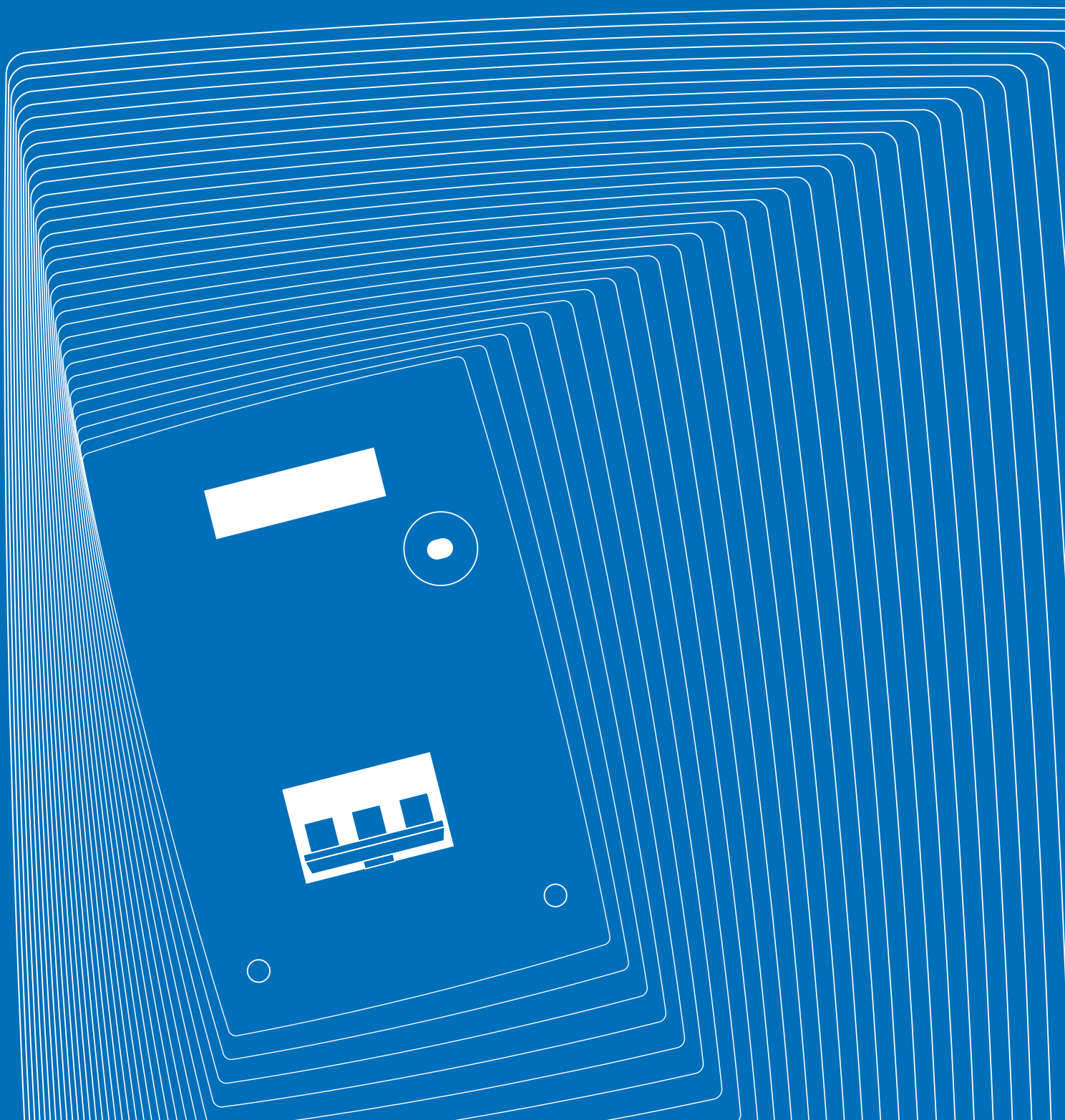
Piano di Messa in Servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2)

Edizione aggiornata ai sensi della deliberazione 222/2017/R/eel, 31 maggio 2017

Indice

1	**Introduzione al Piano di Messa in Servizio**	**5**
1.1	Premessa	7
1.2	Obiettivi dell'investimento proposto	8
1.3	Quadro normativo e regolatorio	10
2	**Presentazione della società "E-distribuzione SpA"**	**15**
2.1	Chi siamo e cosa facciamo	17
2.2	Aree di eccellenza e obiettivi	19
3	**Servizio di misura dell'energia elettrica fornito da E-distribuzione**	**23**
3.1	Parco misuratori (con separata evidenza di monofase e trifase, elettromeccanici e 1G e dei misuratori di produzione)	25
3.2	Profilo temporale annuale di messa in servizio dei misuratori 1G	25
4	**Funzionalità e prestazioni dei misuratori e del sistema di smart metering CE 1G**	**27**
4.1	Descrizione delle funzionalità e dei livelli effettivi di performance dei misuratori e del sistema di smart metering 1G	29
4.2	Analisi dei punti di attenzione emersi durante il funzionamento del sistema smart metering 1G	32
4.3	Analisi punti di attenzione previsti per il primo triennio PMS2 in caso di mantenimento del sistema smart metering 1G	33
5	**Sviluppo del servizio di misura e funzionalità attese del contatore 2G**	**35**
5.1	Esigenze del mercato dell'energia elettrica	37
5.2	Descrizione delle funzionalità e dei livelli attesi di performance dei misuratori, dei concentratori e del sistema di smart metering 2G	38
5.3	Spiegazione delle scelte effettuate in relazione alle tecnologie dei misuratori, inclusa l'intercambiabilità dei sistemi (di cui al punto 5 della deliberazione 87/2016) e in relazione alla prevedibile evoluzione di soluzioni tecnologiche standardizzate previste nell'Allegato C alla deliberazione 87/2016 (c.d. Versione 2.1)	45
5.4	Considerazioni in merito all'utilizzo della PLC Banda C per la chain 2 e relative prestazioni	46
6	**Analisi dei benefici attesi dalla messa in servizio del sistema di smart metering 2G**	**49**
6.1	Impatti su clienti	51
6.2	Impatti su venditori e altri operatori	52
6.3	Impatti su pianificazione ed esercizio del servizio di distribuzione	53
6.4	Impatti sul servizio di misura	54
7	**Piano di installazione dei contatori e razionali alla base delle scelte effettuate**	**57**
7.1	Descrizione del piano di installazione	59
7.2	Pianificazione annua delle consistenze di concentratori e sistema centrale	61
7.3	Spiegazione delle scelte effettuate relativamente alla definizione dei volumi dei misuratori durante la fase massiva, con particolare evidenza dell'efficacia e dell'efficienza di tali scelte, inclusa la scelta tra installazione massiva e installazione in posa singola	61
7.4	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	65
8	**Descrizione del processo di installazione/sostituzione e rapporti con clienti e stakeholder**	**67**
8.1	Descrizione del processo e focus sull'attività di sostituzione	69
8.2	Servizi dedicati al pubblico – comunicazione del piano e customer care	72
8.3	Gestione dei rapporti con stakeholder e campagne di comunicazione ad hoc	75
9	**Stima delle spese associate al piano di installazione di CE 2G nel periodo 2017-2031**	**81**
9.1	Stima delle spese annue previste per il sistema di smart metering 2G (a prezzi correnti)	83
9.2	Stima delle spese di capitale unitarie annue per misuratore 2G di prima messa in servizio (a prezzi correnti)	83
9.3	Ipotesi assunte per l'inflazione	84
10	**Appendice A**	**85**
10.1	Integrazioni e modifiche apportate al Piano di Messa in Servizio del sistema di smart metering 2G di E-distribuzione (PMS2) pubblicato il 2 dicembre 2016	87

Introduzione al Piano di Messa in Servizio



1.1 Premessa

La misura dell'energia rappresenta una delle attività fondamentali alla base del corretto funzionamento del sistema elettrico.

La disponibilità di dati granulari, tempestivi e accurati consente a tutti i soggetti interessati al processo della misura (distributori, venditori, grossisti, produttori, clienti finali e *prosumer*) di controllare e gestire in maniera efficiente i flussi energetici e di avere a disposizione in tempi congrui tutti gli elementi necessari per perseguire le rispettive finalità.

Il servizio di misura dell'energia elettrica dalla sua nascita è rimasto pressoché invariato per diversi decenni e ha registrato solo negli ultimi anni un'evoluzione tecnologica di rilievo; in particolare a partire dai primi anni 2000 hanno preso il via alcuni esempi di diffusione significativa di sistemi evoluti di gestione della misura elettrica.

In Europa solo a partire dal 2009 si registrano le prime raccomandazioni della Commissione Europea con la Direttiva 2009/72/CE, atte a favorire la diffusione di sistemi di misura innovativi in sostituzione di quelli di tipo tradizionale. Tali previsioni, non obbligatorie, sono state emanate con la finalità di favorire una maggiore diffusione di nuovi servizi di efficienza energetica, oltre che di facilitare l'adozione di contatori innovativi, controllabili e gestibili da remoto che consentano non solo di rilevare in automatico le misure di energia, ma anche di effettuare operazioni tecniche e commerciali in modo più efficiente ed efficace senza la necessità di interventi di personale sul campo.

Nel panorama europeo e mondiale, l'Italia ha assunto un ruolo guida tra i pochi Paesi pionieri che hanno effettuato la scelta di diffondere su larga scala sistemi di misurazione intelligente.

Infatti, a partire dal 2001, ben prima rispetto alle raccomandazioni contenute nella Direttiva 2009/72/CE di cui sopra, E-distribuzione (allora Enel Distribuzione) ha deciso di avviare la sostituzione massiva di tutto il parco contatori tradizionali con una nuova generazione di contatori intelligenti in grado di essere teleletti e telegestiti da remoto.

Tale scelta ha reso possibile il conseguimento per il sistema elettrico nazionale di rilevanti efficienze, riflesse nella riduzione delle tariffe di distribuzione e misura, e al contempo di trasformare in maniera decisiva il processo di disponibilità di dati e dei servizi da remoto a vantaggio dell'allora nascente apertura del mercato. Tale trasformazione ha inoltre consentito di aumentare la qualità e l'efficacia generale del servizio a favore dei clienti finali, grazie alla disponibilità, fino a quel momento tecnicamente impossibile da perseguire se non a costi ingenti, di dati di misura mensili e per fasce orarie per tutti i clienti finali.

Alla luce di tale esperienza, arrivati al traguardo del raggiungimento della vita utile dei contatori digitali installati nei primi anni 2000 nel rispetto delle normative e della regolazione di settore evolutesi negli ultimi anni, oltre che delle crescenti necessità del sistema elettrico in riferimento alle tematiche di efficienza energetica e di diffusione di nuove modalità di produzione di energia più sostenibili, E-distribuzione ha deciso pertanto di avviare un nuovo piano di sostituzione di tutto il parco misuratori installato presso i clienti e i produttori connessi alle sue reti. Tale piano è stato sviluppato con 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.

Il Piano di Messa in Servizio del Contatore di Seconda generazione (2G) di E-distribuzione (di seguito PMS2) presentato in questo documento risponde pertanto alle esigenze sopra riportate e costituisce la base per consentire al sistema elettrico italiano di effettuare un nuovo salto di qualità nel campo della misura, mantenendo la posizione di leadership tecnologica e di processo che lo ha contraddistinto finora nel panorama internazionale.

Il piano in oggetto costituisce un aggiornamento della versione precedentemente pubblicata da E-distribuzione il 2 dicembre scorso e tiene conto delle condizioni specifiche di approvazione del piano fissate dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico con delibera 222/2017/R/eel.

In particolare il piano è stato integrato e modificato per tener conto degli esiti del processo di consultazione pubblica, conclusosi con una prima serie di integrazioni presentate da E-distribuzione lo scorso 24 gennaio, e degli impegni aggiuntivi assunti da E-distribuzione a tutela dei clienti finali e dell'efficienza del servizio conseguenti all'attività istruttoria svolta dagli Uffici dell'Autorità.

Per semplicità e facilità di lettura la sintesi delle principali modifiche e integrazioni apportate al piano è stata riportata nell'Appendice A allegata al presente documento.

1.2 Obiettivi dell'investimento proposto

1.2.1. Il Piano di Messa in Servizio del Contatore di Seconda generazione (2G) di E-distribuzione – PMS2

Il PMS2 di E-distribuzione è stato predisposto in coerenza con i principi esposti dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito AEEGSI) relativi alla trasparenza delle scelte di investimento degli operatori regolati e dà evidenza delle motivazioni alla base dell'investimento, degli output prodotti dallo stesso in termini di miglioramento delle *performance* attese e degli ingenti benefici per l'intero sistema elettrico correlati a tale innovazione nel servizio di misura.
E-distribuzione intende avviare un piano di installazione massivo dei contatori di nuova generazione CE 2G che prevede la sostituzione dell'intero parco di contatori attivi, che allo stato attuale ammonta a circa 31,9 milioni di contatori. Oltre al suddetto piano di sostituzione verranno effettuati interventi di installazione di misuratori di gestione utenza, che rispondono alle richieste della clientela (per esempio, nuove connessioni, aumenti di potenza ecc.).
Al fine di dare una rappresentazione completa, il piano complessivo riguarda un periodo di 15 anni come richiesto dalla deliberazione AEEGSI 646/2016/R/eel, dove gli ultimi anni rappresentano esclusivamente la fase di regime con installazioni legate alle dinamiche della clientela e alle richieste commerciali.
Tra le condizioni di cui si è tenuto conto per la redazione del PMS2, e che saranno dettagliate nei seguenti capitoli, se ne evidenziano alcune di base che dimostrano le peculiarità e l'importanza che il piano presentato ha sull'intero sistema elettrico nazionale oltre che come riferimento a livello internazionale.

- **Volumi**: con oltre 31,9 milioni di punti di misura di clienti, produttori e *prosumer*, E-distribuzione gestisce circa l'85% di tutti i misuratori del Paese; a livello internazionale non esiste un parco di misuratori intelligenti in esercizio di tale dimensione gestito da un unico operatore, neanche con riferimento all'avanzamento dei piani di installazione tuttora in corso in Europa.
- **Esperienza**: la conoscenza sul campo derivante dalla precedente campagna di installazione massiva e dalla gestione negli ultimi 15 anni di un sistema di misura di grande complessità ed estensione ha consentito a E-distribuzione di predisporre un piano che supera le criticità registrate da *first mover* e di prevedere in maniera più accurata le azioni più adeguate a fronteggiare le possibili evoluzioni future (*future proof process*).
- **Innovazione a servizio del sistema**: la conferma della volontà di intraprendere un cammino innovativo per il miglioramento del servizio, congiuntamente a un quadro normativo-regolatorio virtuoso e abilitante, consente di andare anche al di là degli obblighi di base connessi al pubblico servizio erogato. In particolare, l'utilizzo di molte innovazioni di processo adottate nel piano di sostituzione consente di massimizzare il tempestivo estrinsecarsi dei benefici ottenibili da una pronta disponibilità di un parco misuratori rinnovato, omogeneo territorialmente e integrato con tutti gli altri sistemi di gestione della rete. In particolare, il nuovo contatore si pone come componente essenziale del nuovo paradigma energetico abilitato dalle reti intelligenti, in associazione a tutte le innovazioni tecnologiche e di processo alla base degli sviluppi attuali e futuri.

Come più volte evidenziato dalla stessa AEEGSI, il nuovo sistema, costituito dai contatori di seconda generazione e da un Sistema centrale di gestione della misura profondamente rinnovato, presenta funzionalità e prestazioni tecnologicamente avanzate tali da costituire una discontinuità tecnologica forte rispetto a quanto correntemente in uso.
Il nuovo sistema di misura renderà infatti possibile un'evoluzione probabilmente epocale del sistema elettrico grazie anche all'introduzione di nuovi servizi e alla possibilità di realizzare importanti efficientamenti nei processi di tutta la filiera elettrica.
I nuovi contatori apriranno la strada a un cambio di modello nel sistema elettrico verso nuove frontiere,

alcune delle quali non ancora del tutto esplorate, che consentiranno soprattutto agli attori diversi dai distributori di poter beneficiare di importanti vantaggi sia tecnici che economici, vantaggi che dispiegheranno tutto il loro potenziale al crescere del numero dei contatori 2G installati. A riguardo preme ribadire come le particolari e innovative scelte tecnologiche adottate consentiranno di avere un approccio contraddistinto dalla massima apertura, grazie alla quale si potrà garantire che le nuove funzionalità 2G richieste dalla deliberazione AEEGSI 87/2016/R/eel saranno disponibili in maniera immediata e crescente man mano che i contatori saranno installati, e non solo al raggiungimento di particolari soglie significative di contatori in campo.

Tale potenzialità tecnologica è resa possibile anche da un'accurata progettazione del processo di sostituzione, disegnato in modo tale da non far registrare peggioramenti nelle *performance* contemporaneamente sia per i contatori 1G via via in riduzione che per i nuovi contatori installati. Inoltre, sarà possibile fruire fin da subito della maggiore profondità e tempestiva disponibilità di dati, che saranno messi a disposizione del mercato e dei clienti finali con le modalità definite dalla regolazione.

I benefici si dispiegheranno in maniera direttamente proporzionale alla velocità di avanzamento del piano di installazione, piano definito nel rispetto di logiche di efficienza e tempestività. I principali effetti positivi, meglio dettagliati nei successivi paragrafi, sono realizzabili sin da subito e sono riferiti alla possibilità di:

- fruire dei dati di misura in *near real time*, beneficio che va nella direzione di accrescere la consapevolezza del cliente circa il suo comportamento di consumo. Infatti, la conoscenza da parte del consumatore della propria *energy footprint* evolve il ruolo dello stesso da soggetto passivo a parte attiva della filiera energetica, in grado di scegliere proattivamente il fornitore e le modalità di fruizione dell'energia e, in un futuro prossimo, anche di influenzare dinamicamente il sistema attraverso lo svilupparsi della *demand side response*;
- migliorare le *performance* del processo di fatturazione, che minimizzerà ancora di più, rispetto a quanto ottenuto col contatore intelligente 1G, il ricorso ai conguagli e che consentirà altresì di ridurre i tempi per la regolazione e la liquidazione delle diverse partite economiche di sistema e di mercato, attraverso un avvicinamento al momento del prelievo "fisico" dalla rete;
- introdurre nuovi strumenti di contrasto alla morosità oltre che aumentare l'efficacia delle misure già oggi previste per prevenire e contenere tale indesiderato fenomeno;
- facilitare una maggiore programmabilità dei volumi in prelievo e in immissione da parte degli utenti del dispacciamento e del gestore della rete di trasmissione;
- rivedere il processo del *settlement* con la disponibilità dei dati orari per tutta la clientela e la possibilità per i venditori di trasferire dei segnali di prezzo orari basati su dati reali e non su profilazioni convenzionali;
- 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 offerti da soggetti delegati dal cliente finale (venditori, ESCO, aggregatori);
- migliorare la gestione della rete elettrica attraverso la disponibilità di dati capillari sulle diverse grandezze elettriche misurate, con il miglioramento delle *performance* anche in termini di pronta disponibilità dei dati e l'ottimizzazione dei processi che portano alla messa a disposizione dei dati alle terze parti.

Da tale elenco si evidenzia come la maggior parte dei benefici indotti dal nuovo sistema di misura sia di grande rilievo e conseguibili da attori diversi dal distributore, e che la loro seppur complessa quantificazione può dimostrare che i costi connessi alla diffusione di un sistema di misura di seconda generazione (in confronto a quelli di un sistema 1G) sono ampiamente ripagati da uno scenario in cui il sistema elettrico è dotato di tutti gli strumenti (dati di misura *in primis*) per diventare più trasparente, efficiente e dinamico.

1.3 Quadro normativo e regolatorio

1.3.1. Quadro normativo europeo

Il contatore di energia elettrica svolge una funzione centrale e insostituibile nel sistema elettrico. Le misure registrate dal contatore presso il cliente finale, dopo essere state validate dall'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, per i clienti domestici e per alcune tipologie di clienti non domestici, grazie al limitatore di potenza di cui è dotato, il misuratore può anche essere utilizzato per la gestione contrattuale. Infine, in combinazione con appositi dispositivi, il contatore 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.

Per questo, proseguendo nel solco già ben tracciato dall'ordinamento comunitario – e in particolare dalla Direttiva 2009/72/CE (Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica) – le recenti direttive europee in materia di efficienza energetica hanno dato ulteriore impulso allo sviluppo dei sistemi di *smart metering*, per le importanti ricadute che l'utilizzo di contatori intelligenti può avere sul risparmio energetico. In particolare, la Direttiva 27/2012/UE contiene una definizione di "sistema di misurazione intelligente" (*smart metering system*) e diverse previsioni normative per gli Stati membri in tema di *smart metering.*

Intensa è stata 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 pubblicato delle proprie raccomandazioni "sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti[1]" (di seguito richiamate come Raccomandazione 2012/148/UE) e successivamente nel 2014 ha pubblicato un rapporto sullo stato di implementazione dello *smart metering* nell'Unione (di seguito: Rapporto di *Benchmarking* 356/2014), nel quale si analizzano 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 a seguito del risultato positivo dell'analisi costi/benefici prevista dall'Allegato 1 alla Direttiva 2009/72/CE.

Attualmente sono installati, o saranno installati, misuratori telegestiti, entro il 2020, in sedici Stati membri dell'Unione Europea: Austria, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Olanda, Polonia, Regno Unito, Romania, Spagna, Svezia. Il Rapporto di *Benchmarking* 356/2014 ha posto in evidenza che il sistema di *smart metering* "di prima generazione" (di seguito "1G"), attualmente operante in Italia, oltre a evidenziare il più vantaggioso rapporto costi/benefici, soddisfa tutti i dieci requisiti funzionali minimi, con alcune limitazioni per il solo requisito funzionale "*b. aggiornamento dei dati di lettura …con sufficiente frequenza per consentire di risparmiare energia grazie a tali informazioni*".

Per quanto riguarda la normativa tecnica, recentemente, 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.

1.3.2. Quadro normativo e regolatorio nazionale

Da diversi anni, in Italia sono in funzione misuratori te-

1 "Sistema di misurazione intelligente": 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 (articolo 2, paragrafo 1, della Direttiva 27/2012/UE).

legestiti 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.
Il processo di installazione su larga scala dei misuratori elettronici è stato avviato dal 2001 per iniziativa di Enel Distribuzione (oggi E-distribuzione), ma i requisiti funzionali di dettaglio per i contatori telegestiti 1G sono stati definiti dall'AEEGSI con la deliberazione 292 del 2006 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione 292/06).
Tale deliberazione fondava 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 contatori telegestiti, in relazione alle caratteristiche dell'utenza.
Un impulso decisivo allo sviluppo dei sistemi di *smart metering* 2G è pervenuto dal D.Lgs. 102/2014, che ha recepito in Italia la Direttiva per l'efficienza energetica 27/2012/CE.
In tema di misuratori di seconda generazione (di seguito anche richiamata come "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 contatori 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, predispone 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 contatori e degli obblighi imposti agli operatori di mercato;
b. sia garantita la sicurezza dei contatori, 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 contatori 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 contatore 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."

Nel "Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-18", l'AEEGSI aveva già evidenziato la centralità dell'attività di misura nel contesto dell'evoluzione del mercato *retail*, mettendo in particolare l'accento sulla importanza che l'accesso non discriminatorio ai dati e alle informazioni sui consumi energetici da parte dei diversi soggetti interessati riveste per l'evoluzione del mercato *retail*:
"in primo luogo, per i consumatori la possibilità di avere informazioni dettagliate sui propri prelievi rappresenta un requisito indispensabile sia per una partecipazione più attiva e consapevole al mercato, sia per stimolare cambiamenti comportamentali/gestionali e investimenti in direzione di un uso più razionale ed efficiente dell'energia, aumentando la reattività ai segnali di prezzo e, più in generale, agli stimoli, anche non di prezzo, all'ottimizzazione dei consumi. In secondo luogo, un accesso non discriminatorio alle informazioni e ai dati di prelievo dei consumatori da parte di terzi (per esempio, venditori, ESCO, aggregatori), è condizione indispensabile per uno sviluppo competitivo del mer-

cato dei servizi per l'efficienza energetica e la gestione attiva della domanda, ferma restando la necessità di garantire adeguate tutele della privacy e la sicurezza di tali dati".

Dando seguito alle prescrizioni del D.Lgs. 102/2014, l'AEEGSI ha quindi predisposto – dopo un articolato e approfondito processo di consultazione e condivisione con gli *stakeholder* – le specifiche funzionali abilitanti i sistemi di misurazione "intelligenti" di seconda generazione, definendo anche i livelli di *performance* attesi, attraverso la deliberazione 87/2016/R/eel pubblicata l'8 marzo 2016.

In relazione alla normativa relativa alla tematica dei controlli metrologici si evidenzia quanto segue.

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, ha definito i criteri per la "verificazione periodica" dei contatori di energia elettrica. Tale verifica è obbligatoria per poter mantenere in servizio il misuratore; in alternativa lo stesso deve essere sostituito. Per i contatori elettronici di bassa tensione MID la verifica periodica deve avvenire ogni 15 anni a cura di un laboratorio terzo accreditato secondo la normativa europea di settore. Il costo di tale verifica è nel caso dei contatori BT di E-distribuzione ben superiore al costo di sostituzione dello stesso con un contatore nuovo e, di fatto, determina la convenienza di sostituire i contatori allo scadere del quindicesimo anno dall'installazione.

1.3.3. Aggiornamenti del quadro regolatorio

Con la delibera 222/2017/R/eel del 7 aprile 2017 l'AEEGSI, a conclusione dell'iter istruttorio svolto secondo il percorso abbreviato (c.d. *fast track*) previsto dalla delibera 646/2016/R/eel, ha approvato il piano predisposto da E-distribuzione di messa in servizio dello *smart metering* di seconda generazione (2G) con riferimento al quindicennio 2017-2031, fissandone la data di avvio al 1° gennaio 2017.

La delibera 222/2017/R/eel tiene conto degli esiti del processo di consultazione pubblica del piano di E-distribuzione avviatosi lo scorso 2 dicembre 2016 e conclusosi con l'integrazione di E-distribuzione del proprio piano dello scorso 24 gennaio a valle del seminario pubblico del 20 gennaio, nonché dell'ulteriore attività istruttoria degli uffici dell'Autorità e in esito alla quale l'Autorità, preso atto degli impegni aggiuntivi assunti da E-distribuzione, ha ritenuto opportuno individuare alcune condizioni specifiche associate all'approvazione del piano a tutela dei clienti finali e dell'efficienza del servizio.

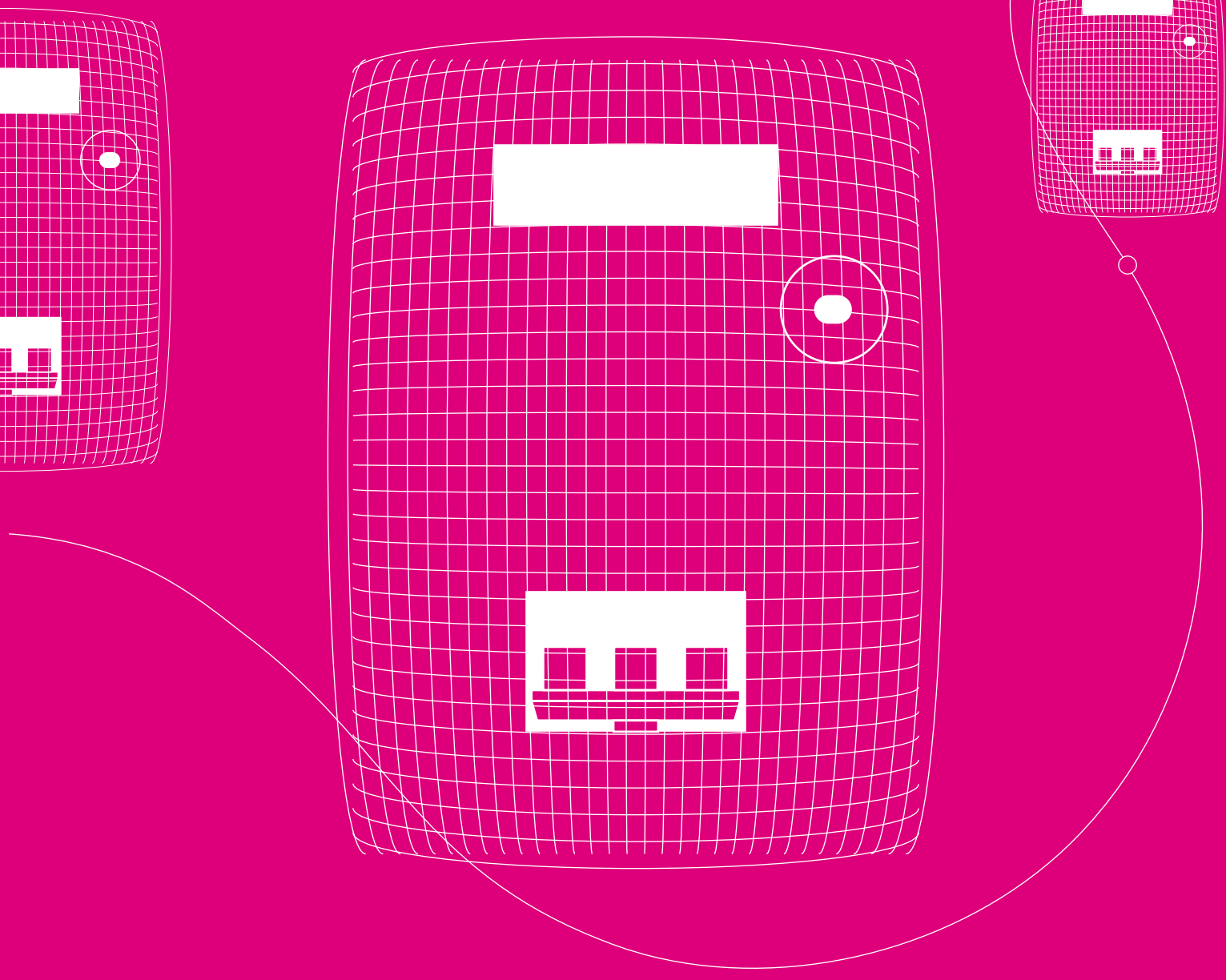
Con la successiva delibera 229/2017/R/eel l'AEEGSI ha definito la configurazione di default dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione per la loro messa in servizio e gli obblighi di comunicazione ai clienti finali.

Inoltre, con la delibera 248/2017/R/eel l'AEEGSI ha definito 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.

Infine, con la deliberazione 289/2017/R/eel l'AEEGSI ha avviato un procedimento per valutare eventuali future evoluzioni delle caratteristiche funzionali dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione 2G.

Acronimi e Termini chiave	Descrizione
ADL	Sistema di E-distribuzione per l'assegnazione dei lavori alle squadre di operai E-distribuzione
AEEGSI	Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
BT	Bassa Tensione
CE	Contatore Elettronico
CE 1G	Contatore Elettronico di prima generazione
CE 2G	Contatore Elettronico di seconda generazione
MT	Media Tensione
CBT / LVC	Concentratore bassa tensione
CFT	"Comune o Frazione Tecnica", codice per l'individuazione del Comune o della Frazione Tecnica (porzione di Comune di maggiori dimensioni)
Deliberazione 87/2016	Deliberazione 87/2016/R/eel dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico relativa alle "Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione"
LVM	*Low Voltage Manager*. Concentratore di nuova tecnologia per la Telegestione dei clienti di Bassa Tensione, utilizzato all'interno di cabine elettriche MT/BT. Costituisce il nodo principale (*gateway*) per la comunicazione tra i contatori, sottesi alla stessa rete alimentata dal Trasformatore BT della cabina secondaria in cui il concentratore è installato, e il sistema centrale
PDS	Piano di Sostituzione del contatore elettronico
POD	"*Point Of Delivery*", 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] composta da: - 2 lettere per il codice Paese ("IT" per Italia) - 3 cifre per il codice Distributore (un progressivo numerico assegnato da Terna che può andare dallo "001", associato a E-distribuzione, al numero "850", non ancora assegnato. Con esso viene garantita l'univocità del Distributore) - 1 lettera per il codice della tipologia di servizio ("E" per l'energia elettrica) - 8 cifre, preferibilmente progressive, per garantire l'univocità del punto di consegna - [1 carattere opzionale utilizzabile come chiave di controllo (in E-distribuzione si è scelto di usare caratteri alfabetici "A, B, C…" che identificano, per esempio, singole sezioni componenti un impianto di produzione connesso alla rete)]
RdL	Richiesta di Lavoro
Terna	Società che gestisce in concessione la rete di trasmissione nazionale
Trader/Venditore	Il soggetto che esercita l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti finali

Presentazione della società “E-distribuzione SpA”



2.1 Chi siamo e cosa facciamo

E-distribuzione è stata costituita il 31 maggio 1999 (con la denominazione Enel Distribuzione SpA), in attuazione delle previsioni del Decreto Bersani (art. 13 del D.Lgs. 79/1999).

Enel SpA in data 1° ottobre 1999, dopo aver costituito Enel Distribuzione, ha conferito alla stessa, come disposto dall'art. 13 sopracitato, il ramo d'azienda relativo alle attività di distribuzione e vendita di energia elettrica ai clienti vincolati.

Enel Distribuzione ha operato nell'ambito della distribuzione e vendita di energia elettrica ai clienti vincolati fino al 31 dicembre 2007.

Nell'ambito del completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia, in attuazione della Legge 125 del 2007, è stata costituita Enel Servizio Elettrico SpA che dal 1° gennaio 2008 svolge l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti facenti parti del mercato di maggior tutela e a cui Enel Distribuzione ha trasferito, mediante scissione, il ramo d'azienda relativo alle attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti finali.

Dal 30 giugno 2016 Enel Distribuzione, in attuazione delle modifiche introdotte dalla deliberazione 296/2015/R/eel dell'AEEGSI, in merito alle politiche di comunicazione delle imprese verticalmente integrate operanti nel settore dell'energia elettrica e il gas, ha cambiato la propria denominazione sociale in "E-distribuzione SpA".

E-distribuzione, titolare della concessione di distribuzione rilasciata dal MISE con scadenza 31 dicembre 2030, svolge il "servizio di distribuzione dell'energia elettrica" nel rispetto della regolazione emanata dall'AEEGSI nei circa 7.500 comuni italiani ricompresi nella stessa concessione.

Fanno parte del "servizio di distribuzione di energia elettrica":

- il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica nelle reti di media e bassa tensione;
- la gestione delle reti di distribuzione, l'esercizio degli impianti, la programmazione, l'individuazione e la realizzazione degli interventi di sviluppo e di manutenzione.

In particolare, l'attività di distribuzione di energia elettrica comprende le prestazioni e le responsabilità inerenti ai servizi di:

- connessione, che consiste nel collegamento di clienti e produttori alla rete di distribuzione;
- trasporto, che consiste nel trasporto dell'energia elettrica prelevata e immessa da altre reti, e dai clienti e produttori direttamente connessi alla propria rete, con le caratteristiche previste (per esempio, potenza e tensione);
- misura, che consiste nell'installazione e manutenzione dei misuratori, nella rilevazione, registrazione e validazione delle misure nonché nella messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica ai soggetti interessati.

Tali attività, nel rispetto della concessione e delle deliberazioni emanate dall'AEEGSI, prevedono un obbligo di servizio pubblico e un obbligo di servizio universale, al fine di offrire pari condizioni di accesso al servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Inoltre, E-distribuzione SpA, essendo parte di una società verticalmente integrata (Enel SpA) ha adottato nel corso del 2009 le prescrizioni previste dalla normativa in materia di separazione funzionale (normativa *unbundling*).

Pertanto, nel rispetto dei principi di economicità e redditività e della riservatezza dei dati aziendali di cui alla normativa *unbundling*, E-distribuzione persegue le finalità di promuovere la concorrenza, l'efficacia e adeguati livelli di qualità nell'erogazione dei servizi garantendo:

- la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico;
- la riservatezza e la protezione delle informazioni commercialmente sensibili;
- l'inesistenza di trasferimenti incrociati di risorse tra le società dei diversi segmenti della filiera.

E-distribuzione, nello svolgimento delle sue attività, persegue l'obiettivo dell'eccellenza operativa, ponendo la massima attenzione alla sicurezza delle persone.

E-distribuzione opera nel rispetto dell'ambiente utilizzando e ricercando tecnologie innovative finalizzate a un miglioramento continuo della qualità del servizio offerta ai propri clienti.

2.1.1. Dati caratteristici della presenza territoriale di E-distribuzione

E-distribuzione opera in oltre 7.500 comuni italiani, con una presenza diffusa in tutte le regioni, a esclusione della Valle d'Aosta e del Trentino Alto Adige e di alcune città quali, per esempio, Roma, Milano, Torino, Trieste, Verona, Parma.

La struttura organizzativa territoriale della Società che quotidianamente, senza alcuna interruzione, garantisce le attività operative della distribuzione elettrica è costituita da 11 Distribuzioni Territoriali Rete (DTR) aggregate in 3 Macro Aree Territoriali:

- Nord: comprendente la DTR Piemonte e Liguria (PIL), la DTR Lombardia (LOM), la DTR Triveneto (TRI) e la DTR Emilia Romagna e Marche (ERM);
- Centro: comprendente la DTR Toscana e Umbria, la DTR Lazio, Abruzzo e Molise, la DTR Sardegna e la DTR Campania;
- Sud: comprendente la DTR Puglia e Basilicata, la DTR Calabria e la DTR Sicilia.

Nell'ambito delle unità organizzative della Distribuzione Territoriale della Rete, oltre alle unità tecnico-commerciali centralizzate a livello regionale/pluriregionale, operano 77 Zone (con un ambito provinciale o pluriprovinciale) dalle quali dipendono 297 Unità Operative.

Alcuni dati gestionali della rete in esercizio

Totale linee di distribuzione di energia elettrica
km 1.145.352



Linee di bassa tensione **km 792.651**

Linee di media tensione **km 352.688**

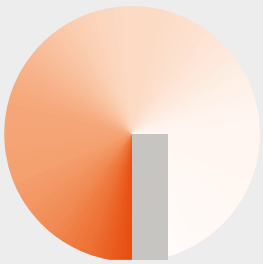
Linee di alta tensione **km 13**



Cabine primarie AT/MT **n. 2.195**

Cabine secondarie MT/BT **n. 442.418**

Impianti di produzione da fonte rinnovabile allacciati alla rete di distribuzione (solo 2016) **n. 40.000**



Energia distribuita ai clienti finali **TWh 223,5**



Numero medio annuo delle interruzioni brevi e lunghe per cliente BT (incluse cause esterne) **n./anno 3,53**



Durata media cumulata annua delle interruzioni per cliente BT (comprese cause esterne) **minuti/anno 43,7**



Dipendenti al 31.12.2016 **n. 16.383**

2.2 Aree di eccellenza e obiettivi

2.2.1. Eccellenza operativa

L'ottimizzazione economicamente sostenibile dei processi aziendali, la salvaguardia dell'ambiente, della sicurezza e salute dei lavoratori e la razionalizzazione del consumo energetico sono tra gli obiettivi di E-distribuzione.

E-distribuzione valorizza e arricchisce il proprio patrimonio di esperienze e conoscenze attraverso la formazione continua del suo personale e la disponibilità delle informazioni.

2.2.2. Sicurezza

I rischi per la salute e la sicurezza connessi ai processi lavorativi sono valutati continuamente dalla Società che persegue il raggiungimento dell'obiettivo "Zero infortuni". E-distribuzione è infatti impegnata a promuovere attraverso programmi e metodi avanzati a ogni livello (del suo personale, delle imprese appaltatrici e di terzi) il senso di responsabilità verso la sicurezza e la salute sul lavoro.

Vengono inoltre favoriti interventi di valorizzazione dell'ambiente e di tutela della sicurezza e salute dei lavoratori, in collaborazione con le autorità e con gli organismi qualificati.

2.2.3. Rispetto per l'ambiente

Costantemente consapevole e attenta alla tutela dell'ambiente, con l'attuazione di un sistema di gestione ambientale certificato conforme alla norma UNI EN ISO 14001 sin dal 2004, E-distribuzione è impegnata nell'adozione di una politica orientata al miglioramento continuo delle proprie prestazioni ambientali.

La società effettua studi di impatto ambientale per tutti i progetti da realizzarsi, in conformità alle normative della legislazione nazionale e in accordo con le autorità locali. Il monitoraggio e il controllo degli aspetti interferenti con l'ambiente sono infatti garantiti nelle fasi di progettazione, realizzazione, esercizio e manutenzione della rete elettrica di distribuzione.

E-distribuzione cura, inoltre, la formazione e la sensibilizzazione dei dipendenti, la promozione di pratiche ambientali sostenibili presso i fornitori e gli appaltatori, nonché le attività di informazione dei cittadini e delle istituzioni sulla gestione ambientale.

La nostra organizzazione è impegnata anche sul tema della biodiversità, con l'attuazione di progetti e accordi con enti locali e organismi nazionali e internazionali. Tali progetti prevedono azioni di stabilizzazione, ripopolamento e monitoraggio di specie animali minacciate.

2.2.4. Efficienza energetica

La promozione dell'efficienza energetica rappresenta in Italia una priorità della strategia energetica nazionale e si inserisce nel quadro delle politiche europee in tema di lotta ai cambiamenti climatici, al pari degli obiettivi stabiliti per l'aumento della capacità di produzione di energia da fonti rinnovabili e alla contemporanea riduzione delle emissioni a effetto serra.

Oltre a svolgere quotidianamente attività di efficientamento della propria rete di distribuzione, la società promuove la diffusione degli interventi di efficienza energetica – offrendo un contributo economico per il risparmio conseguito nei consumi finali d'energia – attraverso l'acquisto dei Certificati Bianchi che sono il principale strumento per il perseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico nazionale.

E-distribuzione, essendo la principale impresa di distribuzione di energia elettrica in Italia, ha l'obbligo di raggiungere, nell'ambito del meccanismo nazionale dei Certificati Bianchi stabilito dall'AEEGSI, circa la metà dei suddetti obiettivi.

2.2.5. Qualità del servizio di E-distribuzione

La qualità del servizio di E-distribuzione è sottoposta alla regolazione dell'AEEGSI, e in particolare alla deliberazione 646/2015/R/eel (TIQE). Di seguito si riportano gli indicatori di *performance* relativi alla qualità del servizio, tecnica e commerciale raggiunti negli ultimi 3 anni:

	2013	2014	2015
Qualità tecnica (SAIDI, minuti medi per utente)	40,7	38,9	43,7
Qualità commerciale (% livello di servizio)	99,8%	99,8%	99,8%

In aggiunta a quanto previsto dalla vigente regolazione, E-distribuzione esegue periodicamente valutazioni della soddisfazione dei clienti e degli *stakeholder*, attraverso

report periodici di monitoraggio della qualità e del grado di efficacia del servizio fornito (*customer satisfaction*), prevedendo, sulla base delle evidenze emerse da tali indagini, le opportune azioni di miglioramento.

2.2.6. Tecnologie innovative

Le più importanti iniziative e i principali progetti di innovazione e miglioramento delle reti che la società sta realizzando riguardano le *smart grid* (reti intelligenti).
Il primo e più importante passo verso la realizzazione delle reti intelligenti, che coniugano l'utilizzo di tecnologie tradizionali con soluzioni digitali innovative, è stato l'introduzione del contatore elettronico a partire dal 2001, che ha consentito l'esecuzione di letture dei contatori e di operazioni commerciali da remoto.
In aggiunta, la società ha sviluppato tecnologie innovative e pervasive per il telecontrollo della rete di Media Tensione e per l'automazione della rete elettrica, abilitando la selezione automatica dei guasti sulla rete, e migliorando sostanzialmente la qualità del servizio tecnico.
Infine, le tecnologie di *workforce management* e *asset management* hanno ulteriormente efficientato le attività operative sul campo.
L'integrazione delle tecnologie relative a contatore elettronico, telecontrollo e automazione della rete, *workforce management*, insieme allo sviluppo delle fonti rinnovabili sono gli elementi chiave delle future *smart grid*.
Le *smart grid* rendono la gestione della rete elettrica maggiormente flessibile grazie a uno scambio di informazioni più efficace e migliorano l'efficienza della rete e la qualità del servizio offerto ai clienti. Una delle applicazioni più immediate delle reti intelligenti è l'integrazione in rete delle energie rinnovabili, che contribuisce al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale fissati dall'Unione Europea, insieme al coinvolgimento del cliente e all'efficientamento energetico.

2.2.7. Certificazione dei sistemi di gestione di E-distribuzione SpA

Sistema di gestione integrato di E-distribuzione SpA

Il Sistema di Gestione Integrato per la Qualità, per la Salute e Sicurezza nei luoghi di lavoro, per l'Ambiente e l'Energia di E-distribuzione SpA è certificato in accordo alle norme internazionali:

- UNI EN ISO 9001: 2008 – Sistema di Gestione per la Qualità;
- BS OHSAS 18001:2007 – Occupational Health and Safety Assessment Series;
- UNI EN ISO 14001:2004 – Sistemi di Gestione Ambientale;
- UNI CEI EN ISO 50001:2011 – Sistemi di Gestione dell'Energia.

Lo scopo certificativo del Sistema di Gestione Integrato è applicabile alle attività di: "Progettazione, realizzazione, sviluppo, conduzione e manutenzione di reti elettriche AT, MT BT e telecontrollo; servizi commerciali relativi al trasporto di energia elettrica e alla connessione di clienti finali e produttori; servizi di misura ed elaborazione bilancio di energia elettrica; formazione e addestramento di operatori per attività di manutenzione sotto tensione di impianti elettrici in media tensione".
Si pone come obiettivo di razionalizzare e ottimizzare i processi aziendali, avendo come riferimento:

- la sicurezza degli impianti e del personale che vi opera;
- la salvaguardia dell'ambiente;
- l'efficienza energetica della rete;
- la qualità del servizio al cliente;
- i costi di erogazione del servizio;

nel rispetto di direttive strategiche aziendali, mediante:

- la definizione dei processi operativi;
- l'identificazione delle organizzazioni e competenze coinvolte e delle relative responsabilità;
- la descrizione delle modalità di interazione tra esse;
- l'individuazione di strumenti di misura, analisi e verifica dei risultati per il miglioramento continuo del processo.

Sistema di Gestione per la Qualità del contatore elettronico

Inoltre, la società a partire dal 29 giugno 2001 dispone di un Sistema di Gestione per la Qualità del contatore elettronico, gestito nell'ambito della Funzione Tecnologie di Rete.
Il Sistema di Gestione è certificato in accordo alle norme internazionali UNI EN ISO 9001: 2008 - Sistema di Gestione per la Qualità.
Lo scopo certificativo del Sistema di Gestione per la Qualità è applicabile alle attività di: "Progettazione e produzione di apparati di misura dell'energia elettrica per le reti di distribuzione e progettazione di sistemi per la telegestione".
L'implementazione del Sistema di Gestione per la Qualità garantisce:

- la trasparenza nei rapporti con i clienti (interni e

terzi) e nei rapporti tra le funzioni aziendali secondo regole codificate e accettate internazionalmente;

- l'uniformità dei comportamenti all'interno della funzione e l'efficienza dei processi;
- la ripetibilità e la costanza della qualità dei servizi erogati;
- la capacità di misurare le prestazioni dei processi verificandone le *performance* rispetto agli obiettivi definiti;
- l'adozione di piani di attività e strategie orientate al miglioramento continuo dei processi;
- il corretto inserimento di nuove risorse nell'organizzazione.

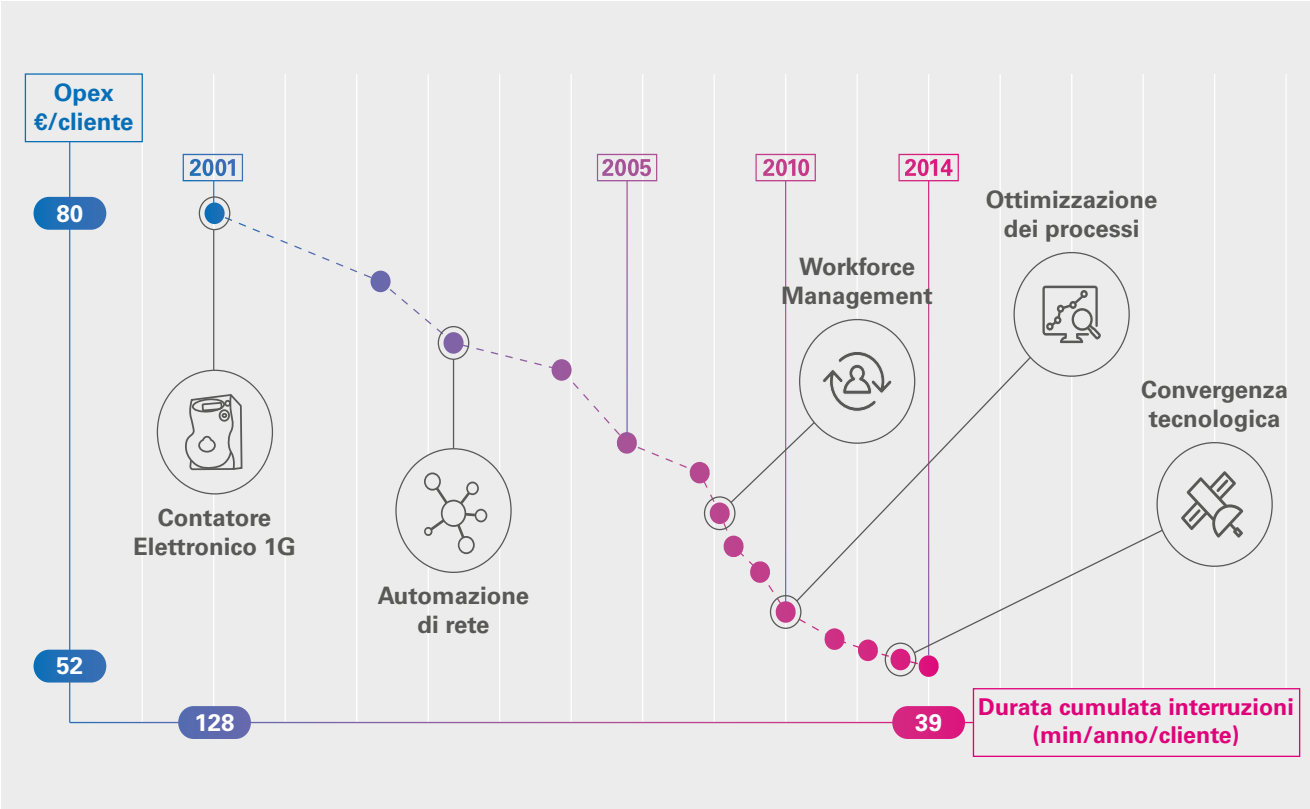
2.2.8. Alcuni punti di eccellenza: l'innovazione è parte integrante del nostro servizio

E-distribuzione è leader nell'innovazione di rete elettrica. Grazie alle innovazioni introdotte, e in particolare:

- *smart metering*;
- telecontrollo e automazione della rete elettrica;
- *workforce management*;
- ottimizzazione dei processi e convergenza tecnologica.

E-distribuzione nel periodo 2001-2014 ha ridotto la spesa operativa per singolo cliente connesso alla rete (*Opex/customer*) del 35%, migliorando nel contempo la qualità del servizio, misurata come durata delle interruzioni medie per cliente di bassa tensione, riducendo queste ultime del 70%.

Tavola sinottica dell'innovazione tecnologica introdotta da E-distribuzione sulla rete elettrica



E-distribuzione è stata da sempre pioniera nel perseguire l'innovazione continua e lo sviluppo di nuove tecnologie, conseguendo importanti efficienze e competenze distintive a beneficio dei clienti e del sistema elettrico.

E-distribuzione sta sperimentando sul campo le funzionalità e i benefici delle *Smart Grid* e delle *Smart Cities* su tutto il territorio nazionale, con numerosi progetti innovativi in cui tutte le tecnologie testate e sviluppate dalla società possono essere combinate per migliorare significativamente le *performance*, la qualità e la sostenibilità del sistema elettrico.

Tavola sinottica delle attività ad alto contenuto tecnologico sviluppate da E-distribuzione

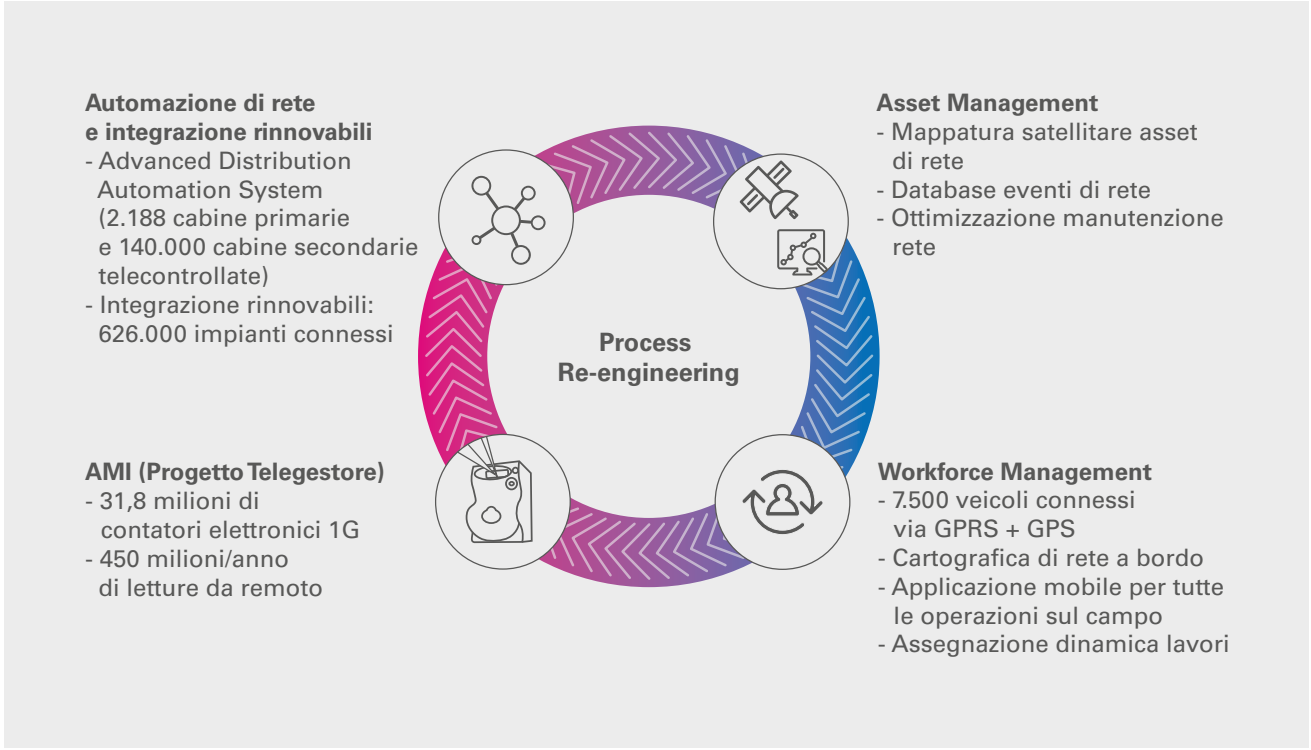
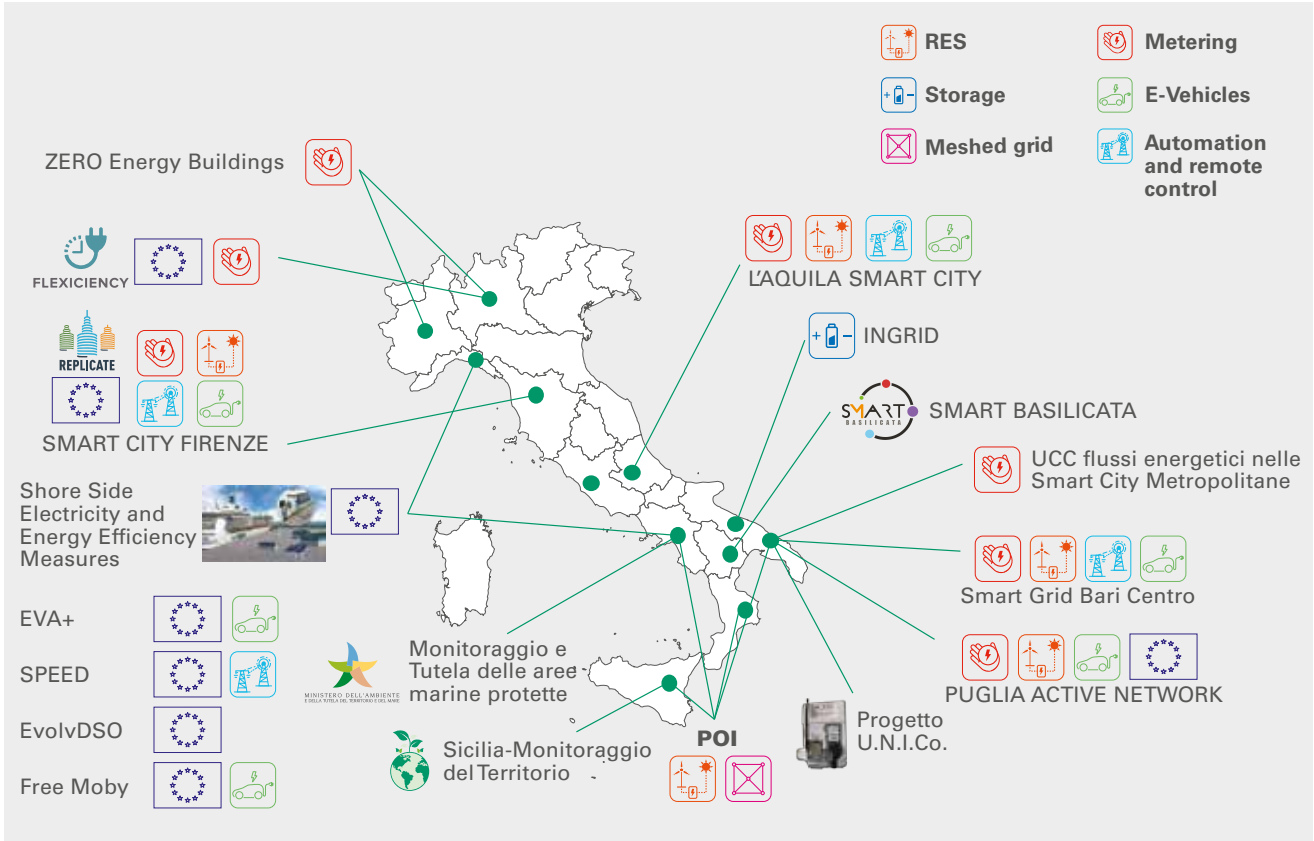
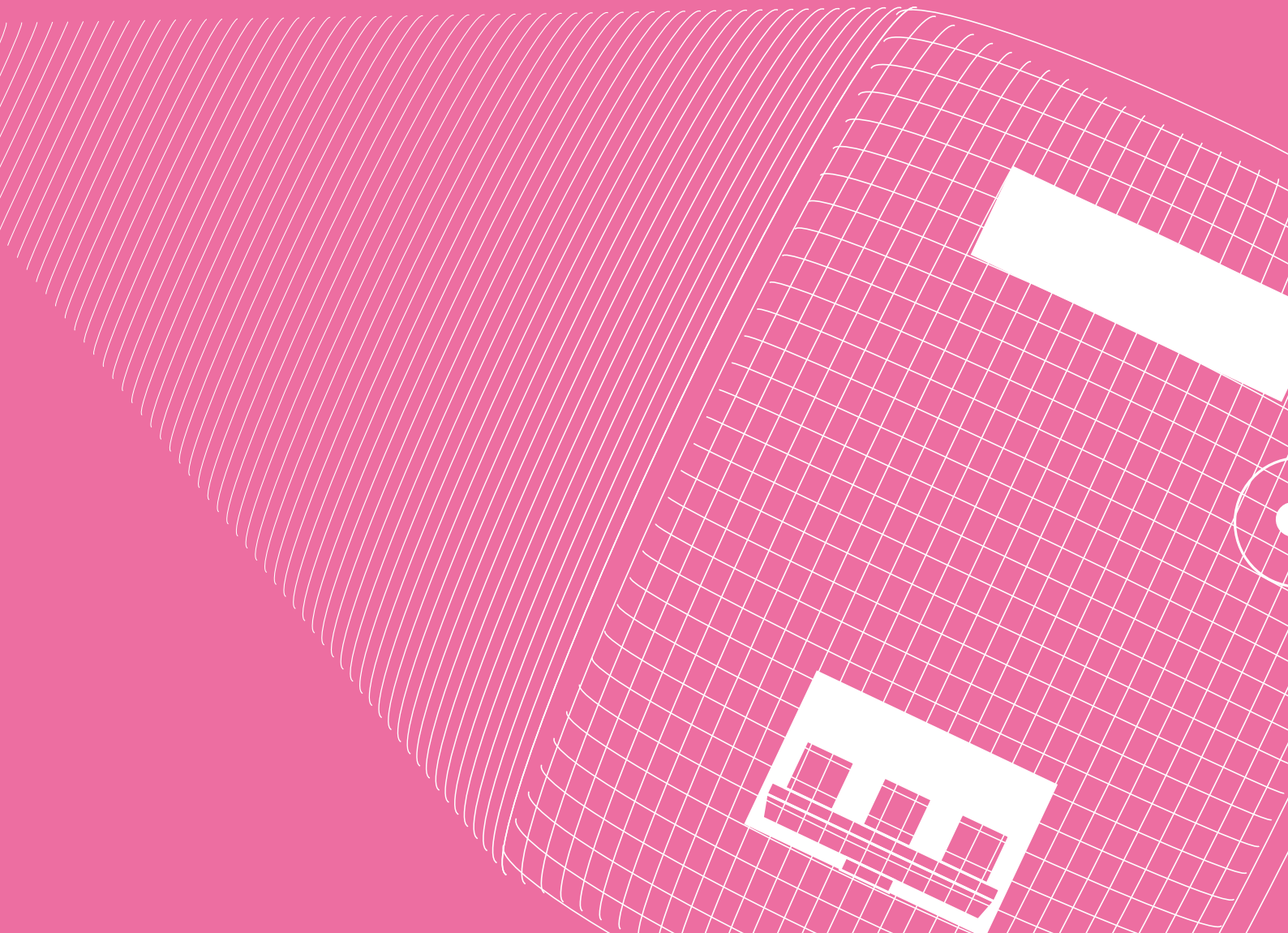


Tavola sinottica delle attività per progetti *Smart Grid* e *Smart Cities*



Servizio di misura dell’energia elettrica fornito da E-distribuzione



3.1 Parco misuratori
(con separata evidenza di monofase e trifase, elettromeccanici e 1G e dei misuratori di produzione)

I numero totale dei misuratori attivi di E-distribuzione con riferimento al livello di tensione BT è pari a **31.937.278** al 31 ottobre 2016.
Tale valore comprende sia i gruppi di misura elettromeccanici sia i contatori elettronici di prima generazione; in questi ultimi sono compresi anche i misuratori corrispondenti ai punti di produzione. In particolare le consistenze per le due tipologie suddette sono pari a:

- **139.520** contatori elettromeccanici;
- **31.797.758** contatori elettronici (inclusi contatori di produzione).

Nella tabella seguente è rappresentato il parco complessivo dei contatori attivi con separata evidenza tra contatori monofase e trifase.

Contatori attivi al 31 ottobre 2016

	Contatori elettromeccanici	Contatori elettronici di produzione	Contatori elettronici	Totale contatori
Monofase	111.140	448.148	28.030.385	28.589.673
Trifase	28.380	130.304	3.188.921	3.347.605
Totale	139.520	578.452	31.219.306	31.937.278

Il numero di utenti attivi con misuratore (corrispondente ai punti di prelievo), alla medesima data, è pari a 31.358.826.

3.2 Profilo temporale annuale di messa in servizio dei misuratori 1G

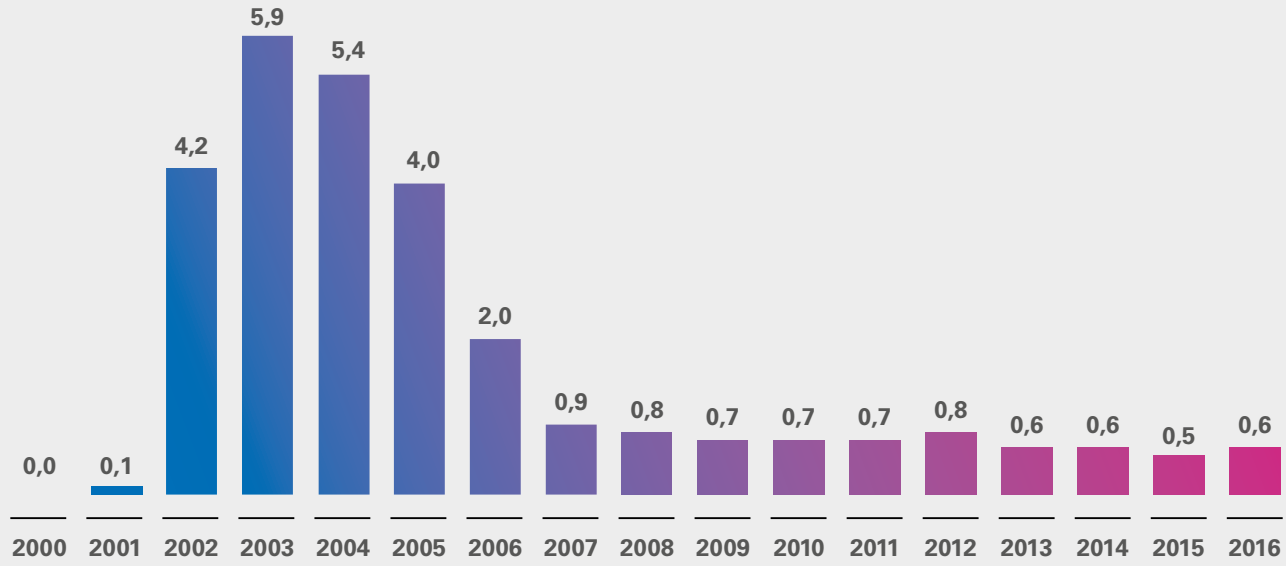
Il profilo di messa in servizio dei misuratori 1G nel periodo 2000-2016, con proiezione sino al 31 dicembre 2016, è riportato nelle seguenti tabelle e rappresentato nei grafici successivi, con riferimento ai gruppi di misura elettronici relativi a forniture attive.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
CE 1G Monofase	1.084	108.042	4.216.810	5.855.784	5.364.293	4.026.154	1.983.995	852.790	827.484
CE 1G Trifase	16	-	3	61.620	334.302	553.872	335.638	175.004	217.943

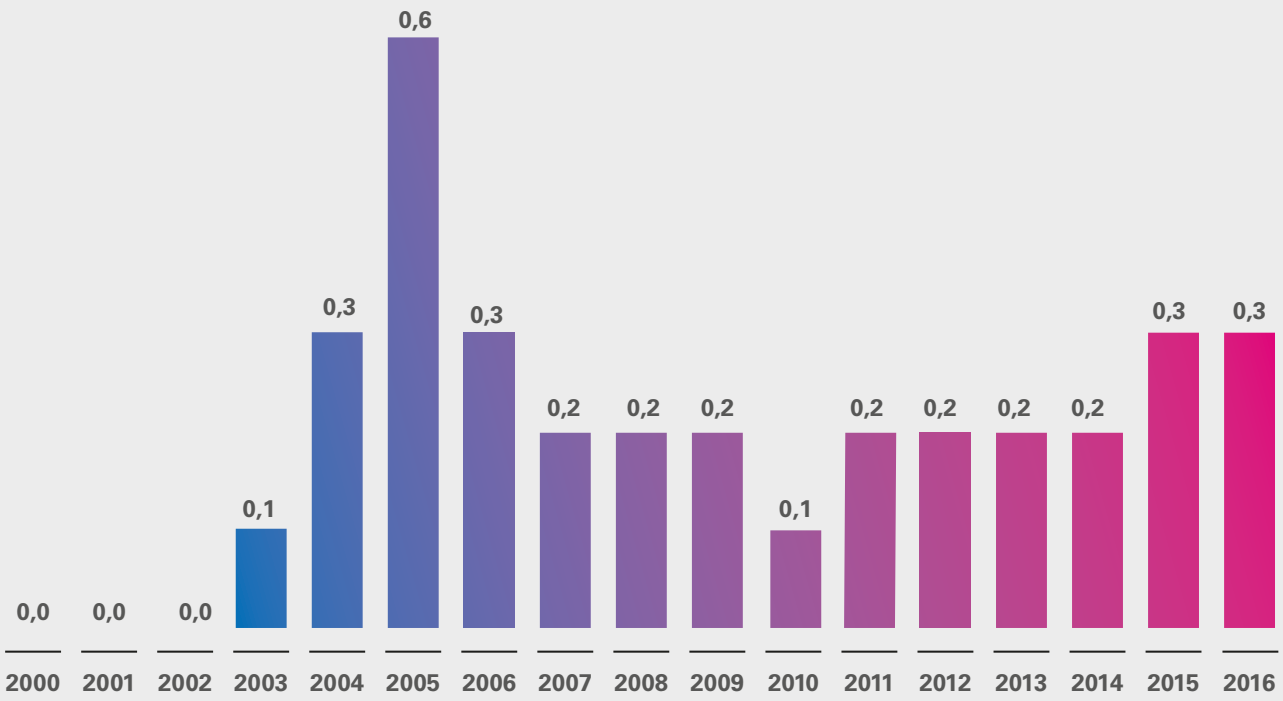
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Tot '00-'16
CE 1G Monofase	732.708	696.809	726.183	796.755	619.660	570.691	503.872	602.849	28.485.963
CE 1G Trifase	160.263	134.971	173.835	188.758	207.284	186.395	262.699	330.499	3.323.102

Le informazioni sopra riportate sono state ottenute proiettando linearmente dati riferiti agli ultimi dieci mesi.
Il 77% del parco dei contatori monofase totali (attivi e non attivi) ha un'anzianità di oltre 10 anni mentre per i contatori trifase la corrispondente percentuale ammonta al 45%, indice di una dinamica nelle sostituzioni notevolmente più elevata e di un avvio della sostituzione massiva differito di circa 18 mesi rispetto ai contatori monofase.

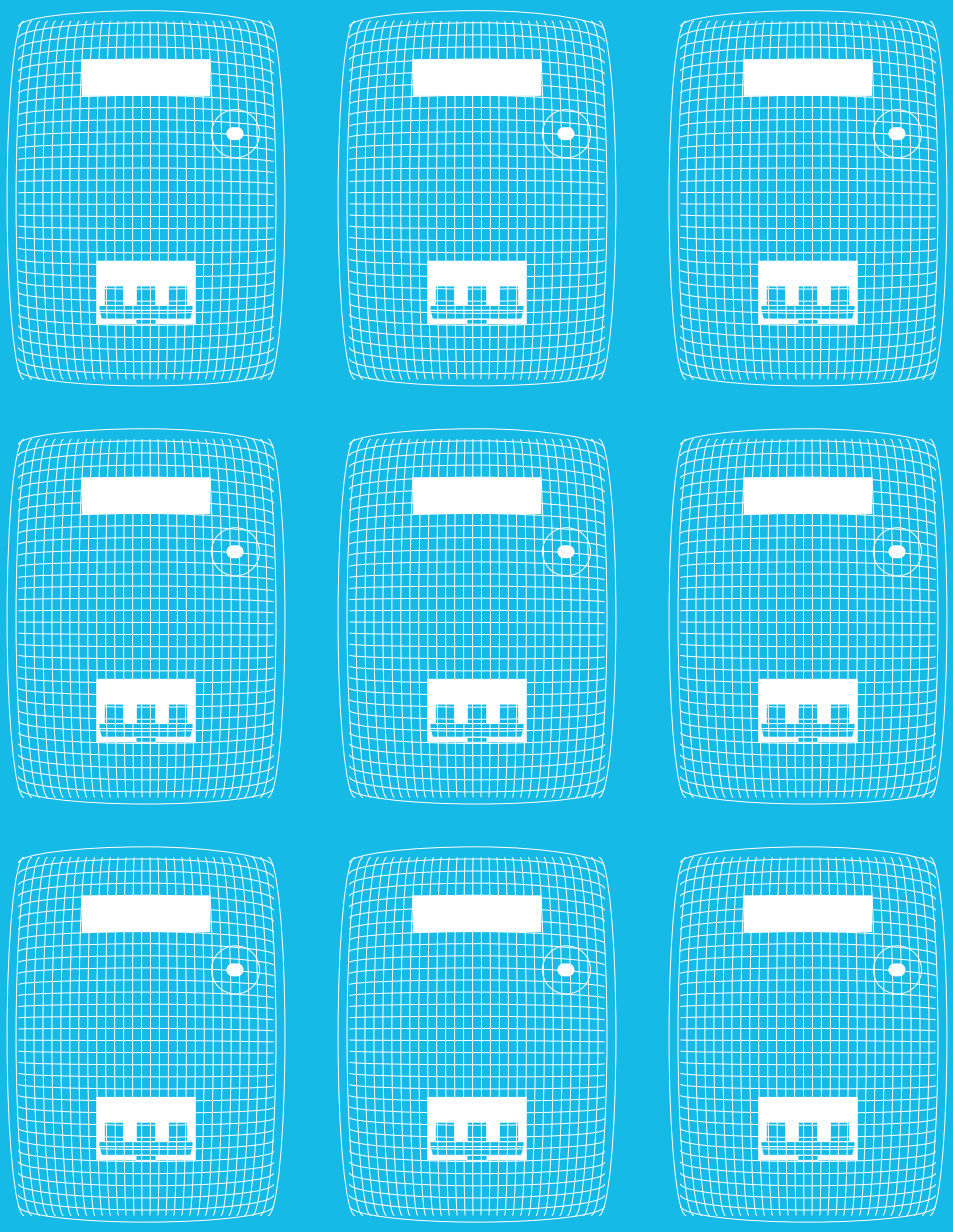
CE 1G Monofase attivi messi in servizio, per anno (M#)



CE 1G Trifase attivi messi in servizio, per anno (M#)



Funzionalità e prestazioni dei misuratori e del sistema di smart metering CE 1G



4.1 Descrizione delle funzionalità e dei livelli effettivi di performance dei misuratori e del sistema di smart metering 1G

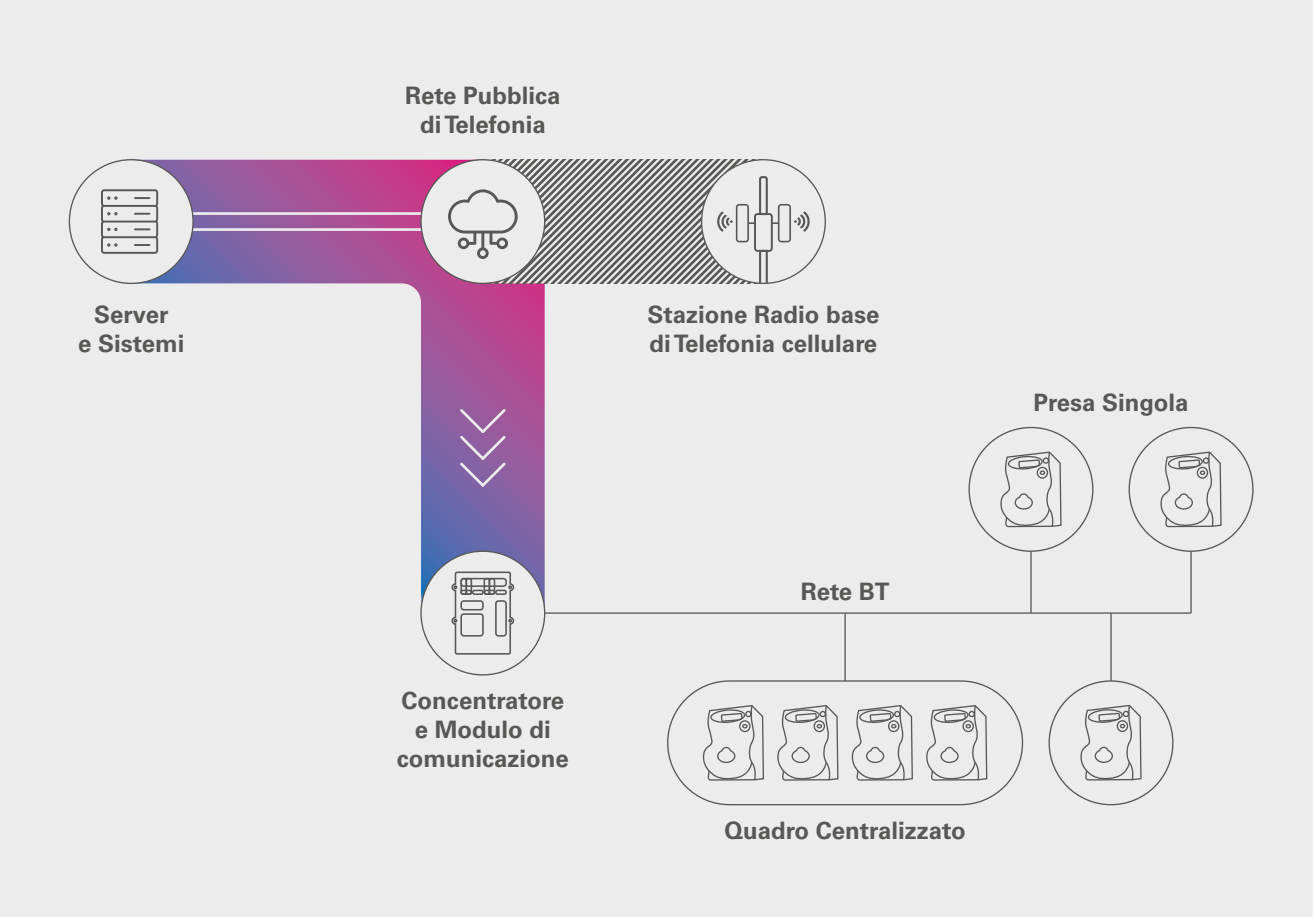
4.1.1. Il sistema di telegestione 1G

L'Architettura

Il Sistema di Telegestione è composto da apparati elettronici interconnessi:

- i contatori, 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 che convogliano i dati provenienti dai contatori verso il sistema centrale installati in cabina secondaria di trasformazione;
- il Sistema Informativo Centrale che integra i server e i sistemi di raccolta ed elaborazione dati.

Nella figura seguente è riportato uno schema semplificato dell'architettura del sistema.



La comunicazione bidirezionale tra contatore e concentratore avviene per mezzo di un segnale a onde convogliate (*Power Line Carrier* – PLC) 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. Infatti, in ogni cabina secondaria dotata di concentratore è installato un modulo GSM con antenna.

I vantaggi

L'implementazione del Sistema di Telegestione 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, volture 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);
- aumento della disponibilità di consumi mensili reali e conseguente riduzione delle misure che necessitano del processo di stima;
- uniformità nella qualità del servizio di misura a livello nazionale;
- monitoraggio del parco misuratori mediante il controllo da remoto del corretto funzionamento e la rilevazione dei tentativi di manomissione del contatore.

Le funzionalità del Contatore Elettronico 1G

Il Contatore Elettronico di prima generazione (1G) ha consentito di implementare diverse funzionalità di supporto alle esigenze del cliente e del distributore.

- *I dati di misura*

  Il Contatore 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 contatore 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 loco (sul contatore) per un periodo di 38 giorni.

  Il Contatore 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. Non vengono invece misurati i cosiddetti "buchi di tensione" ma soltanto la variazione di tensione secondo quanto definito dalla norma CEI EN 50160.

- *Display*

  Il contatore 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..

- *L'autodiagnostica*

  Il Contatore 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 CE 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 contatore.

La gestione da remoto

Il sistema centrale, mediante il concentratore, può inviare al Contatore 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 Contatore e del Sistema di smart metering 1G

Il Sistema di *smart metering* 1G, supportato dal sistema centrale di telegestione, implementa i processi di rilevamento della lettura dei dati presenti nei registri

del contatore e di esecuzione dei lavori eseguibili da remoto sul complesso di misura.
L'acquisizione è il processo di lettura propriamente detto dei dati di consumi e immissioni in rete di energia elettrica da parte di ogni fornitura.
A valle di ciò i dati raccolti dal campo vengono trasmessi ai soggetti interessati, siano essi sistemi interni (i sistemi di validazione e fatturazione) o esterni autorizzati (per esempio, i venditori, o il Gestore dei Servizi energetici, nel seguito GSE).

Prestazioni della catena di misura

Il contatore intelligente di prima generazione è stato progettato per eseguire un numero di letture e operazioni da remoto coerente con quanto richiesto dalla regolazione vigente al tempo del *roll-out* massivo e dalle deliberazioni successive relative alla misura (per esempio, deliberazione 292/2006).
Normalmente, nel corso di un anno, considerando – oltre al processo di fatturazione – anche le misure associate alle modifiche contrattuali (ad esempio le volture) e ad altre esigenze occasionali, il sistema di misura 1G di E-distribuzione esegue e gestisce oltre 450 milioni di letture da remoto. A queste si aggiungono circa 10 milioni di operazioni commerciali (ad esempio attivazioni, modifiche della potenza contrattuale, distacchi).
Per quanto concerne le misure di prelievo, in base a quanto previsto dall'AEEGSI nella deliberazione 458/2016/R/eel (Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione del servizio di Misura dell'Energia elettrica, nel seguito TIME), sono definite le tempistiche entro cui il distributore è tenuto a mettere a disposizione degli utenti del trasporto i dati di misura dell'energia prelevata.
La percentuale delle misure che vengono rilevate e validate con successo e che non incorrono nel processo di stima è un indicatore significativo della *performance* della catena di misura.
I dati di *performance* registrati, relativi al processo *end-to-end* – ovvero dalla rilevazione del dato di misura presso il cliente all'invio alle controparti commerciali (venditori, Sistema Informativo Integrato ecc.) – si attestano su valori superiori al 95% medio mensile a livello nazionale, così come comunicato anche in occasione della recente indagine conoscitiva sulla misura (ai sensi della deliberazione 413/2015/E/eel).
Tale valore medio risulta confermato dai dati registrati nell'ultimo anno, sia per i contatori di bassa tensione programmati orari che per quelli programmati per fasce.
Si riportano di seguito i dati relativi all'invio, da E-distribuzione ai venditori, delle misure per la fatturazione di ciclo negli ultimi 12 mesi (da ottobre 2015 a settembre 2016): complessivamente, su un totale di circa 376 milioni di letture inviate entro il 20 del mese successivo alla rilevazione della misura si è registrato un livello di performance medio che supera il 95%.

Consumi del mese di	Mese di pubblicazione	Numero totale di misure inviate	% misure reali su misure inviate
Ottobre 2015	Novembre 2015	31.337.055	95,5%
Novembre 2015	Dicembre 2015	31.315.105	95,3%
Dicembre 2015	Gennaio 2016	31.277.628	95,4%
Gennaio 2016	Febbraio 2016	31.326.241	95,9%
Febbraio 2016	Marzo 2016	31.324.206	95,8%
Marzo 2016	Aprile 2016	31.347.576	96,6%
Aprile 2016	Maggio 2016	31.332.227	96,3%
Maggio 2016	Giugno 2016	31.355.163	96,6%
Giugno 2016	Luglio 2016	31.350.326	96,1%
Luglio 2016	Agosto 2016	31.348.567	96,0%
Agosto 2016	Settembre 2016	31.351.048	95,8%
Settembre 2016	Ottobre 2016	31.361.762	95,7%

Il residuo dei contatori non teleletti (meno del 5% a livello mensile) è determinato per il 50% dei casi da problemi della rete pubblica di telecomunicazione utilizzata per il trasferimento dei dati di misura dai concentratori al sistema centrale, e per l'altro 50% da problemi di raggiungibilità dei misuratori per motivazioni varie, quali ad esempio la presenza di disturbi sulla comunicazione PLC tra contatore e concentratore determinata da dispositivi (per esempio, *inverter* su impianti di produzione rinnovabile) posti in prossimità dei misuratori stessi, o deriva da guasti del misuratore. Nei mesi seguenti tali letture vengono in parte recuperate mediante successivi tentativi di lettura da remoto, attraverso la riparazione dei guasti, e in ultima istanza tramite la lettura in locale con operatore o certificazione di mancato accesso, determinando l'assolvimento dell'obbligo, vigente fino al 31 dicembre 2016, di lettura annuale per i misuratori di bassa tensione con potenza fino a 55 kW.

4.2 Analisi dei punti di attenzione emersi durante il funzionamento del sistema smart metering 1G

Il passaggio da un parco di contatori elettromeccanici a un Sistema di Telegestione basato sui misuratori elettronici di prima generazione (1G) ha apportato consistenti benefici per i clienti finali di energia elettrica che sono specificati in dettaglio nel capitolo 6 del presente documento.
A fronte di questi notevoli vantaggi, sono tuttavia emersi negli anni alcuni punti di attenzione o di miglioramento con riferimento ai seguenti aspetti:

4.2.1. Capacità nell'acquisizione ed elaborazione di un volume consistente di dati

Il sistema 1G era stato dimensionato per soddisfare i requisiti fondamentali dell'epoca, che erano limitati alla sola raccolta delle letture da remoto, di norma una volta al mese, e all'esecuzione da remoto delle attività di gestione utenza (attivazioni, volture ecc.). Inoltre, le soluzioni tecnologiche dei microcontrollori e delle memorie disponibili quindici anni fa non consentivano molti margini evolutivi a causa dell'elevato costo.
Pertanto, alla luce delle mutate esigenze computazionali emerse negli ultimi anni, si è riscontrato che le risorse elaborative e di memorizzazione dei dati presenti sul contatore e sul concentratore 1G non consentono più alcuna ulteriore evoluzione funzionale e prestazionale.
Per quanto attiene alla comunicazione si rileva che il canale utilizzato dal concentratore per comunicare con il sistema centrale, essendo basato su tecnologia GSM dati (l'unica diffusa capillarmente sul territorio nazionale quindici anni fa) non risulta essere più adeguato a trasmettere volumi elevati di dati, avendo una capacità di trasmissione effettiva – *throughput* – ridotta e la necessità di stabilire la connessione ogniqualvolta è necessario attivare la comunicazione; tale tecnologia, peraltro, nel prossimo futuro non sarà più supportata dalle infrastrutture dei provider di servizi TLC.
In ultimo, il sistema centrale, pur disponendo di una soluzione tecnologica che all'epoca dell'avvio del progetto 1G era sicuramente all'avanguardia, è stato sviluppato su una tecnologia e una infrastruttura che non consente più a oggi la necessaria scalabilità per gestire i volumi richiesti dai nuovi requisiti.
Questi aspetti limitano anche la capacità di riprogrammazione massiva dei contatori, richiedendo diversi mesi per modificare, per esempio, la struttura tariffaria o per l'aggiornamento del *firmware* degli apparati.

4.2.2. Canale di comunicazione di back-up alla plc tra i misuratori e i sistemi centrali del distributore lungo la cosiddetta "chain 1"

L'attuale architettura non prevede un canale alternativo che consenta l'esecuzione delle attività di telegestione, in presenza di disturbi o di forti attenuazioni del segnale sul canale PLC (*Power Line Communication*) e di cambiamento di assetto della rete BT. Questo aspetto, se da un lato ha orientato il distributore verso una conoscenza topologica e una caratterizzazione molto spinte della propria rete BT, non ha consentito un ulteriore miglioramento del tasso di successo delle attività di telegestione, pur avendo raggiunto questo un livello considere-

vole. C'è da evidenziare, a questo proposito, che circa la metà delle cause di insuccesso delle attività di telegestione sono da attribuire all'inadeguata copertura o all'insufficiente disponibilità del canale di comunicazione GSM, offerto dalla rete pubblica dei *provider* telefonici. Poiché con il sistema 2G si adotteranno soluzioni più evolute come lo *Universal Mobile Telecommunications System* (UMTS) e la sua evoluzione LTE (*Long-Term Evolution*) per tale canale, ci si attende che il livello di copertura e di disponibilità, sul territorio nazionale, possa essere migliore di quello offerto dallo standard GSM.

4.2.3. Canale di comunicazione alternativo alla PLC nella "chain 1" mediante il quale trasmettere segnalazioni spontanee del misuratore in "tempo reale" al sistema centrale

L'attuale canale PLC, essendo basato su un protocollo *master-slave*, consente di raccogliere gli eventi dal contatore solo in seguito a una procedura di "interrogazione" (c.d. "*polling*") da parte del concentratore, procedura che viene eseguita sequenzialmente su ciascun contatore e il cui tempo di esecuzione è proporzionale al numero di contatori sottesi. Il completamento di tale procedura può richiedere anche diverse decine di minuti, e può essere momentaneamente sospeso nel caso emerga la necessità di eseguire attività di gestione utenza, acquisizione delle letture o delle curve di carico, con la conseguenza di allungare ulteriormente i tempi di esecuzione. Inoltre, in caso di disalimentazione a causa di un guasto sulla linea elettrica BT, l'utilizzo del solo canale PLC non consente l'invio di segnalazioni spontanee di imminente interruzione del servizio (c.d. "*last gasp*") al sistema centrale, in quanto il canale PLC non è in questo caso disponibile.

4.2.4. Canale dedicato (cosiddetta "chain 2") per l'invio delle informazioni del contatore all'eventuale dispositivo di energy management installato lato utente

L'assenza di un canale dedicato alla comunicazione lato-cliente deriva dal fatto che, quando E-distribuzione alla fine degli anni Novanta definì l'architettura del contatore di prima generazione e del Sistema di Telegestione, non era ancora emersa l'esigenza di garantire la disponibilità agli utenti finali dei dati di misura granulari in locale. Neanche le funzionalità di cui alla deliberazione AEEGSI 292/2006 sull'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione richiedevano la presenza di un canale separato. Pertanto, il sistema 1G risulta avere a disposizione un unico canale PLC in Banda A che è utilizzato dalla Telegestione. Tale canale dovrebbe essere messo a disposizione anche per la comunicazione con eventuali dispositivi cosiddetti IHD ("*In-Home-Device*") nella disponibilità del cliente e in grado di dialogare con il contatore acquisendo i dati in tempo quasi reale. Tuttavia, al fine di evitare possibili conflitti con la comunicazione utilizzata per la telegestione e problemi di sicurezza, l'invio delle informazioni dal contatore al dispositivo utente è governata dal concentratore, secondo una logica *master-slave*. Ciò limita la frequenza con la quale è possibile inviare le informazioni al dispositivo utente e anche la quantità di informazioni inviate. La frequenza di invio è inoltre condizionata dal numero di dispositivi utente presenti nell'ambito di una stessa cabina secondaria e dall'occupazione del canale PLC da parte delle attività di telegestione.

4.3 Analisi punti di attenzione previsti per il primo triennio PMS2 in caso di mantenimento del sistema smart metering 1G

E-distribuzione ha iniziato l'installazione massiva del contatore 1G a partire dal 2001, e un numero rilevante di contatori terminerà nel prossimo triennio la vita tecnico-economica.

Ciò comporta che, con l'aumentare dell'età del parco installato, si preveda un incremento del tasso di guasto dei contatori, ma soprattutto di concentratori e apparati di telecomunicazione (per esempio, Modem GSM).

Inoltre, l'attuale Sistema di Telegestione ha dimostrato già in passato un limite sui tempi di riprogrammazione

massiva, che sono nell'ordine dei 9-12 mesi.
L'attuale sistema di misura, essendo stato concepito oltre 15 anni fa, quando le esigenze erano diverse in termini di volumi di dati trasmissibili, non è in grado di sostenere ulteriori cospicui incrementi del volume dei dati raccolti. Come già rappresentato all'AEEGSI, l'estensione dell'acquisizione e validazione delle curve di carico, attualmente gestite per i soli clienti BT con potenza >55 kW (circa 165.000 forniture su un totale di circa 32 milioni), non sarebbe sostenibile dall'attuale sistema e richiederebbe un aggiornamento dello stesso con investimenti ingenti e con attività di potenziamento molto invasive di durata implementativa superiore ai 12 mesi.
Un ulteriore elemento di attenzione di cui si è già trattato nel paragrafo precedente è relativo all'impossibilità di effettuare aggiornamenti evolutivi sugli apparati (in particolare per i contatori monofase) in quanto sugli stessi non è più disponibile uno spazio di memoria sufficiente.
Il sistema 1G non è in condizione di implementare da subito la funzionalità, attualmente non garantita dai contatori 1G ma prescritta dall'art. 9 del D.Lgs. 102/2014, relativa alla fornitura di informazioni sul tempo effettivo di utilizzo dell'energia e alla possibilità per i clienti di accedere agevolmente a informazioni complementari sui consumi storici, che consentano loro di effettuare controlli autonomi dettagliati; tali informazioni devono comprendere almeno i dati dettagliati corrispondenti al tempo di utilizzazione per ciascun giorno, mese e anno. Per assicurare tale funzionalità è necessario adeguare non solo il contatore (il cui spazio di memoria, come già esposto non consente aggiornamenti evolutivi) ma anche le infrastrutture di comunicazione, il concentratore e il sistema centrale con tempi e costi ingenti.
Pertanto, alla luce di quanto sopra riportato, il Sistema di Telegestione 1G, pur funzionante, non è quindi in grado di soddisfare pienamente gli ulteriori requisiti funzionali e prestazionali indicati nella deliberazione AEEGSI 87/2016/R/eel.

Sviluppo del servizio di misura e funzionalità attese del contatore 2G



5.1 Esigenze del mercato dell'energia elettrica

Lo scenario energetico degli ultimi anni ha fatto emergere l'importanza della gestione tempestiva di informazioni aggiuntive e più dettagliate, che possano supportare le attività di tutti gli operatori del settore elettrico.
In termini generali, negli ultimi anni sono emerse due esigenze principali:

- la riduzione dei tempi per la regolazione e la liquidazione di molteplici partite economiche di sistema e di mercato, avvicinandole al momento del prelievo "fisico" dalla rete e superando alcune criticità dei processi commerciali;
- la cosiddetta capacitazione del cliente, ovvero l'abilitazione a utilizzare con piena consapevolezza nuovi servizi grazie a una maggiore disponibilità di informazioni dettagliate e tempestive, aprendo alla possibilità di fornire, in alcuni casi, servizi di *demand response* al sistema elettrico.

Per il soddisfacimento di quanto sopra richiamato è di fondamentale importanza il potenziamento della comunicazione bidirezionale e *near real time* di dati fra il misuratore e i sistemi centrali del distributore, e l'irrobustimento dell'"intelligenza" del contatore con nuove funzioni di acquisizione e invio dei dati rilevati.
I sistemi di *smart metering* 2G rappresentano quindi la piattaforma in grado di abilitare cambiamenti su vasta scala, che non riguardano il solo servizio di misura, e si inseriscono a pieno titolo nella strategia del *digital single market* della Commissione Europea consentendo miglioramenti consistenti a servizi e processi tipici del settore.
Entrando più nel dettaglio, riguardo al miglioramento ed efficientamento dei processi, le principali esigenze espresse dal mercato sono:

- il miglioramento dei processi di fatturazione con l'eliminazione delle cosiddette "code di fatturazione", e l'abbattimento delle rettifiche di fatturazione che rappresentano la principale ragione di reclamosità dei clienti finali;
- il superamento dei limiti (e la minimizzazione degli oneri finanziari) derivanti dal *load profiling*, passando al trattamento orario, ai fini del *settlement*, per tutti i punti di prelievo e immissione;
- la ridefinizione delle procedure di *switching* con possibilità di consentire subentri anche nel corso del mese e non solo dall'inizio del mese successivo, velocizzando i processi commerciali;
- la possibilità di introdurre offerte con pagamento anticipato rispetto ai consumi (prepagato);
- la disponibilità di dati di misura validati più granulari (in particolare, possibilità di accedere a dati di misura al quarto d'ora), al fine di sviluppare offerte orarie caratterizzate da varianza di prezzo tra le diverse ore del giorno e i diversi giorni della settimana, nonché offerte a tempo, o stagionali.

La Direttiva Europea 2012/27/UE ha riaffermato l'importanza di una maggiore disponibilità di informazioni sui consumi energetici quale leva comportamentale al fine di indurre la riduzione degli stessi. Nel 2012 la Commissione Europea ha pubblicato delle proprie raccomandazioni "sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti" e nel 2014 un rapporto sullo stato di implementazione dello *smart metering* nell'Unione (di seguito: Rapporto di *Benchmarking* 356/2014): tale documento evidenzia che il sistema di *smart metering* 1G attualmente operante in Italia soddisfa tutti i dieci requisiti funzionali minimi, con limitazioni solo per il requisito funzionale "*b. aggiornamento dei dati di lettura … con sufficiente frequenza per consentire di risparmiare energia grazie a tali informazioni*".
Risulta dunque sempre più forte l'esigenza di abilitare i cosiddetti *feedback* informativi a beneficio del cliente, sia diretti (anche detti *feedback near real time* per l'immediatezza attraverso cui si esplicano ai consumatori finali) che indiretti, ovvero informazioni frutto di elaborazioni su dati di consumo storici.
L'applicazione di algoritmi di *"business intelligence"* ai dati di consumo aprirà la strada a nuove opportunità di servizio verso il cliente finale basate su analisi ad hoc che puntino alla riduzione dei prelievi, alla modifica delle abitudini d'uso della risorsa energia elettrica, nonché alla proposizione di offerte commerciali particolarmente aderenti all'*energy footprint* del cliente finale.
In prospettiva, è infine richiesto al sistema di *metering* 2G di abilitare la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento da parte dei clienti finali, passivi e attivi, connessi in bassa tensione, attraverso opportuni prodotti di *demand response*.

5.2 Descrizione delle funzionalità e dei livelli attesi di performance dei misuratori, dei concentratori e del sistema di smart metering 2G

Il contatore intelligente 1G sviluppato da E-distribuzione nei primi anni Duemila rappresenta una delle più grandi innovazioni infrastrutturali del Paese.
Con le sue funzionalità innovative il contatore elettronico ha migliorato in termini di semplicità, trasparenza e rapidità il rapporto contrattuale del cliente con il proprio distributore di energia elettrica. Esso ha rappresentato il primo passo in avanti verso una rete elettrica intelligente in cui consumatori e produttori possono usufruire di servizi avanzati per migliorare l'efficienza energetica e la salvaguardia ambientale.
Nonostante la grande innovazione introdotta da E-distribuzione con la prima generazione del contatore elettronico, l'evoluzione verso una rete elettrica sempre più intelligente ("*smart grid*") ha richiesto un ulteriore passo in avanti per permettere di gestire nuove funzionalità capaci di introdurre ulteriori benefici per tutti i soggetti del mercato elettrico: clienti, distributori di energia, operatori di mercato e ambiente.
Sulla base dell'esperienza acquisita negli anni e prendendo in considerazione l'evoluzione del mercato, nonché quella tecnologica, la seconda generazione del contatore elettronico consentirà un vero e proprio salto nel futuro grazie alle nuove funzionalità studiate da E-distribuzione.

5.2.1. Caratteristiche funzionali a supporto del cliente

Il nuovo contatore 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 contatore 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 contatore (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 contatore, 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 contatori 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 contatore, 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 contatore 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 telege-

stione 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.

5.2.2. Caratteristiche funzionali a supporto del distributore

Il nuovo contatore 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 contatore 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 contatore 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 contatore 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'esercibilità dell'intero sistema e superare così i vincoli presenti con la prima generazione.

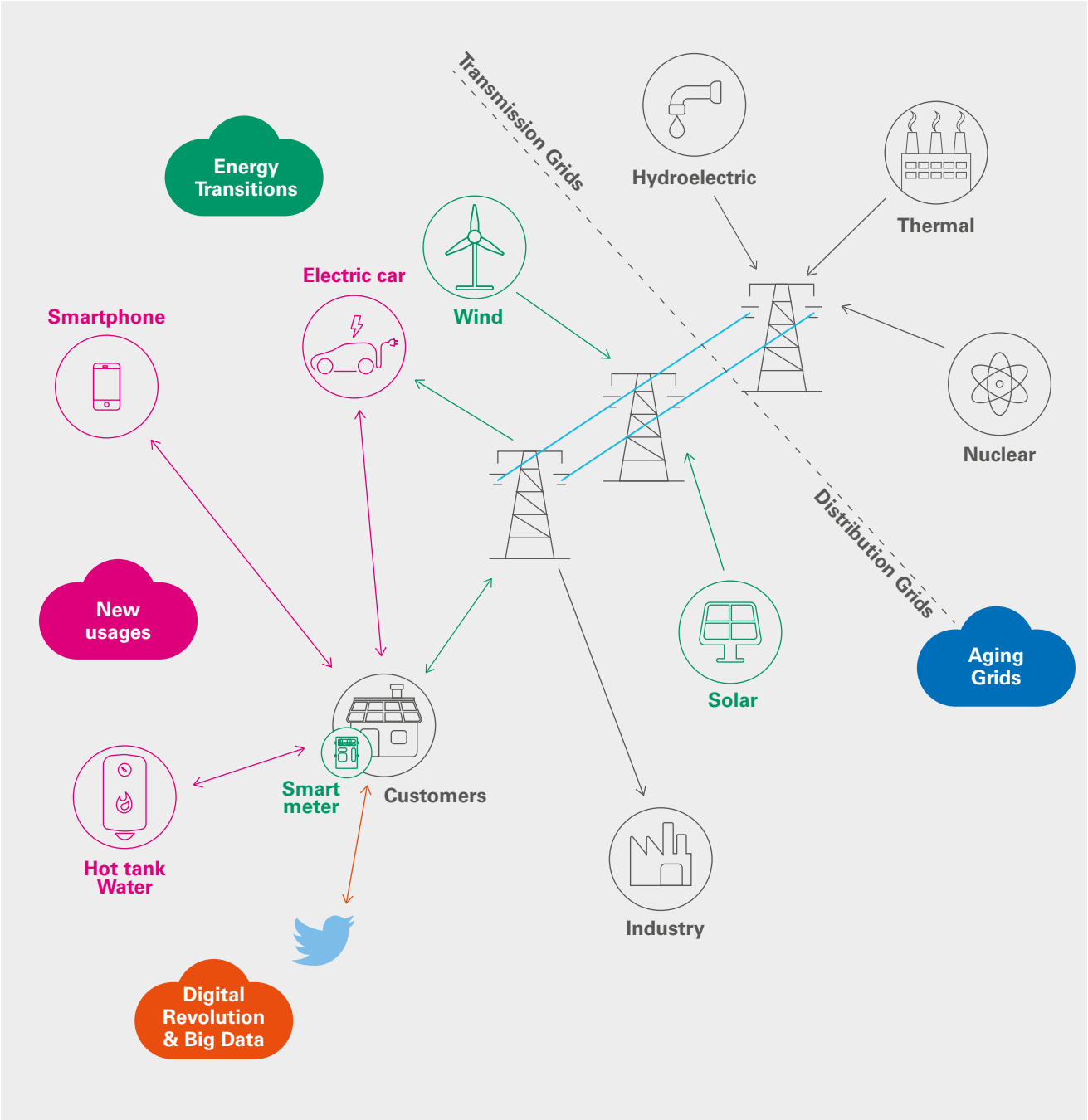
Tutte le nuove funzionalità consentiranno pertanto un'integrazione tra tutti i servizi gestiti dal distributore così come indicato nell'immagine alla pagina seguente.

5.2.3. Caratteristiche funzionali a supporto degli operatori di mercato

Gli operatori di mercato, sfruttando tutti i dati che è in grado di gestire e fornire al sistema il nuovo contatore, 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



contatore sono pertanto molteplici.
Grazie alle migliori prestazioni del sistema, sarà possibile programmare il contatore 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 contatore favorirà pertanto la libera concorrenza tra gli operatori di mercato consentendo una completa apertura dello stesso.

5.2.4. Schema delle funzionalità supportate dal contatore 2G

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

Caratteristiche e funzionalità del CE 2G

Il 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 *back-up* 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 *safety* 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 *freezing* 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 quartoraria prelevata e immessa per sei periodi di *freezing* (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 *display* le curve di carico relative a tutte e sei le componenti di energia con intervalli di campionamento programmabili (orari, quartorari, ecc.).	✓		✓
È dotato di un *display* 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 *display* stesso): • la fascia di appartenenza dell'ora corrente; • le info contrattuali minime; • valori di energia attiva e reattiva (in prelievo e in immissione, per fascia) del periodo corrente e dei sei periodi di *freezing* precedenti; • valore massimo di potenza quartoraria giornaliera (in prelievo e in immissione); • stato corrente del limitatore di potenza; • messaggi personalizzabili dal venditore tramite il distributore; • messaggi personalizzabili dal distributore (per esempio, messaggi derivanti da norme, delibere...).	✓		✓
È in grado di mostrare a *display* le informazioni contrattuali del cliente per ognuno dei periodi di *freezing* (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 *buffer* 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 *buffer* 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 *buffer* di 20 eventi per consentire al sistema di acquisire tali dati. Implementa anche un sistema di notifica *real time* verso il sistema centrale nel caso in cui venga rilevata una interruzione e se il *buffer* interno degli eventi è quasi pieno.	✓	✓	
È in grado di conservare in memoria e mostrare a *display* le informazioni relative alle versioni *software* installate.	✓		
È in grado di ricevere dal sistema degli scenari di configurazione che possono modificare più parametri contemporaneamente.	✓	✓	✓
Tramite 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 storico.		✓	✓
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 (*Advanced Encryption Standard*) con chiavi a 128/256 bit.	✓	✓	
È in grado di gestire processi di autenticazione e crittografia nelle comunicazioni verso eventuali dispositivi utente.	✓		

5.2.5. 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 contatori (*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.

5.2.6. Caratteristiche funzionali del concentratore 2G

Il concentratore 2G, oltre a garantire la retrocompatibilità con i misuratori 1G, introduce un secondo canale di comunicazione (RF 169 MHz) verso i contatori 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 contatore 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 contatori 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 delle *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 contatore 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 contatori 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.

5.2.7. Schema delle funzionalità supportate dal concentratore 2G

Nella seguente tabella sono sintetizzate le principali caratteristiche e le funzionalità introdotte nel concentratore per il supporto del nuovo contatore elettronico di E-distribuzione. La gestione dei contatori 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 contatori 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.
Supporta una connessione 3G/4G per le comunicazioni verso il sistema centrale e una porta ethernet per un collegamento a un router di cabina MT/BT.
Supporta la cifratura del canale di comunicazione da concentratore a sistema centrale secondo standard internazionali.

5.2.8. Il nuovo sistema centrale di smart metering 2G

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, denominato BEAT, in quanto le caratteristiche di scalabilità del sistema attualmente in produzione non avrebbero mai permesso di raggiungere le *performance* richieste.

Caratteristiche funzionali

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

- Modulo di *Head End* finalizzato alla gestione della comunicazione con gli apparati connessi alla rete di bassa tensione (contatori, 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 di BEAT;
- Modulo di *reporting*, *business intelligence*, *Meter Data Analytics* che dovrà garantire report efficienti effettuati anche su enormi quantità di dati.

Architettura infrastrutturale

Utilizzo di servizi cloud

E-distribuzione ha lanciato l'iniziativa "*Data Center Transformation*" con l'obiettivo di sviluppare l'evoluzione dei *Data Center* a sostegno delle esigenze di business e l'evolversi delle opportunità tecnologiche, verso l'utilizzo di servizi *Cloud Computing*.

Il *Cloud Computing* è un modello di servizio che consente il consumo di servizi IT dislocati remotamente, presso i *Data Center* evoluti di fornitori specializzati nel garantire sicurezza, affidabilità, disponibilità virtualmente infinita di capacità di calcolo e scalabilità elastica (sia orizzontale sia verticale). Sono quindi favoriti gli investimenti in sviluppi orientati alla remotizzazione. Questo orientamento si traduce in un modello di costo-efficacia più efficiente, in quanto il modello di business si basa su un modello a consumo, inclusivo di tutto ciò che serve per esercire le proprie applicazioni.

E-distribuzione ha adottato questo modello per lo sviluppo del nuovo sistema centrale BEAT, visti gli elevati volumi di dati da raccogliere e gestire.

Il nuovo sistema utilizza tutte le soluzioni più avanzate per la gestione di grossi volumi di dati eterogenei, come, per esempio, database non relazionali e soluzioni di *Big Data Analytics*.

Gli aspetti di Alta Affidabilità (HA) e *Disaster Recovery* (DR) vengono gestiti tramite appositi strumenti resi disponibili dalla piattaforma *cloud* utilizzata, senza che questo abbia impatto sulla complessità ed efficienza della soluzione.

Per permettere la comunicazione tra il sistema centrale BEAT e gli apparati di campo, i nuovi concentratori sono dotati di Modem e SIM 3G/4G.

Per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza la rete mobile è segregata con un *firewall* che controlla le autorizzazioni di accesso e pertanto ogni connessione viene preventivamente autorizzata.

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 contatori. 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.

5.3 Spiegazione delle scelte effettuate in relazione alle tecnologie dei misuratori, inclusa l'intercambiabilità dei sistemi (di cui al punto 5 della deliberazione 87/2016) e in relazione alla prevedibile evoluzione di soluzioni tecnologiche standardizzate previste nell'Allegato C alla deliberazione 87/2016 (c.d. Versione 2.1)

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 contatore 2.0 e garantendo al contempo la flessibilità necessaria per poter supportare, nell'arco di vita dei contatori, 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 contatore. L'esperienza maturata nei 15 anni di esercizio del sistema "Telegestore" (contatore 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 contatore 1G sono state aggiunte nuove funzionalità di protezione basate sia su scelte architetturali 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 contatori 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.
Peraltro, a febbraio 2017 è stato avviato un tavolo di lavoro volto ad assicurare l'intercambiabilità dei sistemi di *smart metering* al quale partecipano E-distribuzione e i principali distributori con il coordinamento di Utilitalia che sta definendo i Casi d'uso, il Modello dei dati e il protocollo per la comunicazione con il sistema centrale.
Per ciò che concerne le funzionalità evolutive delineate nell'Allegato C della citata deliberazione 87/2016 e riprese nella deliberazione 289/2017, trattandosi di funzionalità incrementali rispetto ai requisiti 2G, le scelte implementative, come già evidenziato sopra, si sono orientate a consentire, una volta che verranno definite queste funzionalità, di evolvere il progetto del contatore attraverso modifiche *hardware* che non richiedano di stravolgerne l'architettura.
Per quanto riguarda gli aspetti di comunicazione indicati nell'Allegato C, si ritiene che la disponibilità di una porta di comunicazione cui sarà possibile collegare dispositivi esterni, appare in prospettiva la soluzione più efficace, in quanto non vincola la scelta della tecnologia di comunicazione (*wireless* o *wired*) la cui scelta rimarrebbe in capo agli operatori di mercato. Viceversa, si ritiene che l'alternativa di integrare all'interno del misuratore una soluzione *wireless* condizionerebbe la realizzazione di apparati e servizi post contatore per l'intera vita della nuova generazione degli apparati.
Si evidenzia a questo proposito che il contatore 2G realizzato da E-distribuzione dispone già di una porta ottica che ha le caratteristiche trasmissive, di sicurezza logica e sicurezza fisica per poter essere dedicata alla comunicazione come *back-up* alla PLC Banda C oggi scelta per la realizzazione della *chain* 2. Ciò significa che, nel caso in cui questa soluzione venisse inclusa tra quelle che verranno definite per il contatore 2.1, per

realizzare questa funzionalità non sarebbero necessarie modifiche *hardware* al contatore 2.0, che potrebbe supportarla senza incremento dei costi.
In questa ipotesi sarebbe possibile dedicare la porta ottica alla sola comunicazione con il cliente, salvo casi eccezionali previo accordo con il cliente stesso, utilizzando per le operazioni di programmazione in campo dei contatori da parte del distributore un canale alternativo tra quelli già disponibili.
Viceversa la scelta di una porta di tecnologia differente (per esempio, *Ethernet* o USB), che pur si configurerebbe come un'estensione dell'attuale architettura scelta da E-distribuzione per il contatore 2.0, richiederebbe componentistica aggiuntiva e quindi determinerebbe un importante incremento di costo.
Riguardo alla nuova funzionalità delineata per la gestione del limitatore di potenza (ovvero la possibilità di interrompere l'erogazione di energia elettrica in caso di superamento del limite di potenza contrattualmente impegnata senza necessità di apertura dell'interruttore magnetotermico e di consentire, in condizioni di sicurezza, il ripristino dell'erogazione di energia elettrica sulla base delle manovre compiute dal cliente sull'interruttore del proprio impianto di utenza) si evidenzia che tale funzionalità è stata presentata nell'Allegato C della deliberazione 87/2016 come un'estensione delle attuali prestazioni del misuratore 2.0 che non modifichi le caratteristiche di protezione.
Segnaliamo tuttavia che lo scenario implementativo non appare in linea con le scelte operate negli altri Paesi europei. Nello scenario europeo, le funzionalità di protezione dell'impianto del cliente non sono attribuite al misuratore e ciò consente un'implementazione del contatore basata su un *latching relay* (relè di sgancio) che svolge quindi sia la funzione di gestione della fornitura che quella di gestione del supero potenza. Questa scelta sarebbe coerente con quanto previsto in Italia dalla norma CEI 0-21, ma viene esclusa dalla formulazione dell'Allegato C della deliberazione 87/2016. Infatti, quanto delineato in tale allegato presuppone di mantenere l'interruttore magnetotermico e di aggiungere in serie a questo un dispositivo (*latching relay*) dedicato alla sola gestione del supero potenza. Un adeguamento del contatore a tale eventuale nuovo requisito 2.1, secondo quanto delineato nel citato Allegato C, presupporrebbe pertanto l'aggiunta di un ulteriore componente elettromeccanico, con il conseguente incremento dei costi. E-distribuzione, sulla base di quanto richiesto dalla deliberazione 289/2017, si rende comunque disponibile a valutare le implicazioni e le possibili soluzioni applicative connesse con tale nuova funzionalità.

5.4 Considerazioni in merito all'utilizzo della PLC Banda C per la chain 2 e relative prestazioni

La PLC-C, contrariamente ad altre tecnologie, ha già oltre 15 anni di consolidata esperienza nel campo delle comunicazioni legate alla domotica.
E-distribuzione ha previsto di utilizzare per la *chain* 2 un protocollo in banda C (con modulazione Binary Phase Shift-Keying o BPS-K) avente velocità di trasmissione almeno pari a 4,8 kbit/s in grado di soddisfare le esigenze attuali e per i prossimi anni legate all'evoluzione del mercato elettrico. Inoltre, il canale di comunicazione PLC per la *chain* 2 è indipendente da quello utilizzato per la *chain* 1 (banda A) e ciò consente di evitare interferenze tra i due canali di comunicazione.
Il contatore di E-distribuzione, in riferimento al protocollo in "banda C", è già predisposto per recepire in tempi brevi e senza costi aggiuntivi il protocollo di comunicazione aperto che verrà definito dal CEI.
Infatti, l'adeguamento a tale protocollo in termini di funzionalità e pile protocollari avverrà tramite aggiornamento *software* da remoto.
Nell'ambito delle attività in corso presso il Gruppo di Lavoro istituito presso il CEI in attuazione a quanto previsto dal punto 5 della deliberazione 87/2016/R/eel (GdL CEI), E-distribuzione ha fornito i risultati delle simulazioni aventi come oggetto la performance di comunicazione nella banda PLC-C CENELEC, regolata dal CSMA-CA (Carrier Sense Multiple Access with Collision Avoidance), conformemente alla normativa CEI EN 50065-1. Tali simulazioni erano orientate in modo particolare a

stimare gli effetti di una forte diffusione dei dispositivi utente. Dalle simulazioni risulta che la banda utilizzata per la *chain* 2 con PLC-C consente di mantenere un tasso molto elevato di prestazioni anche ipotizzando la presenza, presso le utenze servite da una stessa cabina secondaria, di 100 dispositivi utente (DU).

In tale ipotesi estremamente sfidante di tassi di diffusione dei dispositivi, sulla base delle simulazioni effettuate, si prevede un tasso di successo della comunicazione del 95% per oltre il 98% del totale dei clienti alimentati dalla rete di E-distribuzione.

Nell'ambito della test *facility* di E-distribuzione è stato possibile effettuare anche test di comunicazione sul canale PLC Banda C su vari tipi di linea utente, in presenza di differenti tipologie di carichi e con diverse impedenze, come indicato nel documento "NT - Report Test Banda C_Intensivo_27_01_2017" reso disponibile al Gruppo di Lavoro del CEI; nel caso più critico con più alta attenuazione del segnale trasmesso e in presenza di un livello di rumore rilevante, il rapporto segnale-rumore è comunque rimasto dell'ordine di 16 dB, un valore molto positivo, tale da garantire tassi di successo superiori a quanto auspicato nelle osservazioni pervenute, da alcuni operatori, durante l'inchiesta pubblica del piano del contatore 2G.

L'*hardware* del contatore 2G di E-distribuzione, essendo già predisposto per la comunicazione sul canale PLC in banda C, è conforme ai requisiti della delibera 87/2016/R/eel anche in tema di *chain* 2, pur non essendo il protocollo aperto oggetto del lavoro del GdL CEI ancora disponibile. Nondimeno, E-distribuzione ha accolto con favore la richiesta dell'Autorità di avviare un sistema di monitoraggio delle performance in situazioni reali della comunicazione *end-to-end* sulla *chain* 2 nella sua interezza.

Tale monitoraggio sarà strutturato in modo da non alterare i meccanismi del mercato dei dispositivi di utenza, e quindi è prevista la partecipazione attiva dei soggetti potenzialmente coinvolti (venditori di energia, fornitori di apparati e servizi, ESCO ecc.) che saranno invitati a prendervi parte sviluppando i prototipi da utilizzare e impegnandosi a individuare i clienti elettrici da coinvolgere nel *trial*.

Al fine di avviare tale iniziativa E-distribuzione organizzerà nel mese di giugno 2017 un workshop dedicato, aperto a tutti gli operatori interessati, dandone visibilità sul proprio sito internet.

Per favorire un rapido avvio della fase di monitoraggio in campo, E-distribuzione – che finalizzerà le funzionalità *software* richieste per la comunicazione *chain* 2 considerando i Casi d'uso, il Modello dei dati e il relativo protocollo come definiti in ambito CEI – si rende disponibile a supportare presso i propri laboratori i test di integrazione dei dispositivi utente con il contatore.

Saranno monitorate le prestazioni di un massimo di 1.000 Dispositivi Utente (DU) in una o più aree interessate dalla campagna di installazione massiva del contatore 2G, individuate in accordo con i soggetti coinvolti nella sperimentazione con l'obiettivo di misurare le performance per 4 mesi nel 2017.

Le informazioni raccolte, rispettivamente, dai DU e dai sistemi del distributore, saranno disponibili su un'apposita piattaforma collaborativa, così da consentire l'analisi statistica delle prestazioni e il pieno monitoraggio delle attività.

Analisi dei benefici attesi dalla messa in servizio del sistema di smart metering 2G



6.1 Impatti su clienti

Le opportunità derivanti dall'introduzione dello *smart metering* 2G, in termini di miglioramento dei processi esistenti e offerta di nuove tipologie di servizi, si tradurranno, da vari punti di vista, in benefici per il cliente finale.

Grazie all'invio al venditore di dati di misura più granulari e frequenti, i clienti potranno beneficiare di un ulteriore incremento delle *performance* della fatturazione, di processi di cambio fornitore (*switching*) e di cambio di intestazione della fornitura (voltura) più efficienti, oltre che ricevere offerte commerciali innovative e profilate, e fruire di servizi di *customer service* più puntuali e precisi.

Riguardo alla fatturazione, quando saranno attuati i miglioramenti di processo resi possibili dallo *smart metering* 2G, e in particolare con il passaggio all'utilizzo di dati di misura effettivi giornalieri nella quasi totalità dei casi, si ridurrà in maniera considerevole gran parte delle problematiche già citate nel capitolo 5, abbattendo in particolar modo le "code" e le "rettifiche" e con ciò il fenomeno dei conguagli. Si ritiene che una fatturazione con *performance* migliori possa anche indurre un incremento dei tassi di pagamento della bolletta elettrica, e quindi contribuire a prevenire l'insorgenza di situazioni di morosità.

Con riferimento allo *switching*, la procedura potrà migliorare soprattutto in termini di riduzione della tempistica delle interazioni: un nuovo contratto potrà essere attivato non solo il primo giorno del mese, ma in qualsiasi giorno (successione "infra-mese" del contratto di fornitura). Si accorceranno anche i tempi di avvio delle modifiche al contratto rispetto al momento di cambio della titolarità del medesimo: oggi il processo può essere avviato in qualsiasi giorno del mese ma produce diversi esiti a seconda che avvenga prima o dopo il 10 del mese (il che comporta la modifica del contratto solo al primo giorno del secondo mese successivo) con una tempistica minima di 3 settimane che però può anche estendersi fino a 50 giorni.

Riguardo alle offerte commerciali innovative, il contatore 2G permetterà ai venditori di disegnare proposte più aderenti alle esigenze e ai profili di consumo dei propri clienti finali, basate su un maggior numero di fasce orarie rispetto a quelle attualmente configurabili, con la possibilità di sviluppare soluzioni flessibili e profilate caratterizzate da varianza di prezzo tra le diverse ore del giorno (fino a 6 fasce giornaliere) e i diversi giorni della settimana, nonché offerte a tempo, o stagionali, concepite per venire incontro a esigenze particolari o come strumento di acquisizione clienti.

Tra le novità commerciali più interessanti rientrano le possibili offerte "prepagate", che si prestano particolarmente per i possessori di seconde case oppure per i clienti più giovani, categorie attente al budget energetico e che al contempo hanno familiarità con i nuovi strumenti informatici per una gestione consapevole della propria bolletta. L'utilizzo di tali strumenti commerciali potrebbe rappresentare una modalità preferibile da parte del cliente finale rispetto alla procedura vigente anche nel caso di situazioni debitorie, con la possibilità di soluzioni alternative rispetto alla messa in mora.

Un altro miglioramento fondamentale si avrà, come detto, dal punto di vista dell'informazione disponibile per il cliente. Questo sia direttamente tramite il misuratore, con la visualizzazione su *display* di comunicazioni sulle condizioni di prelievo e la possibilità di consultare i registri dei valori e delle curve quartorarie della potenza e dell'energia, sia – grazie alla presenza di un ulteriore canale di comunicazione telematica (la "*chain* 2") dei dati rilevati dal misuratore – mediante le apparecchiature IHD, le applicazioni o i siti web a queste collegati, che, qualora utilizzate, consentiranno al cliente, direttamente o tramite una terza parte dallo stesso autorizzata, di sviluppare un'approfondita consapevolezza sui consumi istantanei delle varie apparecchiature in funzione nel suo "perimetro", ottimizzando i consumi, con conseguenti risparmi in bolletta.

Da ultimo, i clienti finali potranno beneficiare degli effetti di maggiore tempestività nella risoluzione del guasto sulla rete di bassa tensione, derivante dalla capacità dei misuratori 2G di segnalare spontaneamente, attraverso il canale di *back-up* in radiofrequenza al distributore le situazioni di disalimentazione.

6.2 Impatti su venditori e altri operatori

Anche i venditori potranno trarre diversi benefici dalle innovazioni tecnologiche dello *smart metering* 2G, in termini di ottimizzazione dei processi commerciali e di fatturazione, di ampliamento delle opzioni d'offerta – con conseguente miglioramento della qualità della relazione col cliente finale – nonché di riduzione degli oneri finanziari connessi con le interazioni fra i diversi "attori" della filiera.

La possibilità di produrre una fatturazione più accurata, senza "code" e "rettifiche" darà al venditore anche l'opportunità di ottimizzare l'impiego delle sue risorse operative: è verosimile, infatti, che si registri una riduzione dei contatti di *relationship management* correlati alla fatturazione, attività che, a oggi, rappresenta la principale tipologia di richiesta. Il superamento "strutturale" delle problematiche di processo potrà comportare, in particolare, la riduzione dei reclami da parte dei clienti e quindi delle controversie e della necessità di conciliazione.

Il venditore potrà migliorare anche le proprie *performance* nelle attività commerciali di acquisizione dei clienti, grazie alla riduzione dei tempi di cambio fornitura; nello stesso ambito, per quanto riguarda la voltura, la possibilità di disporre di misure effettive permetterà al venditore di produrre la fattura di chiusura in tempi ristretti e basandola su valori non stimati (quindi senza la necessità di ricorrere a un'ulteriore fattura di conguaglio), con il conseguente incremento della soddisfazione del cliente finale.

La disponibilità di una quantità rilevantissima di dati di misura aggiuntivi rispetto a oggi, consentirà ai venditori di proporre offerte commerciali nuove (per esempio, le già citate "prepagate") o profilate più dettagliatamente grazie alla facoltà di configurare 6 fasce di prezzo multiorarie, sino a un massimo di dieci intervalli temporali in ciascun giorno della settimana, aumentando in questo modo il tasso di fidelizzazione dei propri clienti.

I venditori, o terze parti designate dai clienti medesimi (per esempio, ESCO, aggregatori, *system integrator*) potranno altresì, sfruttando le potenzialità della *chain* 2, fornire servizi di analisi e *reporting* a valore aggiunto e quindi passare a una gestione proattiva e personalizzata del *customer service*, aumentando il coinvolgimento del cliente finale .

La *chain* 2 consentirà quindi di rafforzare le dinamiche concorrenziali nel mercato dei servizi di monitoraggio avanzato dei consumi elettrici.

Inoltre, la disponibilità per i venditori delle misure quartorarie dei consumi di tutti i clienti BT consentirà una migliore programmazione dei prelievi, e la conseguente minimizzazione dei potenziali sbilanciamenti e dei relativi oneri a carico degli operatori.

Relativamente alle tematiche finanziarie, il venditore potrà omogeneizzare i flussi di cassa legati agli incassi ed emettere fatture più prossime al periodo di effettivo consumo: quindi, in caso di mancato incasso, avrà la possibilità di attivare più rapidamente (circa 20 giorni prima, nell'ipotesi che la data di emissione della fattura sia immediatamente prossima alla messa a disposizione dei dati di misura in essa utilizzati) le procedure di messa in mora. Una fatturazione migliorata comporta anche il beneficio di ridurre il periodo di esposizione creditizia del venditore nei confronti dei clienti morosi.

Il superamento completo della profilazione convenzionale eliminerà il "conguaglio *load profiling*", ovvero la sessione annuale di ricalcolo dei consumi per tutti i punti di prelievo trattati per fasce profilati convenzionalmente l'anno precedente.

Un ulteriore vantaggio finanziario deriverà dalla diminuzione dell'entità delle garanzie richieste da Terna per l'erogazione del servizio di dispacciamento, in virtù della presumibile riduzione del suo periodo di esposizione finanziaria grazie alla possibilità di comprimere i tempi del processo di *settlement*, di procedere con lo *switching* infra-mese e in tempi ridotti, tutti miglioramenti permessi dalla disponibilità dei dati validati a cadenza giornaliera per tutti i punti.

In ultimo, è prevedibile un altro beneficio per i venditori connesso con la riduzione della loro esposizione creditizia, per effetto dell'attesa diminuzione della morosità, con conseguente ottimizzazione del capitale circolante.

Anche Terna avrà dei vantaggi dal passaggio al *metering* 2G, che vanno ben aldilà del già citato accorciamento dei tempi di esposizione finanziaria derivante

dalle modifiche nei processi di *settlement* e *switching*. La disponibilità massiva e giornaliera di dati di misura BT, in particolare dei produttori, con granularità quartoraria può consentire un notevole miglioramento delle previsioni dei flussi energetici di interscambio con le cabine primarie, con conseguente riduzione delle riserve di potenza da approvvigionare. Si consideri, in tal senso, che la potenza rinnovabile connessa alle reti di bassa tensione di E-distribuzione è pari a circa 6 GW.
Un altro potenziale beneficio – prospettico, legato alla futura evoluzione del mercato del dispacciamento – è quello della riduzione del picco annuale sulla rete elettrica (*Yearly peak clipping*), ottenibile inviando ai clienti segnali di prezzo in grado di scoraggiare il consumo nelle poche ore l'anno in cui si raggiunge il picco massimo (*critical peak pricing*). La potenziale riduzione di tale picco crea l'opportunità di differire gli investimenti nella rete di trasmissione nazionale correlati al cosiddetto "inseguimento del carico".
Sempre traguardando agli scenari futuri del mercato di dispacciamento, il contatore 2G, abilitando sia offerte orarie da parte dei venditori sia l'invio di segnali locali dai sistemi di efficienza energetica/domotica, consentirà di porre in atto azioni tese a indurre l'allocazione dei prelievi nelle ore a basso costo, attenuando così i problemi connessi col fenomeno dei cosiddetti *special days*, nei quali il carico minimo potrebbe essere talmente ridotto da determinare problemi di riserva minima rotante e quindi rischi per la stabilità dell'intero sistema. Il cosiddetto *valley filling* può apportare benefici per il sistema elettrico in termini di minore riduzione dell'*import* nelle ore di basso carico, e di contenimento del "taglio" della produzione da fonti rinnovabili non programmabili (mediante il ricorso alla procedura RIGEDI) cui potrebbe essere costretta Terna nelle fasi critiche, con conseguente minimizzazione dei costi impliciti correlati, per esempio, alla mancata produzione eolica.

6.3 Impatti su pianificazione ed esercizio del servizio di distribuzione

L'aumento dell'"intelligenza" e della "memoria" del misuratore in sé, e l'innalzamento del livello prestazionale del sistema di *metering* nel suo complesso creano le premesse per un ulteriore miglioramento della qualità tecnica del servizio di distribuzione.
In primis, la disponibilità di dati di misura quartorari e in continuo comporta una maggiore osservabilità della rete e agevola l'individuazione di variazioni anomale delle curve dei prelievi complessivi potenzialmente causate da problematiche di rete. In particolare, il *metering* 2G consente di affinare gli algoritmi di bilancio e di confrontare la quantità di energia elettrica complessivamente prelevata con quella in ingresso nelle singole cabine di trasformazione, rilevando così in maniera più affidabile e precisa, nel caso di scostamenti atipici, l'eventuale presenza di picchi di perdite di rete, anche commerciali.
Inoltre, è prevedibile che la disponibilità, per i distributori, dei dati dei prelievi in continuo accresca le possibilità di individuare eventuali malfunzionamenti dei contatori, per esempio, nel caso di variazioni troppo repentine dei dati di misura. La diffusione dei misuratori 2G consentirà di velocizzare queste osservazioni rispetto alla condizione attuale.
Analogamente, il distributore potrà acquisire e registrare specifici indici di qualità della tensione, quali quelli richiesti dall'Allegato A alla deliberazione 87/2016, Requisito [R-2.01].
Sempre in tema di qualità, si possono prefigurare altri benefici. Come già ricordato nel capitolo 5, i misuratori 2G hanno la nuova capacità di effettuare "comunicazioni spontanee" ai sistemi centrali del distributore utilizzando *upward* il secondo canale di comunicazione della *chain* 1, e quindi, nell'architettura disegnata da E-distribuzione, tramite segnali radio nella banda di frequenza 169 MHz. Questa funzionalità può essere utilizzata, per esempio, per segnalare con tempestività, in anticipo rispetto all'acquisizione giornaliera dei dati di misura, uno stato critico del misuratore, per esempio, una disalimentazione per mancanza di tensione presso l'utenza.
Nei casi in cui la mancanza di alimentazione derivi da

un'interruzione sulla rete di bassa tensione, il distributore potrà così essere informato meglio e prima di oggi sull'estensione della porzione di clientela interessata dal guasto e sull'istante di inizio del disservizio, anche in mancanza di segnalazioni telefoniche da parte dei clienti, e avrà l'opportunità di accorciare i tempi di intervento.
Oltre alla qualità, le caratteristiche del *meter* 2G creano l'opportunità di migliorare anche l'efficienza dell'esercizio della rete, riducendo o rendendo più agevoli e rapide alcune attività oggi svolte manualmente da personale tecnico operativo: ci riferiamo all'incremento dei tassi di successo delle operazioni di telegestione e di telelettura, alla registrazione delle interruzioni BT, alla localizzazione dei guasti più precisa con conseguente ottimizzazione delle attività di "ricerca sul campo", alla migliore capacità di individuare e discriminare da remoto le perdite e le frodi e quindi alla diminuzione del numero di "uscite".
Infine, la disponibilità della misurazione dell'energia reattiva potrà fornire indicazioni utili a migliorare la pianificazione degli investimenti di rete.

6.4 Impatti sul servizio di misura

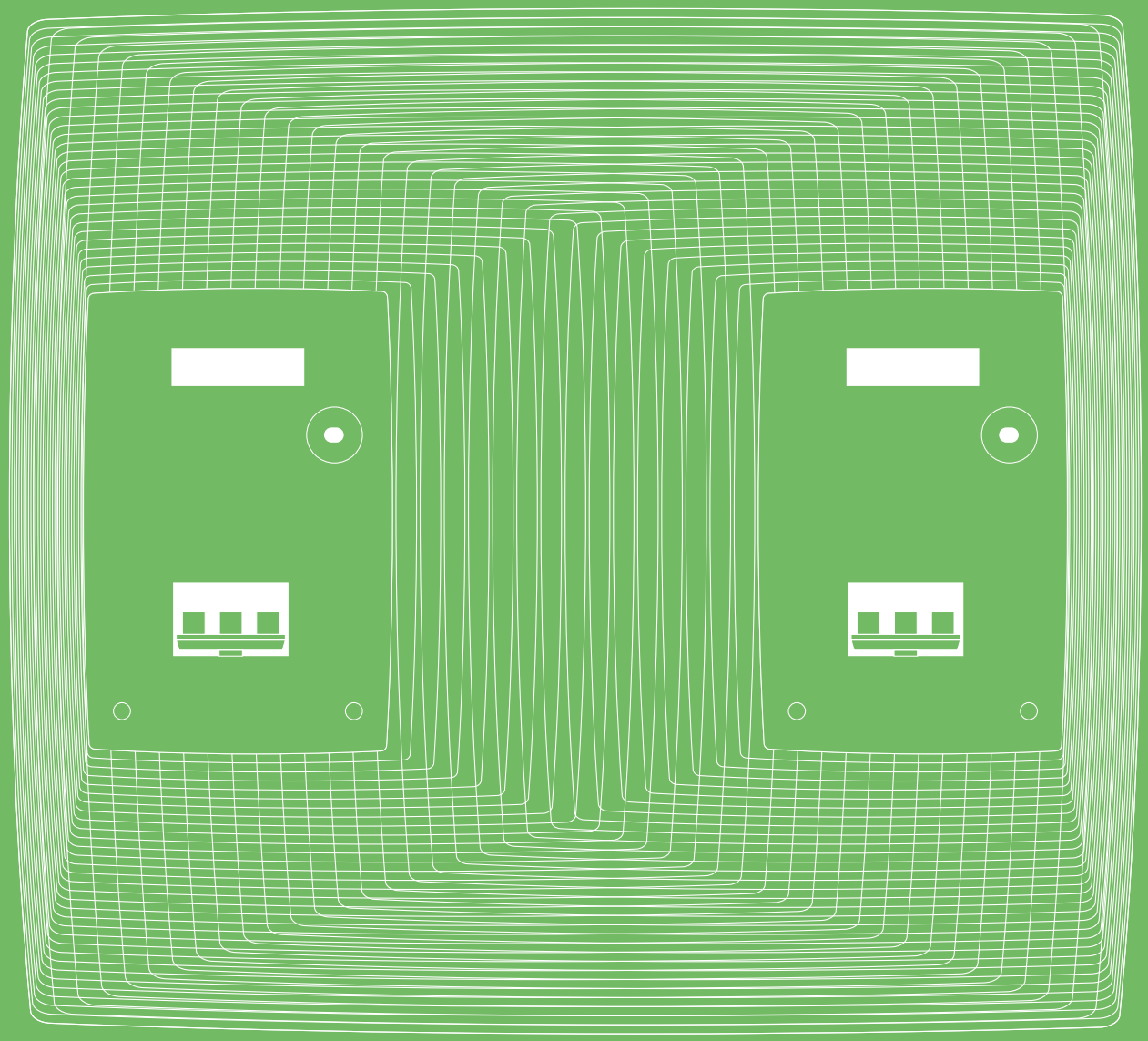
La disponibilità dei contatori di nuova generazione e del rinnovato sistema centrale consentiranno di raggiungere importanti miglioramenti nel livello delle *performance* attese rispetto a quelle dei sistemi attualmente in esercizio pur in presenza di un drastico aumento della numerosità e frequenza di invio dei dati e delle operazioni.
L'attuale Sistema di Telegestione consente infatti di garantire alti livelli di *performance* per l'invio dei seguenti dati di misura mensili:

- Rilevazione, acquisizione, validazione e messa a disposizione di curve quartorarie con cadenza mensile per i clienti e i produttori di bassa tensione con potenza maggiore di 55 kW (circa 165.000 punti misurati);
- Rilevazione, acquisizione, validazione e messa a disposizione di letture aggregate per fascia con cadenza mensile per i clienti e i produttori di bassa tensione con potenza fino a 55 kW.

Il contatore 2G e il nuovo sistema centrale garantiranno la disponibilità dei dati con la capillarità e le tempistiche definite dalla deliberazione 87/2016; per tutta la clientela, senza distinzione di potenza saranno inviate, ai soggetti definiti dalla regolazione, le curve quartorarie di prelievo con cadenza giornaliera.
Il miglioramento delle *performance* anche in presenza di un drastico aumento della numerosità dei dati messi a disposizione è reso possibile grazie alle evoluzioni prestazionali introdotte nel nuovo contatore e nel processo di gestione del dato, che hanno tenuto conto delle più recenti innovazioni nelle architetture ICT (tecnologie *cloud*, *Big Data* ecc.). Tali innovazioni, come già ampiamente esposto in precedenza, comprendono anche la creazione di sistemi ad hoc di gestione della catena della misura e della gestione contrattuale dei clienti, che hanno visto un'ottimizzazione di tutti i processi da essa impattati e una razionalizzazione delle interfacce con i sistemi commerciali.
Il ridisegno di questi sistemi ha consentito di migliorare le *performance* del processo *end-to-end* di messa a disposizione dei dati validati di misura.
In relazione alla resilienza del contatore 2G, si evidenzia come l'esperienza derivante dalla gestione del contatore di prima generazione abbia consentito di effettuare una progettazione orientata alla minimizzazione delle possibili difettosità, pur in presenza di un aumento della componentistica a bordo dei nuovi contatori.
Innanzitutto la presenza di una razionalizzazione delle soluzioni tecnologiche permette di ridurre notevolmente la numerosità dei modelli di contatore grazie alla disponibilità di una nuova componentistica, sviluppata ad hoc, che è in grado di gestire le due diverse tecnologie di comunicazione presenti in campo. Inoltre per i contatori trifase a misura diretta è stata individuata una soluzione in grado di coprire le diverse taglie di potenza con un unico modello di apparato. La raziona-

lizzazione così ottenuta consente l'ottimizzazione dei processi produttivi che contribuisce in modo determinante alla riduzione dei guasti durante la vita del contatore, nonostante l'incremento del numero di componenti necessari per realizzare le nuove funzionalità.
L'esperienza maturata nell'esercizio della prima generazione di contatori ha consentito anche di individuare alcune situazioni ambientali particolarmente critiche e di studiare soluzioni specifiche che consentano in quelle circostanze di ridurre la difettosità.
Grazie alle evidenze emerse negli ultimi anni è stato possibile procedere con la progettazione del nuovo sistema, in termini sia di maggiore resilienza intrinseca sia di capacità di rilevare e segnalare eventi "sospetti", in grado di fronteggiare eventuali accessi al contatore non consentiti volti ad alterare parzialmente o completamente la quantità di energia misurata o con lo scopo di mettere fuori uso le funzionalità di misura.

Piano di installazione dei contatori e razionali alla base delle scelte effettuate



7.1 Descrizione del piano di installazione

E-distribuzione intende avviare un piano di installazione massivo dei contatori di nuova generazione CE 2G che prevede la sostituzione del parco di contatori CE 1G attivi, che allo stato attuale ammonta a circa 31,8 milioni. La maggior parte delle attività verrà svolta nei primi anni, e in particolare nei primi 6 anni sarà sostituito oltre l'80% dei contatori, per arrivare al completamento della fase massiva entro l'ottavo anno.

Al fine di testare l'avvio delle attività massive di sostituzione, E-distribuzione prevede di avviare una fase pilota.

Oltre al suddetto piano di sostituzione, verranno effettuati interventi di installazione di misuratori in gestione utenza, che rispondono alle richieste della clientela (per esempio, nuove connessioni, aumenti di potenza ecc.) come di seguito specificato. Al fine di dare una rappresentazione completa, il piano di seguito descritto si sviluppa in un periodo complessivo di 15 anni come richiesto dalla deliberazione AEEGSI 646/2016/R/eel.

Le motivazioni di tale scelta sono riportate in dettaglio nel paragrafo 7.4.

In funzione degli obiettivi e vincoli suddetti, il piano di installazione 2017-2031 presenta quindi il dettaglio riportato qui di seguito.

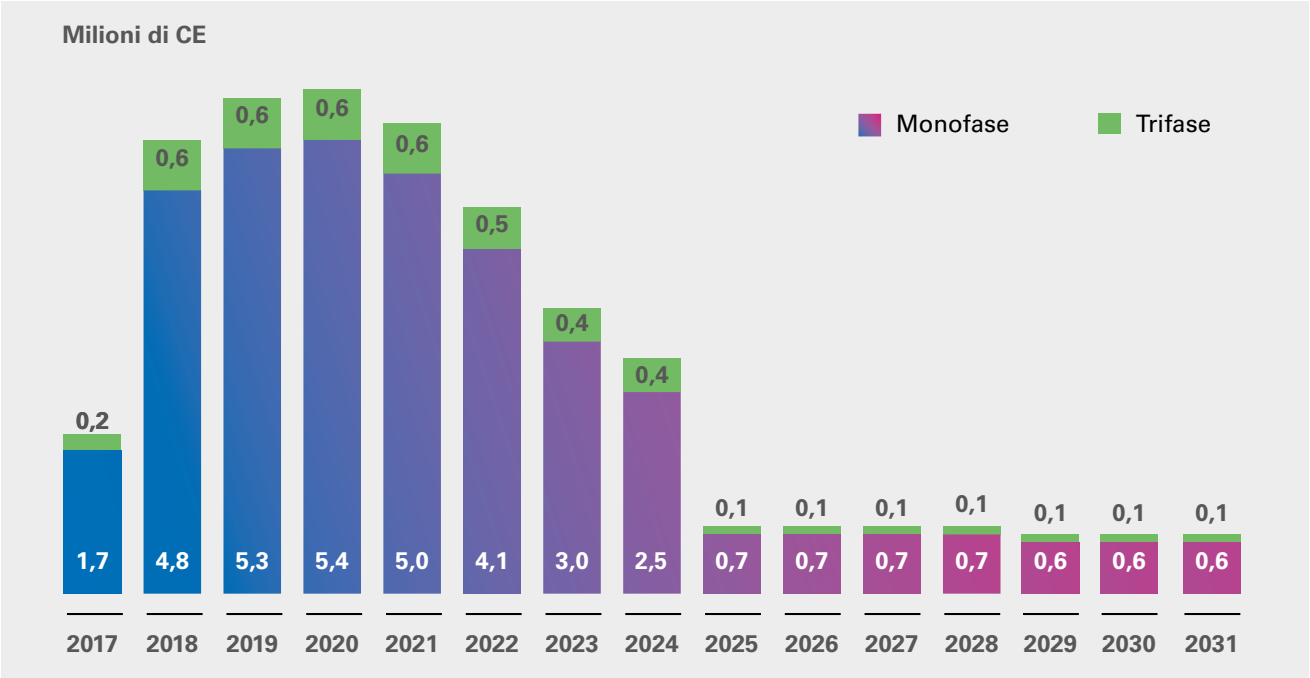
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Monofase	1.653.837	4.825.880	5.316.772	5.363.207	4.962.527	4.116.799	2.979.505	2.487.458
Trifase	155.469	559.110	623.346	637.202	600.231	512.667	388.365	427.335

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	**Tot '17-'31**
Monofase	684.620	681.001	674.351	662.651	648.341	636.354	642.267	**36.335.571**
Trifase	129.146	129.175	128.846	128.417	127.211	126.277	127.436	**4.800.232**

Il numero complessivo dei CE 2G che verranno installati nel periodo 2017-2031 sarà composto da:

- contatori 2G,in sostituzione del parco esistente di contatori 1G;
- contatori legati a dinamiche della clientela (nuovi clienti, riattivazione clienti cessati, richieste variazioni commerciali) o a sostituzioni per guasto e altre cause;

per un totale stimato di circa 41,1 milioni di CE 2G.



7.1.1. Piano di installazione per stato (messa in servizio/messa a regime)

La messa a regime delle cabine secondarie avverrà in accordo con i tempi stabiliti dalla deliberazione AEEGSI 87/2016. Il piano di messa a regime segue quello di sostituzione in linea con le tempistiche stabilite dalla deliberazione 87/2016 che individua in 60 giorni il tempo massimo per la messa a regime della cabina per la telelettura dei contatori posati.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Posa singola	856.576	1.118.748	1.244.685	1.232.492	1.405.826	1.345.175	1.276.011	1.194.171
Massiva - Messa a regime non completa	79.394	355.520	391.286	397.326	346.411	273.691	174.322	-
Massiva - Messa a regime completa	873.336	3.910.722	4.304.147	4.370.590	3.810.521	3.010.600	1.917.537	1.720.621

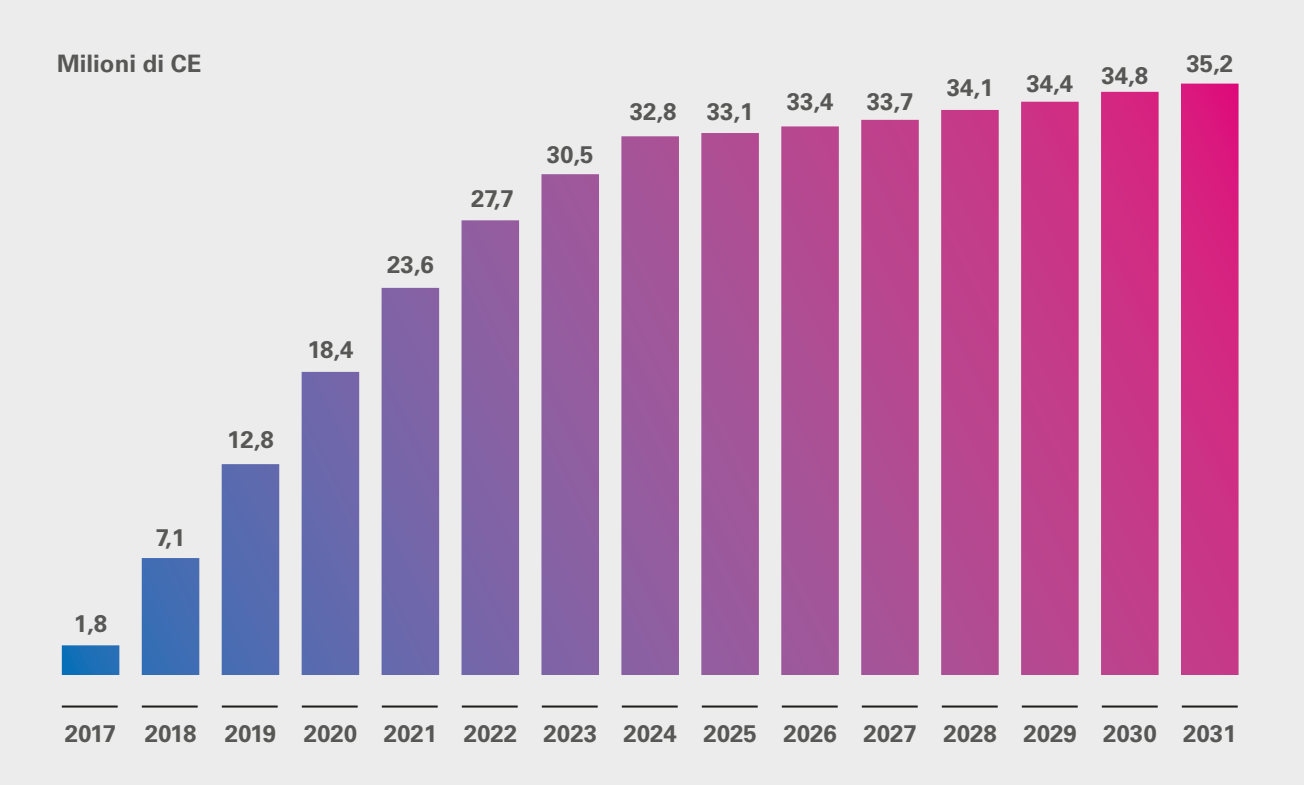
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	**Tot '17-'31**
Posa singola	813.765	810.176	803.197	791.069	775.552	762.631	769.703	**15.199.777**
Massiva - Messa a regime non completa	-	-	-	-	-	-	-	**2.017.950**
Massiva - Messa a regime completa	-	-	-	-	-	-	-	**23.918.076**

7.1.2. Stock di contatori 2G attivi al 31.12 di ciascun anno di piano

Il piano di sostituzione cumulato dei contatori 2G anno per anno è riportato nella figura sottostante.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Contatori 2G	1.790.138	7.074.306	12.785.296	18.438.947	23.555.234	27.663.543	30.469.887	32.804.057

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
33.063.111	33.358.392	33.689.726	34.056.957	34.424.188	34.791.419	35.158.650



7.2 Pianificazione annua delle consistenze di concentratori e sistema centrale

7.2.1. Concentratori

Il piano di sostituzione dei concentratori segue la curva annuale di sostituzione dei contatori, nella proporzione di un concentratore ogni 80 contatori circa per un totale di 381.000 concentratori da sostituire. Come indicato nella deliberazione 87/2016, il tempo di messa a regime delle cabine secondarie sarà inferiore a 60 giorni.

Includendo anche la crescita e la manutenzione dei concentratori, nei 15 anni complessivi dell'orizzonte temporale del piano (2017-2031) si prevede la sostituzione di circa 570.000 concentratori a cura del personale di E-distribuzione. La sostituzione annuale dei concentratori è riportata nella seguente tabella per anno e cumulata.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Volumi annui concentratori	32.000	73.120	75.640	78.160	80.680	84.200	15.755	15.825
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	**Tot. '17-'31**
	15.895	15.965	16.035	16.105	16.175	16.245	17.542	**569.342**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cumulata concentratori	32.000	105.120	180.760	258.920	339.600	423.800	439.555	455.380
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
	471.275	487.240	503.275	519.380	535.555	551.800	569.342	

7.2.2. Sistema centrale

I rilasci previsti per i moduli che compongono il sistema centrale BEAT e le relative funzionalità, descritti nel capitolo 5.2 sono stati pianificati al fine di garantire le funzionalità e le *performance* indicate negli allegati A e B della deliberazione 87/2016.

7.3 Spiegazione delle scelte effettuate relativamente alla definizione dei volumi dei misuratori durante la fase massiva, con particolare evidenza dell'efficacia e dell'efficienza di tali scelte, inclusa la scelta tra installazione massiva e installazione in posa singola

7.3.1. Criteri generali per la definizione delle tempistiche e dei volumi della fase massiva

La scelta di sostituire il parco contatori esistenti attraverso due fasi, una massiva e una di "posa singola", è stata effettuata sulla base di un'analisi che risponde alle seguenti esigenze:

- diffondere i benefici del contatore elettronico 2G alla clientela in modo uniforme sul territorio nazionale e nel minor tempo possibile. Come già evidenziato in precedenza in maniera più puntuale, la disponibilità in tempi ravvicinati all'installazione della quasi totalità delle funzionalità consente di perseguire sin da subito importanti benefici, tra i quali:
  - aumento della consapevolezza dei propri consumi con conseguente miglioramento degli

effetti dell'efficienza energetica (anche attraverso l'utilizzo di sistemi di domotica che si interfacciano con il contatore tramite la *chain* 2);
  - potenziamento delle *performance* nella *chain* 1 che consente di realizzare un miglioramento delle tempistiche e dei processi di fatturazione attiva e passiva;
  - sviluppo di nuovi servizi quali le offerte orarie, le offerte prepagate, i servizi di reporting e di sviluppo di modelli comportamentali di consumo, la *demand side response* ecc.;
- beneficiare delle efficienze di costo legate a una modalità di installazione di tipo massivo rispetto a una sostituzione puntuale e più diluita nel tempo. La modalità massiva, infatti, agendo con logiche di completamento delle sostituzioni per aree omogenee (intere vie o quartieri) permette di ottimizzare la logistica e l'organizzazione delle attività operative. Viceversa, una sostituzione di tipo puntuale, non beneficiando dell'effetto di contiguità delle attività operative, comporta tempi maggiori di spostamento tra un intervento e l'altro con un effetto negativo sulla produttività giornaliera. L'installazione massiva permette quindi una migliore organizzazione delle attività, una gestione ottimale del personale operativo e una riduzione dei tempi logistici necessari, garantendo la massima efficienza sui costi di installazione;
- ridurre al minimo il tempo di gestione contemporanea di due diverse tecnologie CE 1G e CE 2G che, seppur compatibili, determinano una maggiore complessità operativa.

La scelta della durata della fase massiva e i relativi volumi annuali sono stati definiti con l'obiettivo di contemperare le finalità di cui sopra coi vincoli tecnici che scaturiscono dal fatto che si tratta di un piano unico al mondo per dimensione e complessità, in quanto interessa la gran parte della popolazione e del territorio nazionale, con i seguenti vincoli:

- la reale fattibilità e sostenibilità del piano in termini di risorse operative interne ed esterne disponibili;
- i volumi sono stati definiti sulla base delle complessità operative riscontrate grazie all'esperienza derivante dal precedente piano con l'obiettivo di presentare un piano di sostituzione sostenibile da un punto di vista tecnico-operativo;
- l'esigenza di garantire coerenza con i criteri di remunerazione tariffaria fissati dalla deliberazione AEEGSI 646/2016/R/eel e definiti con la finalità di assicurare l'invarianza tariffaria.

Le modalità di installazione dei CE 2G secondo il profilo sopra indicato seguono logiche individuate perseguendo obiettivi di:

- efficienza: attraverso il contenimento dei costi e dei tempi, garantendo al contempo capillarità e omogeneità nelle aree di intervento;
- efficacia: assicurando modalità che garantiscano il raggiungimento dei volumi pianificati nei tempi previsti;
- attenzione alla clientela: individuando modalità di sostituzione che vadano incontro alle esigenze delle diverse tipologie di clientela.

Su queste tre direttrici si articola il piano di sostituzione di seguito descritto.

7.3.2. Tipologie di installazione (massiva e in posa singola)

Per le sostituzioni massive di misuratori regolarmente teleletti, E-distribuzione si avvarrà di norma di imprese appaltatrici alle quali verrà assegnata gran parte delle sostituzioni di contatori 1G con contatori 2G (circa l'80%). L'assegnazione dei contratti avverrà mediante procedure di gara alle quali potranno accedere imprese presenti nel sistema di qualificazione E-distribuzione. In particolare, sono stati pubblicati requisiti specifici per il progetto di sostituzione massiva che consentiranno di selezionare, nel panorama degli operatori economici operanti nel settore, imprese qualificate sotto il profilo tecnico, economico-finanziario e legale. Le gare saranno strutturate in lotti in una logica di suddivisione geografica del territorio nazionale, garantendo in tal modo la partecipazione di una pluralità di imprese appaltatrici. I contratti verranno inoltre definiti in modo tale da garantire il completamento dei comuni, ai sensi del requisito C-1.01 dell'Allegato B alla deliberazione 87/2017/R/eel, secondo le seguenti tempistiche:

- 180 giorni per i comuni con meno di 5.000 punti di fornitura;
- 210 giorni per i comuni con un numero di punti di fornitura compreso tra 5.000 e 10.000;
- 240 giorni sia per i comuni con un numero di punti di fornitura compreso tra 10.000 e 20.000, sia per i comuni con più di 20.000 punti suddividendo gli stessi in aree con un numero di punti non inferiore a 10.000.

I territori nei quali saranno suddivisi i singoli comuni saranno comunque interessati dalla sostituzione dei

contatori in modo uniforme e senza interruzioni dell'attività, salvo nei casi di presenza di aree con caratteristiche di stagionalità (aree di villeggiatura, presenza di seconde case ecc.).
I contratti che scaturiscono dalle suddette gare sono stati progettati in modo da incentivare le imprese a effettuare il maggior numero possibile di installazioni in modalità massiva (quindi più efficiente). Infatti, all'interno di tali contratti di appalto sono stati inseriti meccanismi di remunerazione crescente all'aumentare del tasso di successo della sostituzione.
Per le sostituzioni non eseguite a valle dei tentativi effettuati durante la fase massiva (per impossibilità di accesso presso l'abitazione del cliente), è prevista, all'interno dei contratti, la possibilità di riassegnare alle stesse imprese un ulteriore tentativo di sostituzione attraverso la cosiddetta attività di ripasso. Tale attività prevede sempre un'installazione in forma massiva ma con un costo diverso comunque sensibilmente inferiore a quello della posa singola, che tiene conto della necessità di appuntamenti personalizzati per poter accedere alla fornitura.
Per alcune tipologie di forniture, vista la loro caratteristica (peculiarità tecnica o necessità di rapporto diretto con il cliente) è stato deciso di effettuare la sostituzione direttamente con il personale di E-distribuzione. Dette forniture riguardano:

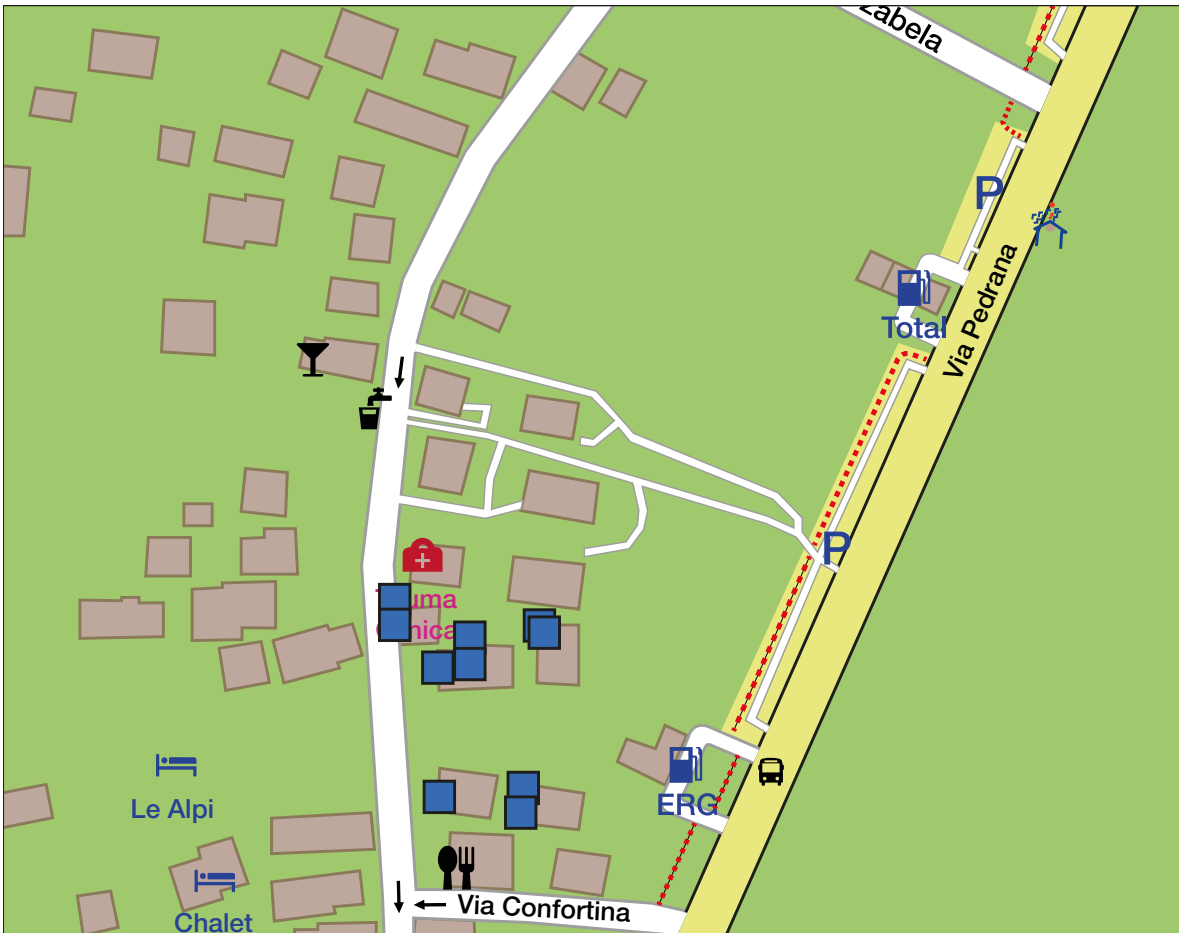
- contatori non teleletti da oltre due mesi antecedenti la sostituzione;
- contatori elettromeccanici, più complessi tecnicamente (necessitano della modifica della presa) e, inoltre, in quanto residui dalla prima campagna di sostituzione, necessitano di modalità operative dedicate;
- contatori per la misura dell'energia prodotta (cosiddetti M2), installati su impianti dei clienti e ubicati all'interno delle relative proprietà, che necessitano di presenza del cliente stesso, anche ai fini del rispetto delle procedure di sicurezza;
- contatori trifase relativi a forniture artigianali e commerciali, che, dovendo interrompere un'attività produttiva, necessitano di un appuntamento dedicato;
- altre fattispecie che richiedono modalità opportune di sostituzione sulla base di esigenze specifiche del cliente.

A eccezione della quarta fattispecie, che seguirà logiche di sostituzione massiva che tengono comunque conto della maggior complessità tecnica relativa ai contatori trifase, le altre fattispecie riguardano installazioni in posa singola.
A questo elenco si aggiungono i contatori risultati ancora inaccessibili a valle dei successivi tentativi di ripasso effettuati dall'impresa, nonché situazioni di impossibilità a operare (opposizione del cliente, presenza di apparati elettromedicali ecc.).
Inoltre, con l'obiettivo di utilizzare qualsiasi accesso al contatore per effettuare l'installazione del nuovo contatore 2G, rientrano nel piano di sostituzione anche tutte le richieste di gestione utenza che prevedono la sostituzione del contatore 1G (richieste commerciali, guasti ecc.).

7.3.3. Ulteriori considerazioni relative a efficacia ed efficienza del piano e ai rapporti con la clientela

L'efficacia e l'efficienza sono state perseguite anche nella scelta delle modalità di sostituzione e dei relativi strumenti a supporto come di seguito descritto.
L'attività di sostituzione viene assegnata alle imprese appaltatrici per aree omogenee e vie contigue di intervento. Attraverso un *software* dedicato alla pianificazione dell'attività, è possibile infatti, individuato un comune dove avviare le installazioni, selezionare le forniture di intere aree o vie, in modo da garantire la massima ottimizzazione logistica e allo stesso tempo la copertura uniforme del territorio.
L'organizzazione delle attività per aree omogenee, oltre ai benefici di natura logistica e organizzativa, permette di massimizzare la sostituzione dei contatori nel caso di forniture inaccessibili dall'esterno.
Infatti, sia per l'effetto di "pubblicità" intrinseco nella sostituzione, sia per la presenza nell'area/quartiere dell'impresa per diversi giorni, è possibile massimizzare le sostituzioni presso le forniture inaccessibili che necessitano della presenza del cliente o di un suo delegato per accedere al contatore.
L'impresa infatti, senza un ulteriore aggravio, potrà effettuare, nei giorni successivi al primo tentativo, sostituzioni mirate anche grazie agli appuntamenti personalizzati scaturiti dagli avvisi di mancata sostituzione rilasciati ai clienti inaccessibili. In questi casi, attraverso una App a supporto delle imprese, è possibile registrare, in abbinamento alle attività di sostituzione programmate, eventuali appuntamenti personalizzati che dovessero essere stati definiti con i clienti a valle dei primi accessi.
La pianificazione temporale delle aree oggetto di sostitu-

zione tiene anche conto di possibili effetti sulla presenza della clientela derivanti da effetti di stagionalità come nel caso delle seconde case e delle zone di villeggiatura.
Ulteriori potenzialità dello strumento di pianificazione sono legate alla possibilità di assegnare l'attività giornaliera agli operatori, tramite modalità grafica e con funzionalità innovative di geo-localizzazione delle forniture.
Tutto il personale delle imprese e di E-distribuzione avrà a disposizione strumenti informatici avanzati per eseguire le attività di sostituzione del CE 1G e installazione del CE 2G.
In particolare, tutti gli operatori saranno dotati di *smartphone* per effettuare in modo guidato e automatizzato tutti i passaggi relativi alla rimozione del CE 1G e all'installazione del CE 2G, garantendo sicurezza e tracciabilità dell'operazione, oltre al monitoraggio del rispetto dei tempi previsti. Su tali dispositivi verranno quindi trasferiti, dal sistema centrale, gli ordini di sostituzione (c.d. richieste di cambio misuratore). L'operatore, seguendo le fasi operative presentate dalla App, effettua la rimozione e la successiva installazione del CE 2G. L'operatore non può agire autonomamente (per esempio, modificando i parametri del contatore sostituito), poiché gli stessi sono acquisiti in maniera automatica e sicura dal dispositivo e trasmessi al sistema centrale.
Si riporta di seguito un esempio delle maschere di selezione delle attività da eseguire con l'individuazione geografica della posizione della fornitura.
Vantaggi in termini di efficacia saranno ottenuti anche grazie a una diffusa e capillare campagna di comunicazione tramite i principali canali di informazione e l'organizzazione di incontri istituzionali nei Comuni che via



via saranno interessati dalla campagna di sostituzione. Lo scopo è quello di comunicare alla clientela i benefici attesi derivanti dal nuovo contatore 2G e, allo stesso tempo, comunicare in modo puntuale la fascia oraria di sostituzione in modo da potersi rendere disponibile nei casi di forniture ubicate all'interno degli appartamenti.
Gli aspetti operativi del piano di sostituzione e comunicazione sono meglio descritti nei successivi paragrafi.

7.4 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

Le possibili circostanze, indipendenti dalla volontà di E-distribuzione, che implicherebbero la necessità di ripianificare i volumi previsti dal piano di sostituzione massiva, sono riportate di seguito:

- tasso di produttività delle imprese non in linea con le attese oppure abbandono o sospensione delle attività da parte delle imprese a causa di problemi organizzativi o di fallimento dell'impresa;
- mancate o parziali consegne di contatori da parte dei fornitori rispetto ai volumi attesi o alla difformità del prodotto rispetto allo standard di qualità atteso;
- impossibilità di accesso alle forniture posizionate all'interno delle abitazioni o proprietà private in volumi superiori a quanto stimato.

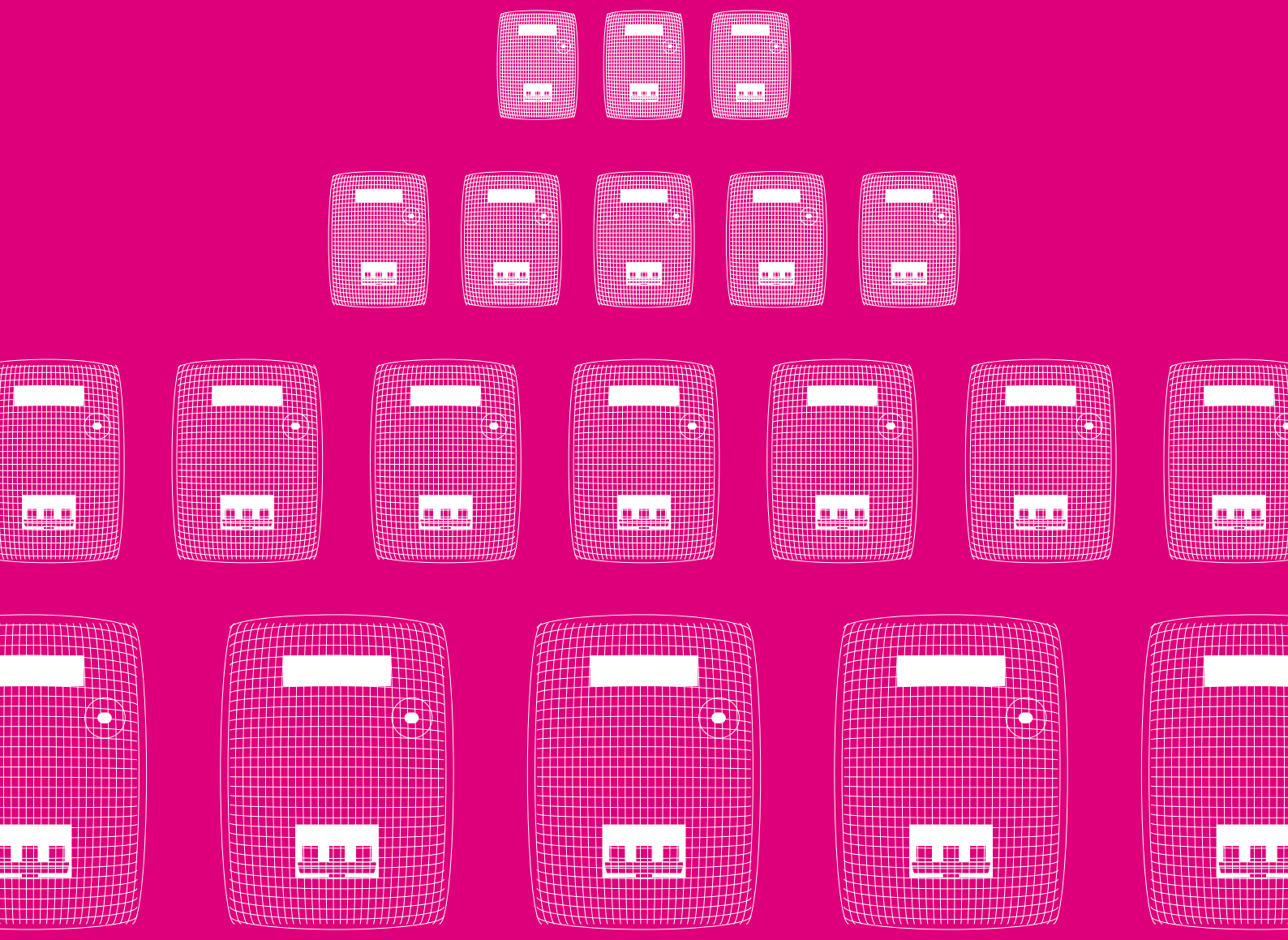
Si annoverano fra i possibili motivi di mancato rispetto della pianificazione anche gli eventi eccezionali e non prevedibili o calamità naturali, che potrebbero impattare sui volumi previsti nei piani semestrali, relativi ad aree geografiche ben definite.

In relazione alla previsione dei volumi di installazione legati alla gestione utenza, nuove forniture e altro, i dati presenti nel piano sono stati calcolati considerando i consuntivi legati alla situazione economica degli ultimi anni, basandosi sulle previsioni economiche a disposizione di E-distribuzione. Ne consegue che un'eventuale modifica sostanziale della situazione economica reale rispetto a quella ipotizzata comporterà la necessità di ripianificare le previsioni degli anni successivi.

Per far fonte alle situazioni suddette, è stata attuata una serie di azioni volte a mitigare gli effetti sul piano di installazione:

- per quanto riguarda i tassi di produttività delle imprese, sono stati inseriti all'interno dei contratti modalità di riconoscimento basate su logiche di premi e penali ben dettagliate e su orizzonti trimestrali. Inoltre, per limitare le conseguenze di eventuali sospensioni delle attività per fallimento o abbandono dell'impresa, sono stati definiti e assegnati lotti di sostituzioni di piccole/medie dimensioni con possibilità, se necessario, di subentro per imprese territorialmente limitrofe;
- in merito agli approvvigionamenti dei materiali, E-distribuzione ha stipulato contratti con più fornitori verso i quali ha la possibilità di modificare le quote di approvvigionamento nel caso di inadempienza di un fornitore. Tutti i contratti, inoltre, sono regolamentati con un meccanismo di penali;
- per ridurre al minimo le mancate sostituzioni per forniture inaccessibili sono previste diffuse campagne di comunicazione verso il cliente e un forte coinvolgimento degli *stakeholder* come riportato al paragrafo 8.

Descrizione del processo di installazione/sostituzione e rapporti con clienti e stakeholder



8.1 Descrizione del processo e focus sull'attività di sostituzione

Il macro processo legato alla sostituzione massiva prevede le seguenti fasi principali, descritte nel seguito e dettagliate nel successivo paragrafo 8.1.2:

- approvvigionamento e gestione logistica dei materiali;
- pianificazione, esecuzione e monitoraggio delle attività di sostituzione.

Ai paragrafi dedicati a queste fasi farà seguito un approfondimento specifico (8.1.3) sull'attività di sostituzione, al fine di descrivere più puntualmente le fasi operative che la caratterizzano e le azioni a tutela dei clienti.

8.1.1. Approvvigionamento e gestione logistica dei materiali

Durante il periodo di piano (15 anni) verranno approvvigionati circa 41 milioni di contatori 2G. L'approvvigionamento avviene attraverso procedure di gara che selezionano i fornitori da un comparto qualificato, attingendo cioè dall'insieme di ditte qualificate da E-distribuzione, con certificazione del Sistema Qualità, secondo determinati requisiti economici e tecnici, verificati con specifiche visite ispettive.

Il CE 2G di E-distribuzione è totalmente compatibile con i protocolli di comunicazione del parco di misuratori 1G; ciò permette di garantire il funzionamento del sistema 1G nella fase di transizione tra il sistema 1G e 2G; tutti i nuovi componenti (contatori 2G e concentratori) sono progettati per garantire la retrocompatibilità con il sistema 1G.

Inoltre è stato previsto un unico modello di contatore trifase, che sostituirà i due modelli attualmente in uso, semplificando quindi sia l'approvvigionamento che la successiva gestione in campo.

Il fabbisogno di materiali e i relativi ordinativi ai fornitori sono emessi sulla base del piano di installazione previsto. Le richieste e relative consegne avvengono con frequenza mensile con l'obiettivo di ottimizzare la gestione delle scorte di magazzino.

La logistica dei materiali è basata sul modello *Third Party Logistic Service Provider* che prevede la presenza di:

- piattaforme logistiche distribuite sul territorio nazionale e individuate nelle città di Pavia, Salerno, Catania e Cagliari;
- magazzini secondari presso le sedi di E-distribuzione e presso le imprese incaricate della sostituzione massiva;
- *provider* logistici, ovvero soggetti terzi che hanno il compito di gestire lo stoccaggio dei materiali e curare il servizio di trasporto verso i magazzini secondari.

Il fornitore consegna mensilmente i nuovi materiali alle piattaforme logistiche secondo le quantità ordinate. I *provider* logistici riforniscono i magazzini secondari presso le sedi operative di E-distribuzione e delle imprese appaltatrici e secondo la logica del reintegro dei materiali a consumo. Individuato un volume medio di contatori, lo stesso viene sempre reintegrato in funzione del volume di attività effettuato (contatori installati). Contestualmente all'attività di consegna dei materiali, vengono ritirati i CE 1G rimossi, per il successivo trasporto verso la piattaforma territorialmente competente. Dalle piattaforme i contatori CE 1G vengono conferiti a ditte specializzate e qualificate per il recupero e lo smaltimento dei materiali.

La strategia di recupero e smaltimento è stata definita da E-distribuzione con i seguenti obiettivi:

- rendere inutilizzabili le informazioni contenute all'interno dei dispositivi, definendo opportune modalità di distruzione del componente;
- proteggere il know-how progettuale;
- minimizzare l'impatto ambientale nel rispetto delle leggi di riferimento.

Ogni fase del processo di logistica è completamente tracciata, attraverso il monitoraggio dei seguenti stati:

- consegna componenti verso piattaforma;
- consegna componenti verso magazzino secondario;
- installazione e rimozione;
- reso dei componenti alla piattaforma.

Questo tipo di tracciatura è possibile grazie alla presenza nel nuovo contatore di etichette intelligenti RFID oltre che a sistemi univoci quali QR *code* e *barcode*.

8.1.2. Pianificazione, esecuzione e monitoraggio delle attività

La pianificazione delle attività rispetta i vincoli di qualità e le tempistiche fissate dalla deliberazione 87/2016

e, con la definizione di lotti contrattuali per l'impresa, soddisfa i seguenti criteri:

- volumi mensili omogenei di attività;
- contiguità territoriale delle vie che compongono il carico mensile;
- durata prevista per il completamento di un lotto contrattuale (di norma 24 mesi);
- calendarizzazione che tenga conto anche dell'eventuale presenza di aree con forniture a carattere stagionale.

Sulla base del cronoprogramma descritto al capitolo 7, e con un anticipo di circa 6 mesi rispetto alla sostituzione, viene preparata la pianificazione semestrale, che stabilisce la sequenza dei comuni o delle vie sui quali effettuare l'attività definendo i carichi mensili. In questo modo nel cruscotto informatico utilizzato per la pianificazione sono sempre presenti i piani dettagliati per i 6 mesi successivi.

Questa pianificazione ha lo scopo di:

- rendere disponibile con un anticipo di 6 mesi sul sito di E-distribuzione e nei sistemi di *customer care* telefonici (descritti nel paragrafo 8.2.2) la previsione di sostituzione per ciascuno dei clienti interessati, in modo da consentire le puntuali attività di comunicazione descritte al paragrafo 8.3;
- ottenere evidenza dei problemi nei sistemi o nella telelettura in modo da poterli risolvere con sufficiente anticipo e permettere l'assegnazione all'impresa;
- predisporre nel cruscotto informatico utilizzato per la pianificazione le emissioni di attività avendo già chiaro il volume che risulterà per ciascun mese.

L'emissione delle richieste di sostituzione per il mese successivo avviene con 15 giorni di anticipo, al fine di considerare la situazione delle forniture il più aggiornata possibile.

Una volta prodotto l'elenco delle sostituzioni, l'impresa incaricata della sostituzione preannuncia ai clienti l'intervento con le modalità descritte al paragrafo 8.3.2.

L'assegnazione delle attività all'operatore è giornaliera e basata sul calendario di preavviso comunicato ai clienti.

A partire dall'assegnazione, tutte le fasi dell'attività di sostituzione (descritte dettagliatamente nel seguito) vengono gestite in modo automatico, tramite l'utilizzo di *smartphone* connessi in tempo reale con il sistema centrale.

Qualsiasi dato (anagrafica misuratore, letture ecc.) viene raccolto dall'impresa solo tramite connessione automatica dello *smartphone* al contatore; per l'impresa non è possibile l'inserimento di dati manuali.

Tale scelta è stata dettata dalla necessità di azzerare possibili errori umani nella consuntivazione delle attività sull'esperienza della precedente campagna massiva.

In caso di inaccessibilità alla fornitura, l'impresa lascia presso l'abitazione del cliente il modulo di avviso di mancata sostituzione che invita il cliente a contattare l'impresa per pianificare l'intervento.

Nella fase di sostituzione massiva la sostituzione dei concentratori, in carico al personale E-distribuzione, avviene secondo un programma che rispecchia il piano dell'attività dell'impresa, ma con un congruo anticipo temporale, al fine di rendere disponibili le funzionalità richieste dalla deliberazione AEEGSI 87/2016 subito a valle della completa sostituzione dei contatori sottostanti una cabina. Nella fase di transizione comunque il sistema garantisce la retrocompatibilità dei componenti 2G con il sistema 1G, come anticipato all'inizio del paragrafo.

Come già descritto al paragrafo 7.3.2, E-distribuzione pianificherà, con tempistiche compatibili con la stagionalità delle forniture e in considerazione dell'attività massiva prevista, un'eventuale attività di "ripasso", a cura delle imprese appaltatrici, per completare le sostituzioni assegnate nei lotti e non eseguite per mancato accesso alla fornitura.

Grazie alla disponibilità di sistemi automatici e integrati tra loro per la pianificazione e l'esecuzione delle attività, è possibile un monitoraggio puntuale dell'avanzamento delle sostituzioni eseguite e del buon funzionamento dei sistemi di telelettura a valle della posa.

L'attività di sostituzione del contatore 1G con il contatore 2G avviene di norma senza alcun intervento sulla basetta e sulla presa, in quanto il nuovo contatore è perfettamente compatibile con i collegamenti esistenti.

Anche le connessioni del cliente non richiedono alcuna modifica e vengono ripristinate com'erano prima della sostituzione.

Le fasi operative della sostituzione prevedono i seguenti passi:

- disconnessione dei collegamenti del cliente e rimozione del contatore in opera;
- installazione del nuovo contatore;
- programmazione del nuovo contatore e ripristino dei dati della fornitura;

- verifica del corretto funzionamento del contatore e ripristino dei collegamenti del cliente.

Il tempo complessivo di esecuzione delle fasi sopra dettagliate è esiguo, stimato in circa 10 minuti, e il tempo di effettiva disalimentazione della fornitura è limitato a pochi minuti.

8.1.3. Azioni a tutela dei clienti

Al fine di tutelare i clienti in occasione della sostituzione dei contatori e, in particolare, alle modalità di rilevazione delle letture di sostituzione, E-distribuzione ha previsto una gestione differenziata in relazione alla seguente tipologia di clienti:

- *Tipologia A: clienti con contatori regolarmente teleletti*

  Per questa tipologia di clienti, la sostituzione avverrà in modalità massiva e sarà affidata, di norma, alle imprese appaltatrici. Il cliente, grazie alla pubblicazione del piano di sostituzione sul sito di E-distribuzione e al preavviso di 5 giorni rispetto alla sostituzione del contatore, come meglio dettagliato nelle azioni di comunicazione descritte nel paragrafo 8.3, potrà comunque presenziare alle attività di posa ed eventualmente rilevare autonomamente il dato di misura registrato sul contatore 1G e l'eventuale ultima lettura precedente registrata dal contatore. I dati delle letture degli ultimi dodici mesi potranno anche essere visualizzati dal cliente attivando il servizio "le mie letture" sul sito di E-distribuzione.

- *Tipologia B e C: clienti con contatori non regolarmente teleletti*

  Nel caso di clienti con contatori non regolarmente teleletti (contatori non letti da oltre 2 mesi), l'attività di sostituzione verrà eseguita dal personale di E-distribuzione alla presenza del cliente.

  Al momento della sostituzione, verrà effettuato un "controllo di coerenza" della lettura di rimozione rilevata in loco sul contatore rispetto alle stime utilizzate nel periodo di assenza delle letture, stime basate sui consumi storici.

  In funzione dell'esito del "controllo di coerenza" si avranno due diverse tipologie di sostituzione così caratterizzate:

  - Tipologia B: clienti con contatori non regolarmente teleletti con lettura di rimozione coerente con le stime.

    Nel caso in cui la lettura rilevata all'atto della rimozione risulti coerente con le stime precedenti, si procederà alla sostituzione del contatore. Al cliente verrà consegnata copia cartacea del verbale riportante le letture di sostituzione, il valore e la data dell'ultima lettura reale.
  - Tipologia C: clienti con contatori non regolarmente teleletti con lettura di rimozione non coerente con le stime.

    Nel caso in cui la lettura rilevata all'atto della rimozione non risulti coerente con gli acconti stimati da storico la sostituzione verrà sospesa. L'esito del "controllo di coerenza" verrà evidenziato tramite un apposito modulo cartaceo consegnato al cliente, che sarà così informato della sua facoltà di chiedere, entro 90 gg, la verifica dell'apparecchiatura di misura, con le modalità, le tempistiche e i corrispettivi già disciplinati dalla normativa vigente.

    Verrà inoltre precisato che – qualora non venga formalizzata la richiesta di verifica – trascorsi ulteriori 30 gg rispetto al suddetto termine di 90 gg, E-distribuzione procederà comunque con la sostituzione del misuratore anche in assenza del cliente. Le suddette tempistiche consentiranno al cliente di verificare l'esistenza di un eventuale conguaglio anomalo nella successiva fattura emessa dal proprio venditore, e di richiedere eventualmente la verifica del misuratore.

Per tutte le tipologie sopra evidenziate, a valle della sostituzione, in ottica di piena trasparenza e con la finalità di dare pronta comunicazione ai clienti della disponibilità di un contatore con le nuove funzionalità, sarà reso disponibile, entro due giorni dall'intervento, sul portale web e-distribuzione.it copia del Rapporto di sostituzione, contenente le seguenti principali informazioni:

- la data di esecuzione dell'intervento di sostituzione;
- i dati di targa e le letture del contatore precedentemente installato, rilevate al momento della sostituzione;
- i dati di targa e le letture di attivazione rilevate al momento della posa del contatore di nuova generazione.

Il Rapporto di sostituzione sarà reso disponibile ai clienti tramite il nuovo servizio OPEN METER PLAN,

che ne consentirà la visualizzazione e il *download* dal portale web e-distribuzione.it in formato PDF.
In alternativa il Rapporto di sostituzione potrà essere richiesto tramite i seguenti canali: Numero Verde 800.085.577, Casella Postale 5555-85100 Potenza, Fax Verde 800.046.674.
Analogamente, il Rapporto di sostituzione sarà disponibile anche sul portale FOUR (*Front Office* Unico Rete) per i venditori (operanti sia sul mercato libero sia sul mercato tutelato), e consentirà di gestire in maniera più rapida lo scambio di informazioni con E-distribuzione.
Grazie a questo strumento, infatti, i venditori potranno collegarsi direttamente al sistema di E-distribuzione tramite il proprio CRM (*Customer Relationship Management*) ed effettuare, per i POD di propria competenza, il *download* del documento contenente i dati rilevati al momento dell'attività di sostituzione. Questa soluzione consentirà una notevole velocizzazione delle comunicazioni offrendo così al trader la possibilità di migliorare la qualità del servizio offerto ai propri clienti.
Inoltre, entro settembre 2017, sempre a valle della sostituzione, E-distribuzione renderà disponibile per il cliente una nuova funzionalità che gli consentirà di visualizzare sul display del nuovo misuratore 2G, per 18 mesi dalla data di sostituzione, sia le letture di rimozione sia le letture dei totalizzatori del misuratore 1G rimosso relative al mese precedente la sostituzione.
Successivamente al rilascio di tale funzionalità, in aggiunta a tutti i canali informativi sopra menzionati, il cliente, se ancora non soddisfatto, avrà la possibilità di richiedere, a titolo oneroso ed entro 15 giorni dalla data dell'intervento, la verifica della lettura di rimozione.
Sino al rilascio della funzionalità suddetta, E-distribuzione estenderà il termine per la richiesta a 90 giorni dalla data dell'intervento.
Ai clienti che facessero richiesta di tale verifica, E-distribuzione – qualora dal controllo emergesse la coincidenza della lettura di rimozione con quanto presente sul misuratore – richiederà un contributo in quota fissa, fino al rilascio della funzionalità, pari a 30 euro più IVA e, a regime, non superiore a quanto previsto nella Tabella 7, lettera c) del "Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di Connessione" pubblicato dall'AEEGSI come Allegato C alla deliberazione 645/2015/R/eel.
Qualora, viceversa, venisse riscontrata l'irregolare registrazione dei dati di rimozione, E-distribuzione non procederà ad alcun addebito e provvederà alle eventuali rettifiche del fatturato pregresso.
Al fine di rendere al cliente il più agevole possibile tale procedura, E-distribuzione renderà disponibile tramite Numero Verde e nella sezione dedicata al nuovo contatore OPEN METER del proprio sito web, l'apposito modulo di richiesta della verifica della lettura di rimozione con impegno al pagamento. Tale documentazione, firmata e compilata in tutte le sue parti dal titolare/rappresentante legale della fornitura, andrà poi inviata attraverso i soli ed esclusivi canali ufficiali di E-distribuzione (Casella Postale 5555-85100 Potenza, Fax Verde 800.046.674) per l'accoglimento ed evasione della richiesta.

8.2 Servizi dedicati al pubblico – comunicazione del piano e customer care

8.2.1. OPEN METER – informazioni generali, pianificazione e stato di avanzamento

E-distribuzione ha sviluppato sul proprio sito internet e-distribuzione.it una sezione "OPEN METER", completamente dedicata al nuovo contatore elettronico 2G con la finalità di fornire a clienti, istituzioni e operatori di mercato i principali elementi informativi sulle nuove funzionalità, sui vantaggi e sul programma di installazione dei contatori che E-distribuzione effettuerà nei prossimi anni.
Il servizio è disponibile sia sul sito web e-distribuzione.it che su App mobile, nella sezione dedicata al contatore, inserita nel più ampio catalogo di servizi disponibili per i clienti attivi e passivi, e prevede due tipi di interfaccia: una pubblica e una riservata, descritte nel seguito.
L'area pubblica, disponibile per tutti gli utenti web o mobile che accedono al portale di E-distribuzione, anche non registrati al sito, conterrà informazioni riguardanti quanto segue:

1. Il nuovo contatore, in termini di:
   - notizie sempre aggiornate sulle attività di sostituzione;
   - *kit* informativi (visualizzabili e scaricabili) che comprendono manuali tecnico-informativi sulle caratteristiche e nuove funzionalità del contatore elettronico 2.0, oltre alla 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 contatore è stato fabbricato dopo il 13 giugno 2017. Saranno anche scaricabili i certificati rilasciati dall'organismo notificato, ai sensi della Direttiva 2014/32/UE (Direttiva MID), recepita in Italia con D.Lgs. 84/2016;
   - supporto immediato alle richieste di informazioni: sezione dedicata alle domande e risposte frequenti, navigabile tramite un flusso interattivo (albero di supporto) domanda/risposta, che indirizza il cliente verso la corretta procedura di risoluzione della problematica e che può, nei casi previsti, concludersi con l'invio di una richiesta di approfondimento direttamente tramite il servizio web mail del sito.
2. La pianificazione trimestrale

   Per offrire al pubblico, e in particolare agli operatori del mercato, una più ampia informativa riguardo ai tempi di sostituzione, sarà resa disponibile la pianificazione trimestrale degli interventi di sostituzione previsti sul territorio nazionale.

   Accedendo al servizio, l'utente potrà visualizzare in forma tabellare il mese corrente e i due mesi successivi. Per ognuno dei tre mesi verrà visualizzato l'elenco dei comuni per i quali è previsto l'avvio del piano di sostituzione.

   L'utente inoltre potrà effettuare il download dei dati tabellari presenti nella pagina ed esportarli in un file formato csv.
3. Lo stato di avanzamento dei lavori

   Per offrire al pubblico una fotografia immediata delle attività, lo stato di avanzamento dei lavori di sostituzione sarà disponibile, in forma grafica e in forma tabellare, a diversi livelli di aggregazione.

   Aprendo la pagina del servizio, all'utente apparirà la mappa grafica dell'Italia contenente il tasso di sostituzione dei contatori per singola regione. Ciascuna regione, sulla cartina, assumerà un colore differente a seconda della percentuale di sostituzione ivi raggiunta.

   Inoltre saranno visualizzate le informazioni di riepilogo relative all'avanzamento del piano di sostituzione per la regione selezionata e le relative province sino al dettaglio di singolo comune.

   Per dare all'utente la possibilità di eseguire la ricerca rapida dello stato di avanzamento dei lavori, sarà possibile effettuare la ricerca digitando il nome del singolo comune.
4. La pianificazione semestrale

   In ottemperanza a quanto previsto dalla deliberazione AEEGSI 646/2016/R/eel E-distribuzione mette a disposizione, sul proprio sito web, le informazioni riguardanti il cronoprogramma delle attività pianificate con un arco temporale di sei mesi.

   In particolare, la pianificazione semestrale (periodo p) è visualizzata in formato tabellare e riporta per ciascun comune oggetto di intervento (o sua parte), i seguenti dati di dettaglio:
   - volume totale dei punti di prelievo attivi;
   - il volume delle sostituzioni pianificate, per ciascun mese del semestre pianificato, nel periodo p.

   I comuni presenti nel periodo p saranno tutti quelli dove l'attività è prevista per almeno uno dei mesi del semestre. Inoltre, l'attività di sostituzione è organizzata in modo che, una volta avviato un comune, questo verrà gestito fino al completamento, a meno di particolari caratteristiche di stagionalità.

   La pubblicazione della pianificazione dei periodi successivi (p+1, p+2, …, p+n) avverrà con frequenza semestrale e con un anticipo di trenta giorni rispetto all'avvio del periodo oggetto di ciascun piano semestrale.

   Contestualmente alla pubblicazione del piano p, verrà messo a disposizione il consuntivo relativo al periodo p-2, integrato con le seguenti informazioni:
   - numero di contatori 2G effettivamente messi in servizio, per comune pianificato;
   - tasso percentuale di avanzamento.

   Detti dati saranno condizionati dalla disponibilità all'accesso delle forniture oggetto del piano.

L'area riservata del sito, accessibile previa registrazione secondo le consuete modalità, permetterà all'utente di visualizzare, nella sezione dedicata al nuovo contatore, la pianificazione dell'attività di sostituzione relativa al POD di propria pertinenza, e di verificare se il POD sarà compreso nel piano di sostituzione nell'arco dei tre mesi successivi alla data di accesso.
Nel caso in cui il POD selezionato dovesse essere compreso nella pianificazione trimestrale, verrà visualizzato il mese di effettuazione dell'intervento.

8.2.2. Il servizio di customer care per i clienti

La strategia di *customer care* nell'ambito della campagna di sostituzione massiva del contatore è stata sviluppata in un'ottica di trasparenza e facilità di accesso alle informazioni per i clienti finali, al fine di minimizzare il disagio e offrire massima flessibilità durante lo svolgimento dell'attività.
Per soddisfare le esigenze dei clienti saranno disponibili diversi canali di comunicazione:

- il Numero Verde di E-distribuzione 800.085.577, all'interno del quale è stato implementato un ramo dedicato dell'albero fonico (IVR, *Interactive Voice Response*), con servizi *self-service* particolarmente innovativi;
- un *Contact Center* dedicato con operatori di *Front Office* di I livello e di *Back-Office* di II e III livello;
- un canale telematico sul sito web e-distribuzione.it (già descritto al paragrafo 8.2.1);
- gli usuali canali formali (Casella Postale 5555-85100 Potenza, Fax Verde 800.046.674) di E-distribuzione, con operatori di *Back-Office* di II e III livello (supporto specialistico) dedicati.

Gestione richieste di informazioni e reclami

Con l'obiettivo di fornire immediato riscontro al cliente per tutto ciò che riguarda richieste di informazioni e reclami, attraverso il Numero Verde di E-distribuzione è disponibile l'albero fonico IVR (*Interactive Voice Response*) con cui interagire tramite tastiera telefonica, fornendo così a un ampio numero di clienti le indicazioni necessarie per i vari argomenti, in modalità self-service.
Qualora il cliente desiderasse invece parlare con un operatore, accederà ai diversi livelli di servizio operato dalla società aggiudicataria del servizio in regime di *outsourcing* che prevedono anche funzioni di *recall* e di supporto specialistico, oltre alla tracciatura e al monitoraggio della cronologia del contatto, per garantire un'elevata qualità del servizio.
Per assicurare un'adeguata e omogenea, nonché veloce ed efficace, capacità di risposta, tutti gli operatori dedicati sono stati opportunamente formati e specializzati.
Ugualmente importante sarà poi la gestione delle richieste e dei reclami scritti pervenuti dai clienti finali tramite i cosiddetti canali ufficiali (Casella Postale 5555 e Fax Verde 800.046.674) o pervenuti direttamente dai venditori del Mercato Libero o Maggior Tutela attraverso il portale FOUR (Front Office Unico Rete).
I clienti potranno scrivere ai canali ufficiali anche per ottenere la "Dichiarazione di conformità UE" rilasciata da E-distribuzione ai sensi della Direttiva MID, recepita in Italia col D.Lgs. 84/2016.
A supporto di ogni livello sono state sviluppate FAQ e applicazioni KBMS (*Knowledge Based Management System*) volti a facilitare la raccolta, l'organizzazione e la distribuzione delle informazioni dedicate al piano di sostituzione massiva dei contatori di seconda generazione, sempre disponibili per la gestione delle richieste del cliente.

Gestione richieste di risarcimento danni

Per quanto riguarda le richieste di risarcimento danni, queste ultime possono pervenire direttamente dal cliente finale attraverso i contatti ufficiali di E-distribuzione ovvero Casella Postale 5555-85100 Potenza e Fax Verde 800.046.674, o per tramite del proprio venditore.
In entrambi i casi, per attivare correttamente la procedura è necessaria l'espressa richiesta di risarcimento, mentre non è essenziale la contestuale quantificazione del danno.

8.3 Gestione dei rapporti con stakeholder e campagne di comunicazione ad hoc

8.3.1. Gestione dei rapporti con i venditori e con il GSE

In occasione della campagna di sostituzione massiva dei contatori sono stati previsti incontri con tutti i venditori che hanno un contratto di trasporto dell'energia elettrica, finalizzati a rafforzare le relazioni e la collaborazione tra due delle principali figure di riferimento del mercato elettrico.

Le principali tematiche di tali tavoli tecnici riguarderanno le funzionalità innovative del nuovo contatore OPEN METER e i potenziali benefici che saranno conseguibili dai vari operatori del mercato. Verranno anche illustrati nel dettaglio i piani operativi del progetto e la pianificazione degli interventi di sostituzione previsti a partire dal 2017.

Inoltre, con lo scopo di favorire una piena e dettagliata informativa e consentire la più precisa comunicazione nei confronti dei clienti, per la soddisfazione di eventuali richieste di informazioni, in aggiunta a quanto sopra dettagliato, E-distribuzione fornirà agli Utenti del Dispacciamento con cadenza mensile:

- entro il giorno 15 del mese, tutti i codici POD di competenza di quell'Utente per i quali, nel mese successivo all'estrazione, è previsto il cambio di misuratore;
- entro il sestultimo giorno del mese, l'aggiornamento dei punti di prelievo interessati dalla sostituzione del misuratore 1G con un misuratore 2G nel mese successivo, rispetto a quanto già trasmesso a ciascun Utente del Dispacciamento nel file precedente, in considerazione degli eventuali *switching* previsti.

Le citate estrazioni saranno messe a disposizione, tramite file in formato csv, nella sezione dedicata ai Report all'interno del portale FOUR.

Infine, E-distribuzione provvederà a inviare al GSE, entro il giorno 15 del mese, tramite apposito flusso informativo, l'elenco dei POD associati a impianti di produzione per i quali, nel mese successivo, è prevista la sostituzione dei misuratori sui punti di scambio (cosiddetti M1), indicando l'eventuale presenza di misuratori per la misura dell'energia prodotta (cosiddetti M2).

8.3.2. Campagne di comunicazione

Campagna verso i clienti

Per promuovere le proprie attività in totale trasparenza, E-distribuzione avvierà una campagna di comunicazione con l'obiettivo di creare una rete di riferimento per il cliente, che potrà verificare che l'attività di sostituzione, in tutte le sue articolazioni, si svolga a regola d'arte; in particolare i clienti saranno informati puntualmente e in modo capillare circa:

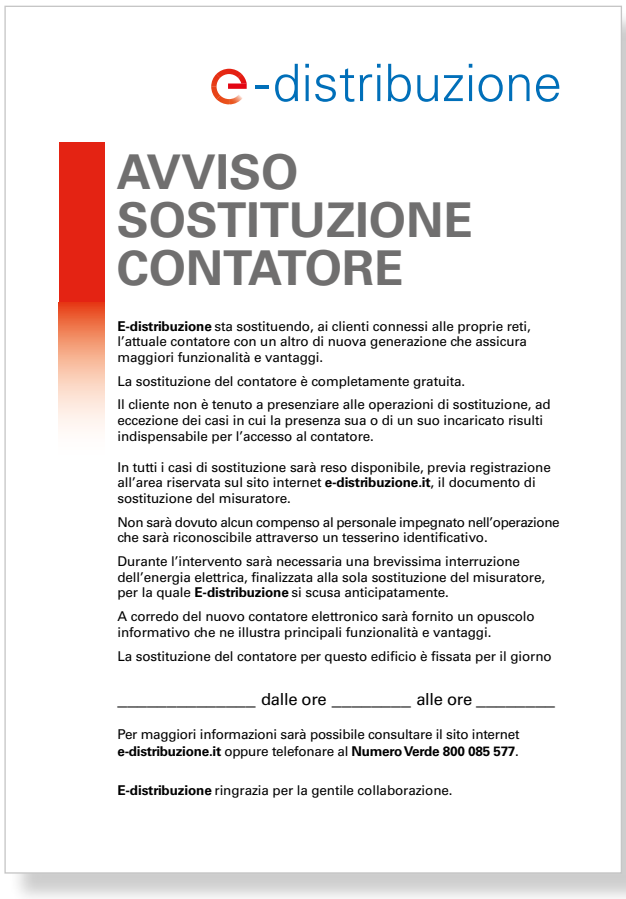
- la campagna massiva di sostituzione dei contatori elettronici;
- i motivi della sostituzione;
- i costi dell'operazione (l'intervento di sostituzione presso l'utenza è totalmente gratuito, nessun compenso sarà dovuto agli operatori);
- il personale impiegato (sia interno che d'impresa, sempre riconoscibile attraverso un tesserino identificativo; in particolare i nominativi del personale dell'impresa saranno comunicati all'autorità di pubblica sicurezza). Inoltre, per rassicurare i clienti circa le attività di sostituzione svolte da personale di E-distribuzione o da imprese autorizzate da E-distribuzione, saranno adottate, a partire dal 2018, ulteriori iniziative che permetteranno il riconoscimento del personale incaricato della sostituzione. L'operatore E-distribuzione o di impresa, tramite apposita App installata sullo *smartphone* in dotazione, provvederà a generare un codice PIN da comunicare al cliente e verificabile direttamente dal cliente stesso in diverse modalità: chiamando il Numero Verde o inserendolo nell'App o sul sito web di E-distribuzione nella sezione dedicata;
- i canali di contatto per richieste di informazioni e servizi a loro disposizione.

Per quanto riguarda le tempistiche dell'informativa, queste saranno definite sulla base della pianificazione dell'intervento, e in particolare:

- in fase di pre-sostituzione al cliente sarà dedicata una campagna informativa su quotidiani locali e web;
- contestualmente alla pianificazione delle singole aree di intervento, verranno inviate lettere al Comune interessato per informare l'amministrazione dell'imminente campagna;

- a ridosso della sostituzione, per la precisione nei 5 giorni precedenti l'intervento, 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.

In caso di impossibilità di accesso al contatore, verrà lasciato al cliente un avviso di mancata sostituzione contenente i contatti per concordare una nuova data.
A corredo del nuovo contatore elettronico sarà fornito un opuscolo informativo che illustrerà le principali funzionalità e le risposte alle domande più frequenti sul contatore elettronico.



e-distribuzione

AVVISO SOSTITUZIONE CONTATORE

E-distribuzione sta sostituendo, ai clienti connessi alle proprie reti, l'attuale contatore con un altro di nuova generazione che assicura maggiori funzionalità e vantaggi.

La sostituzione del contatore è completamente gratuita.

Il cliente non è tenuto a presenziare alle operazioni di sostituzione, ad eccezione dei casi in cui la presenza sua o di un suo incaricato risulti indispensabile per l'accesso al contatore.

In tutti i casi di sostituzione sarà reso disponibile, previa registrazione all'area riservata sul sito internet **e-distribuzione.it**, il documento di sostituzione del misuratore.

Non sarà dovuto alcun compenso al personale impegnato nell'operazione che sarà riconoscibile attraverso un tesserino identificativo.

Durante l'intervento sarà necessaria una brevissima interruzione dell'energia elettrica, finalizzata alla sola sostituzione del misuratore, per la quale **E-distribuzione** si scusa anticipatamente.

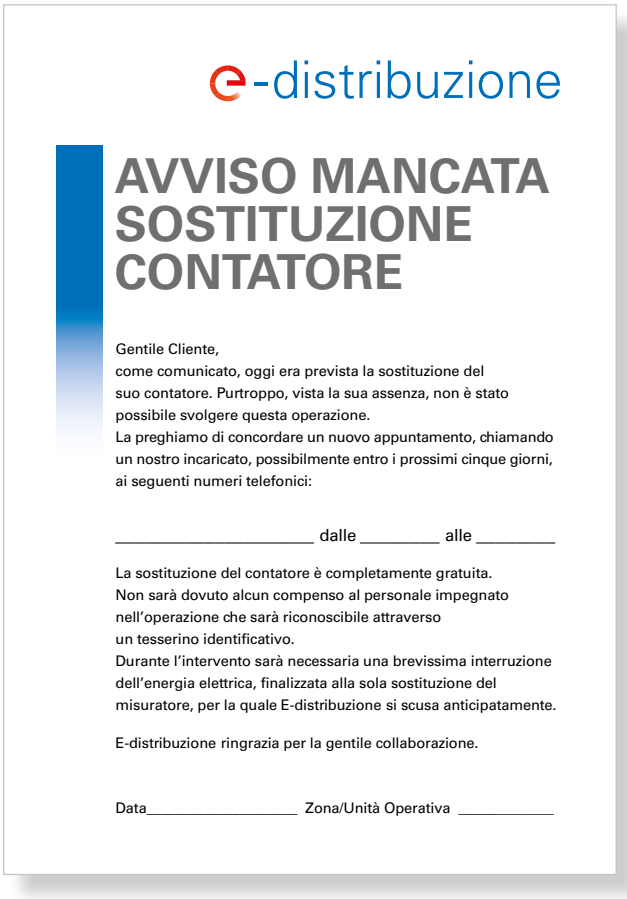
A corredo del nuovo contatore elettronico sarà fornito un opuscolo informativo che ne illustra principali funzionalità e vantaggi.

La sostituzione del contatore per questo edificio è fissata per il giorno

_____ dalle ore _____ alle ore _____

Per maggiori informazioni sarà possibile consultare il sito internet **e-distribuzione.it** oppure telefonare al **Numero Verde 800 085 577**.

E-distribuzione ringrazia per la gentile collaborazione.



e-distribuzione

AVVISO MANCATA SOSTITUZIONE CONTATORE

Gentile Cliente,
come comunicato, oggi era prevista la sostituzione del suo contatore. Purtroppo, vista la sua assenza, non è stato possibile svolgere questa operazione.
La preghiamo di concordare un nuovo appuntamento, chiamando un nostro incaricato, possibilmente entro i prossimi cinque giorni, ai seguenti numeri telefonici:

_____ dalle _____ alle _____

La sostituzione del contatore è completamente gratuita.
Non sarà dovuto alcun compenso al personale impegnato nell'operazione che sarà riconoscibile attraverso un tesserino identificativo.
Durante l'intervento sarà necessaria una brevissima interruzione dell'energia elettrica, finalizzata alla sola sostituzione del misuratore, per la quale E-distribuzione si scusa anticipatamente.

E-distribuzione ringrazia per la gentile collaborazione.

Data_____ Zona/Unità Operativa _____

Si tratta di un mini pieghevole che fornisce un immediato supporto come breve guida al *display* e ai suoi messaggi, agli indicatori di consumo e al dispositivo per il controllo della fornitura di energia elettrica, che verrà posto, tramite apposita taschina trasparente, adesiva e protettiva, sulla sommità del contatore, in modo da essere sempre disponibile, facilmente reperibile e pronto all'uso in caso di necessità di consultazione.



Infine, dal sito internet di E-distribuzione sarà possibile sfogliare e/o scaricare la "Guida tecnica del contatore elettronico di nuova generazione", che descrive la struttura del menù di consultazione del contatore (Info Contrattuali – Lettura Prelievi, Lettura Immissioni e Curva di Carico per un determinato periodo di fatturazione – Lettura Potenza) e spiega il significato di quanto apparirà sul *display*, con profondità di dettaglio e di contenuti.



Guida Tecnica
Il contatore
e-distribuzione

Il contatore elettronico.

E-distribuzione sta per avviare il più avanzato sistema al mondo di gestione della nuova generazione di contatori intelligenti: un'anteprima di futuro nelle case italiane. Già a partire dal 2001 E-distribuzione ha adottato il sistema Telegestore che ha cambiato, aumentandone semplicità, trasparenza e rapidità, le modalità di interazione e i rapporti contrattuali fra cliente e aziende elettriche.
Un primato tecnologico a livello mondiale che ha dato concreta attuazione, con diversi anni di anticipo, alle indicazioni delle normative europee (incluse all'interno del cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia" della Commissione Europea) entrate in vigore successivamente.
Oggi **E-distribuzione** ha sviluppato la seconda generazione del sistema di telegestione e i nuovi contatori elettronici "2.0" che andranno progressivamente a sostituire quelli precedentemente installati.
Tale innovazione porterà le più moderne tecnologie di misura nelle case e nelle aziende dei clienti connessi alla rete di **E-distribuzione**, offrendo informazioni sempre più puntuali e precise, e abilitando servizi innovativi che potranno migliorare la gestione delle esigenze dei clienti e aiutarli a ottimizzare i consumi.

La qualità del contatore.

Il contatore elettronico è conforme al D.Lgs 84/2016 di attuazione della direttiva europea 2014/32/UE concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di strumenti di misura - Direttiva MID - che disciplina l'immissione sul mercato e messa in servizio per funzioni di misura quali: motivi di interesse pubblico, protezione dell'ambiente, tutela dei consumatori e molto altro ancora.

La certificazione del contatore in conformità alla direttiva MID è stata effettuata da un organismo notificato, accreditato a livello europeo, seguendo le procedure di valutazione della conformità stabilite dalla direttiva stessa. Il processo di valutazione della conformità ha previsto in particolare l'espletamento di prove di laboratorio, analogamente a quanto fatto per la generazione precedente, in conformità alle pertinenti normative armonizzate dell'Unione: CEI EN 50470-1, CEI EN 50470-3.

Per garantire alti livelli di qualità del processo produttivo, anche i siti di produzione del contatore elettronico sono soggetti a un processo di certificazione previsto dalla direttiva europea MID e a visite periodiche di sorveglianza da parte dell'organismo notificato. In ogni sito sono inoltre effettuate prove di collaudo e accettazione mirate a garantire la qualità metrologica di ogni lotto prodotto.
In virtù di queste garanzie di qualità, il nuovo contatore elettronico E-distribuzione riporta sia la marcatura CE sia la marcatura metrologica supplementare costituita dalla lettera maiuscola M e dalle ultime due cifre dell'anno di apposizione della marcatura, iscritte in un rettangolo.
Le due marcature attestano la conformità del contatore alla Direttiva Europea MID e al D.Lgs 84/2016 di attuazione della stessa.

I vantaggi del nuovo Sistema.

Il nuovo sistema di telegestione e le sue innovazioni tecnologiche permetteranno una serie di **ulteriori benefici rispetto alla prima generazione.**

Servizi a valore aggiunto per il Cliente finale.

- Il nuovo sistema di misura e telegestione crea le premesse per una maggiore consapevolezza e informazione sull'utilizzo dell'energia, abilitando nuovi servizi. La disponibilità giornaliera di una quantità di dati sui consumi – e sulla produzione, se sono presenti anche impianti di generazione (ad esempio, pannelli fotovoltaici) – molto più ampia di prima, da cui è possibile ricavare resoconti dettagliati ed estesi a parametri tecnici aggiuntivi, consente di analizzare in profondità "quando", "come" l'energia viene consumata: ciò permetterà ai clienti di programmare al meglio le attività quotidiane, e agli operatori del mercato di formulare proposte commerciali più adatte alle reali esigenze.

Gestione più efficiente della Rete Elettrica.

Il nuovo sistema di telegestione permetterà anche di migliorare la qualità complessiva del Servizio Elettrico aumentando i dati a disposizione per una gestione sempre più efficiente della Rete elettrica: ad esempio, sarà possibile monitorare più in dettaglio il valore della tensione e individuare in tempi più rapidi i guasti, riducendo così la durata delle interruzioni.

Un'opportunità per capire e gestire i tuoi consumi.

Utilizzando il pulsante è possibile visualizzare sul display a cristalli liquidi moltissime informazioni.
Ad esempio, si potrà:

- verificare quanta energia elettrica è stata consumata, suddivisa nelle diverse fasce orarie;
- esaminare in dettaglio l'andamento dei consumi giornalieri, grazie ai dati di misura per singolo quarto d'ora;
- conoscere l'effettiva potenza assorbita in ogni momento.

Le soluzioni alle domande più frequenti.

Perché E-distribuzione sostituisce i contatori?

Enel ha installato la prima generazione di contatori elettronici a partire dal 2001. Il sistema resta a tutt'oggi tra i più avanzati al mondo, ma per cogliere tutte le opportunità offerte dalle nuove tecnologie digitali, fornire ai clienti le informazioni sui consumi più dettagliate richieste dal D. Lgs. 102/2014 di recepimento della Direttiva Europea sull'efficienza energetica, e abilitare l'accesso a servizi aggiuntivi quali ad esempio il monitoraggio dei consumi, E-distribuzione ha avviato il progetto nazionale di sostituzione dei misuratori.

Dove viene collocato il nuovo contatore?

Il nuovo contatore viene installato esattamente nello stesso posto dove è attualmente collocato il vecchio contatore.
Non occorrono quindi modifiche all'alloggiamento esistente.

Che vantaggi ho con la sostituzione?

Il nuovo contatore introduce nuove funzionalità, permettendole di accedere in modo dettagliato alle informazioni di consumo, in particolare: verificare quanta energia elettrica è stata consumata, suddivisa nelle diverse fasce orarie; esaminare in dettaglio l'andamento dei consumi giornalieri, grazie ai dati di misura per singolo quarto d'ora; conoscere l'effettiva potenza assorbita in ogni istante. Queste informazioni saranno visualizzabili sul display ma non solo: se il suo fornitore abiliterà questo servizio, potrà visualizzare e scaricare dati e grafici sul suoi consumi via web o con una app sul suo smartphone.

Inoltre continuerà a beneficiare di tutte le funzionalità presenti sul contatore precedente: non servirà comunicare la lettura del contatore, potrà usufruire delle tariffe per fasce orarie e conoscere in ogni momento l'effettiva potenza prelevata.

Cosa è previsto per quanto riguarda il prelievo di potenza?

Come per il contatore elettronico precedente, il nuovo contatore elettronico consente, per un tempo illimitato, la disponibilità di una potenza fino al 10% superiore rispetto alla potenza impegnata, sottoscritta a livello contrattuale. Per esempio, per un contratto da 3 kW è possibile prelevare senza limiti di tempo fino a 3,3 kW. Inoltre, se si superano i 3,3 kW, viene data la possibilità di prelevare fino a 4 kW per almeno tre ore. Se si preleva una potenza superiore ai 4 kW, il dispositivo per il controllo della fornitura di energia elettrica scatta entro due minuti.

È scattato il dispositivo per il controllo della fornitura di energia elettrica del contatore elettronico. Perché?

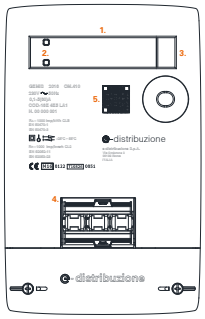
Due sono le ipotesi probabili:
A) sta usando contemporaneamente più apparecchi elettrici e quindi prelevando una potenza superiore a quella consentita;
B) c'è un guasto nel suo impianto o in uno degli apparecchi elettrici che sta utilizzando.

Il nuovo contatore è dotato di "salvavita"?

Il nuovo contatore, così come il vecchio, coerentemente con le norme CEI, non presenta nessuna funzione di "salvavita" e quindi non può sostituire i dispositivi previsti dalla legge sulla sicurezza degli impianti elettrici interni.

Come sono trattati i dati che vengono rilevati dal nuovo contatore?

E-distribuzione utilizza le informazioni e/o i dati acquisiti dei contatori per finalità strettamente riconducibili allo svolgimento dalle attività relative al servizio di connessione, distribuzione e di misura dell'energia elettrica. Dette informazioni e/o dati saranno comunicati da e-distribuzione soltanto ai soggetti cui sono dovuti per disposizioni di legge o delle autorità competenti; per quanto riguarda le comunicazioni dei dati di misura ai venditori, queste avverranno solo ed esclusivamente con le modalità e secondo i tracciati definiti dall'AEEGSI.



Guardiamo insieme il contatore.

1. Il display.
Sul display posto al centro del contatore elettronico trova tante informazioni utili. Per ottenerle, basta premere in sequenza il pulsante di lettura posto a destra (3).
Guardando sul display, nell'angolo in basso a sinistra, appare sempre un'indicazione cui deve fare attenzione:

- se compare il simbolo **"LT"**, il contatore sta funzionando correttamente;
- se compare il simbolo **"t"** ed è presente energia elettrica in casa, può ignorare la segnalazione.

Diversamente, in caso di mancanza di energia elettrica, contatti i nostri operatori al Numero Verde Segnalazione Guasti indicato sulla bolletta.

2. Gli indicatori di consumo.
Sono quelle due piccole luci LED poste alla sinistra del display (1). Quando lampeggiano c'è consumo di energia elettrica. Se il consumo aumenta, la frequenza di lampeggio è più elevata.

3. Pulsante di lettura.
Il pulsante consente di interrogare il display (1) del contatore:

- pressione del pulsante: passaggio all'elemento successivo;
- pressione prolungata del pulsante: lista spiegazione Simboli;
- assenza di pressione del pulsante per 15 secondi: ritorno all'inizio.

4. Il dispositivo per il controllo della fornitura di energia elettrica.
È l'interruttore in basso al centro.
Attenzione:
come per il precedente contatore, tale organo non sostituisce i dispositivi di sicurezza, come ad esempio il "salvavita" previsti dalla normativa vigente.
Non sostituisce, inoltre, i dispositivi di sezionamento, protezione e manovra previsti dalla normativa tecnica vigente (norma CEI 64-8).

N.B. Il **QR CODE (S.)** è ad esclusivo uso di e-distribuzione.

Struttura del Menu di consultazione del contatore

1. INFO GENERALI
1.1. Codice POD*
1.2. Potenza contrattualmente impegnata*
1.3. Gruppo PESSE *
1.4. Fascia oraria
1.5. Potenza istantanea

2. INFO VENDITORE
2.1. Codice Cliente**
2.2. Nome Commerciale del venditore**
2.3. Numero telefonico di contatto del venditore **
2.4. Data inizio Contratto**
2.5. Motivo intervento del limitatore**

* Funzionalità disponibile dopo il primo aggiornamento software a cura di e-distribuzione.

** Tali informazioni non saranno visualizzate sul display, salvo esplicita richiesta da parte del venditore.

Premendo in successione il pulsante è possibile consultare le seguenti informazioni sul display.

1. Info Generali

Se cerchi	Appare sul display	Cosa significa
POD*	IT001E123456789	È il codice che identifica il punto di consegna dell'energia elettrica e quindi anche il contatore.
Potenza contrattualmente impegnata *	Pot. Contr.= 003,0	È la potenza indicata nel contratto attivo, espressa in numero di kW (chilowatt).
Gruppo PESSE *	XXX XXX XXX	PESSE è l'acronimo del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico nazionale: è il gruppo al quale il cliente è associato per un eventuale distacco programmato disposto da TERNA a seguito dell'attivazione del piano di emergenza.
La fascia oraria in atto	Fascia Oraria F3...	Indica la fascia oraria di prezzo cui si riferiscono le misure. Sono possibili al massimo 6 fasce di prezzo nell'arco della giornata.
La potenza istantanea	Pot. Ist. = 013,200	Sono i kW prelevati al momento della lettura sul display.

2. Info Venditore

Se cerchi	Appare sul display	Cosa significa
Codice Cliente**	123 456 789	È il numero personale, che identifica il contratto di fornitura.
Nome Commerciale del venditore**	Venditore	È il codice che identifica l'azienda che fornisce energia.
Numero telefonico di contatto del venditore **		
Data inizio Contratto**		
Motivo intervento limitatore**		

Struttura del Menu di consultazione del contatore

3. LETTURA PRELIEVI
3.1. Periodo Corrente
3.2. Periodo Fatt. -1
3.3. Periodo Fatt. -2*
3.4. Periodo Fatt. -3*
3.5. Periodo Fatt. -4*
3.6. Periodo Fatt. -5*
3.7. Periodo Fatt. -6*

* Funzionalità disponibile dopo il primo aggiornamento software a cura di e-distribuzione.

** Tali informazioni non saranno visualizzate sul display, salvo esplicita richiesta da parte del venditore.

Premendo in successione il pulsante è possibile consultare le seguenti informazioni sul display.

3. Lettura Prelievi (per un determinato periodo di fatturazione)

Se cerchi	Appare sul display	Cosa significa
La lettura dei totalizzatori di energia e relativi alle fasce orarie	LETTURA PRELIEVI	Inizia la serie di informazioni sull'energia e sulla potenza registrate dal contatore.
La lettura dell'energia attiva del periodo di fatturazione	A1 + = 000019 A2 + = 000019 A3 + = 000019	Indica il totale di energia attiva espressa in kWh (chilowattora) registrato dal contatore elettronico, per la fascia oraria di prezzo visualizzata al momento della lettura sul display.
La lettura dell'energia reattiva del periodo di fatturazione	R1 + L= 000019 R2 + L= 000019 R3 + L= 000019	Indica il totale di energia reattiva immessa ed espressa in kvarh (chilo-voltampere reattivo ora) registrata dal contatore elettronico per la fascia oraria di prezzo visualizzata al momento della lettura sul display.
La potenza massima prelevata del periodo di fatturazione	P1 + Max= 001,019 P2 + Max= 001,019 P3 + Max= 001,019	Indica la potenza massima in prelievo espressa in kW (chilowatt) registrata dal contatore elettronico per la fascia oraria di prezzo visualizzata al momento della lettura sul display.
Periodo corrente/ Periodo Fatt. -n - La data - Lora	Periodo corrente/Periodo Fatt. -n - Data 26/05/2016 - Ora 16:03:04	Periodo corrente/Periodo Fatt. -n - È la data corrente (al momento della visualizzazione) o la data di congelamento del singolo periodo di fatturazione espressa in "giorno, mese, anno". - È l'ora corrente (al momento della visualizzazione) o l'ora di congelamento del singolo periodo di fatturazione espressa in "ore, minuti, secondi".
Codice Cliente**	123 456 789	È il numero personale, che identifica il contratto di fornitura nel periodo di fatturazione indicato.
Nome Commerciale del venditore**		
Numero telefonico di contatto del venditore **		

Con la presente e-distribuzione S.p.A. dichiara che questo contatore, modello GEMIS, è conforme ai requisiti essenziali ed alle altre disposizioni pertinenti stabilite dalla direttiva 1999/5/CE.

CE 0051

La dichiarazione di conformità può essere consultata sul sito:
e-distribuzione.it
oppure richiesta al seguente indirizzo postale:
e-distribuzione,
Casella Postale 5555 - 00100 Potenza.

Per ulteriori informazioni potrà rivolgersi al **Numero Verde 800 005 577**

e-distribuzione

ULTERIORI SEGNALAZIONI IN CASO DI SUPERO DELLA POTENZA DISPONIBILE.

Il contatore elettronico monitora costantemente la potenza assorbita e la confronta con quella disponibile, inviando dei messaggi a display quando la supera.
Ad esempio, se, con una potenza contrattuale di 3 kW, la potenza istantanea misurata è compresa tra 3,3 e 4 kW, a display saranno mostrati i seguenti messaggi:

- dopo 2 minuti RIDURRE CARICO SUPERO POTENZA (*)
- dopo 92 minuti RISCHIO DISTACCO SUPERO POTENZA (*)

Se il contatore elettronico rileva una diminuzione della potenza istantanea sotto la soglia di 3,3 kW farà scomparire i messaggi di allarme.

Se interviene il dispositivo di controllo della fornitura di energia elettrica ("scatta" l'interruttore e l'utenza viene provvisoriamente "staccata"), il valore di potenza istantanea letto sul display non è quello che ha causato l'interruzione della fornitura. Dopo lo stacco, sul display viene evidenziato il messaggio:

- DISTACCO IMPOSTO SUPERO POTENZA (*)

Questo messaggio rimane a display fino a quando l'interruttore non viene riattivato per consentire al cliente di conoscere le cause del distacco provvisorio.
Se il valore di potenza istantanea misurata dal contatore elettronico supera i 4 kW, i tempi di invio dei messaggi a display sono inferiori:

- dopo circa 1 secondo: RIDURRE CARICO SUPERO POTENZA (*)
- dopo 1 minuto: RISCHIO DISTACCO SUPERO POTENZA (*)

* si visualizzerà a display il valore percentuale di assorbimento di potenza maggiore del valore di potenza disponibile con il messaggio PER PIU UEL XXX%.

Campagna verso cittadini e opinion leader

La campagna ha lo scopo di promuovere il nuovo contatore elettronico 2G presso cittadini e istituzioni/*opinion leader*, comunicando in maniera massiva e trasversale l'impegno di E-distribuzione, i benefici associati all'operazione di sostituzione, e le potenzialità del nuovo *meter* come abilitatore di un concetto di energia aperta, accessibile, tecnologicamente all'avanguardia e sostenibile.

La campagna informativa mira a raggiungere e coinvolgere il maggior numero di persone, attraverso messaggi visivi e informativi, che trasmettano il significato del cambiamento tecnologico, attraverso comunicazioni su stampa locale, con annunci a contenuto "informativo", affissioni, *banner*, eventi di presentazione ecc.
Alcuni esempi sono riportati nel seguito.















8.3.3. Iniziative istituzionali

Nell'ambito delle azioni atte a semplificare il processo di sostituzione massiva, che si ritiene consentiranno di minimizzare i disagi per i clienti, è intenzione di E-distribuzione creare un insieme di strumenti, incontri e occasioni utili a informare gli *stakeholder* su tali attività. Tra le iniziative finalizzate si annoverano le seguenti:

- Protocollo con Associazioni dei Consumatori
  Affinché l'installazione dei nuovi contatori possa avvenire senza alcun disagio e in piena chiarezza, in data 19 dicembre 2016 è stato firmato un Protocollo d'intesa, denominato "Il Decalogo della sostituzione" con le Associazioni dei Consumatori più rappresentative.
  Il decalogo fissa la modalità con cui verrà realizzata la sostituzione dei contatori, al fine di garantire la massima trasparenza e informazione nei confronti dei Clienti.
  Nell'ambito di tale accordo, per consentire alle Associazioni di svolgere appieno la propria attività nei confronti dei consumatori, E-distribuzione si è impegnata a:
  - mettere a disposizione delle informazioni sull'attività di sostituzione, anche attraverso momenti informativi e formativi dedicati al personale delle Associazioni, nonché *Road Show* territoriali presso le rappresentanze delle Associazioni regionali;
  - predisporre una casella di posta elettronica dedicata attraverso la quale inviare comunicazioni o segnalazioni di casi specifici;
  - organizzare incontri periodici di confronto sullo stato di avanzamento del piano e su eventuali iniziative e attività integrative rispetto a quanto concordato.
- Protocollo d'Intesa con l'ANCI, siglato in data 18 marzo 2017, volto al coinvolgimento degli enti locali sul progetto OPEN METER e sulle attività di sostituzione massiva, in particolare:
  - individuare e condividere le modalità di informazione sulle tempistiche, modalità e caratteristiche della sostituzione massiva, e mettere a disposizione materiale informativo per la cittadinanza;
  - identificare un portafoglio di iniziative di comunicazione verso i cittadini, sia per promuovere

OPEN METER e i relativi benefici, sia per informare sullo stato di avanzamento dei lavori a livello nazionale, regionale e locale;
  - individuare azioni di monitoraggio, di indirizzo ed eventuali misure di supporto e amministrative, che facilitino l'attuazione delle iniziative.
- Collaborazione con l'associazione ambientalista Amici della Terra, promotrice dell'8° Conferenza Nazionale per l'Efficienza Energetica, per una sessione su OPEN METER.
- Valorizzazione della dimensione ambientale dell'operazione di sostituzione massiva con intervento al Forum QualEnergia di Legambiente.
- Presentazione del progetto di sostituzione massiva in occasione del Premio Dona, iniziativa promossa annualmente da Unione Nazionale Consumatori e nella quale vengono illustrate le *best practice* del consumerismo.

Sono inoltre in corso o in via di implementazione le ulteriori iniziative di seguito descritte:

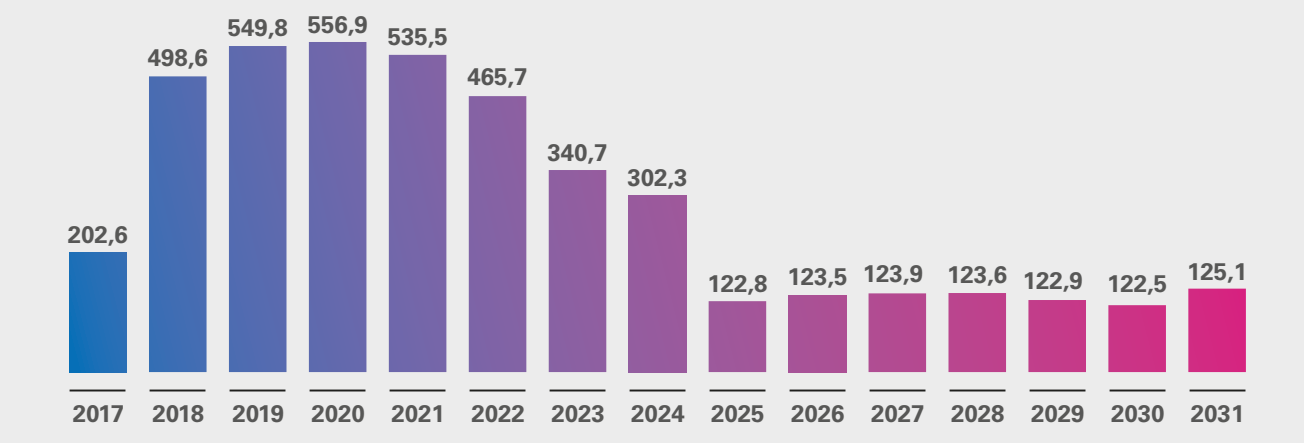
- Predisposizione di un canale dedicato di accesso al Numero Verde 800.085.577, cosiddetto "*golden list*", a disposizione delle Associazioni dei Consumatori, con operatori specializzati, al fine di garantire un contatto veloce e diretto cui richiedere chiarimenti, senza ricorso a risponditori automatici (c.d. IVR - albero fonico).
- Attivazione della funzione di "delega" per il servizio Open Meter Plan, grazie alla quale le Associazioni dei Consumatori e di Categoria potranno accedere alle informazioni sui POD di pertinenza del cliente e gestire i rapporti con E-distribuzione. In questo modo, le Associazioni potranno essere sempre a conoscenza dello stato di avanzamento dei lavori sul POD del cliente delegante, e informare l'associato delle varie fasi del processo.
- Accordo con Confabitare, associazione di amministratori di condominio, e Confamministrare, associazione di proprietari immobiliari, per collaborare e individuare le modalità di informazione e coinvolgimento degli associati riguardo alle attività di sostituzione massiva dei contatori elettronici con i nuovi contatori elettronici 2G, secondo specifiche attività per ambito nazionale e locale.
- *Meeting* con Confindustria Nazionale e, a cascata informativa, con le associazioni imprenditoriali territoriali, con disponibilità a organizzare incontri a livello locale in particolare con i consorzi, mediatori fondamentali nei confronti dei clienti.
- *Meeting* con le associazioni delle PMI a livello centrale (CNA, Confartigianato, Coldiretti, Confagricoltura, Ordine Architetti, Ordine Ingegneri, associazioni degli amministratori condominiali), e disponibilità a *meeting* territoriali.
- Tavoli tecnici di approfondimento con le Associazioni dei Consumatori e con ANCI per la definizione di un portafoglio di iniziative di comunicazione verso i cittadini per promuovere OPEN METER, i benefici e le nuove funzionalità abilitate.
- Accordo per un piano di informazione/comunicazione per i dipendenti delle Associazioni dei Consumatori: verrà costituito un comitato congiunto per l'elaborazione dei contenuti, la definizione del programma e la selezione dei formatori. Il programma è sostenuto economicamente da E-distribuzione,
- Sponsorizzazione di eventi a carattere territoriale per sensibilizzare e promuovere il progetto OPEN METER.

Stima delle spese associate al piano di installazione di CE 2G nel periodo 2017-2031



9.1 Stima delle spese annue previste per il sistema di smart metering 2G (a prezzi correnti)

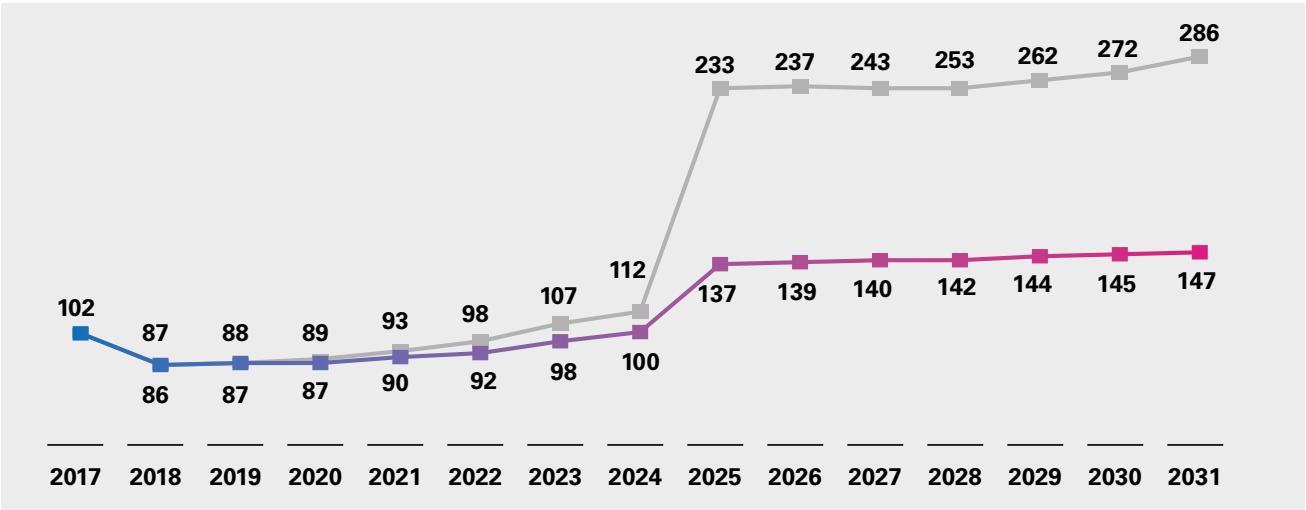
La stima annuale delle spese di capitale nell'arco di piano 2017-2031 ha il seguente profilo (valori in milioni di €):



9.2 Stima delle spese di capitale unitarie annue per misuratore 2G di prima messa in servizio (a prezzi correnti)

Per quanto riguarda il costo unitario annuo atteso del misuratore, questo è riportato con la curva in rosso nel grafico che segue.

Valori in €/contatore



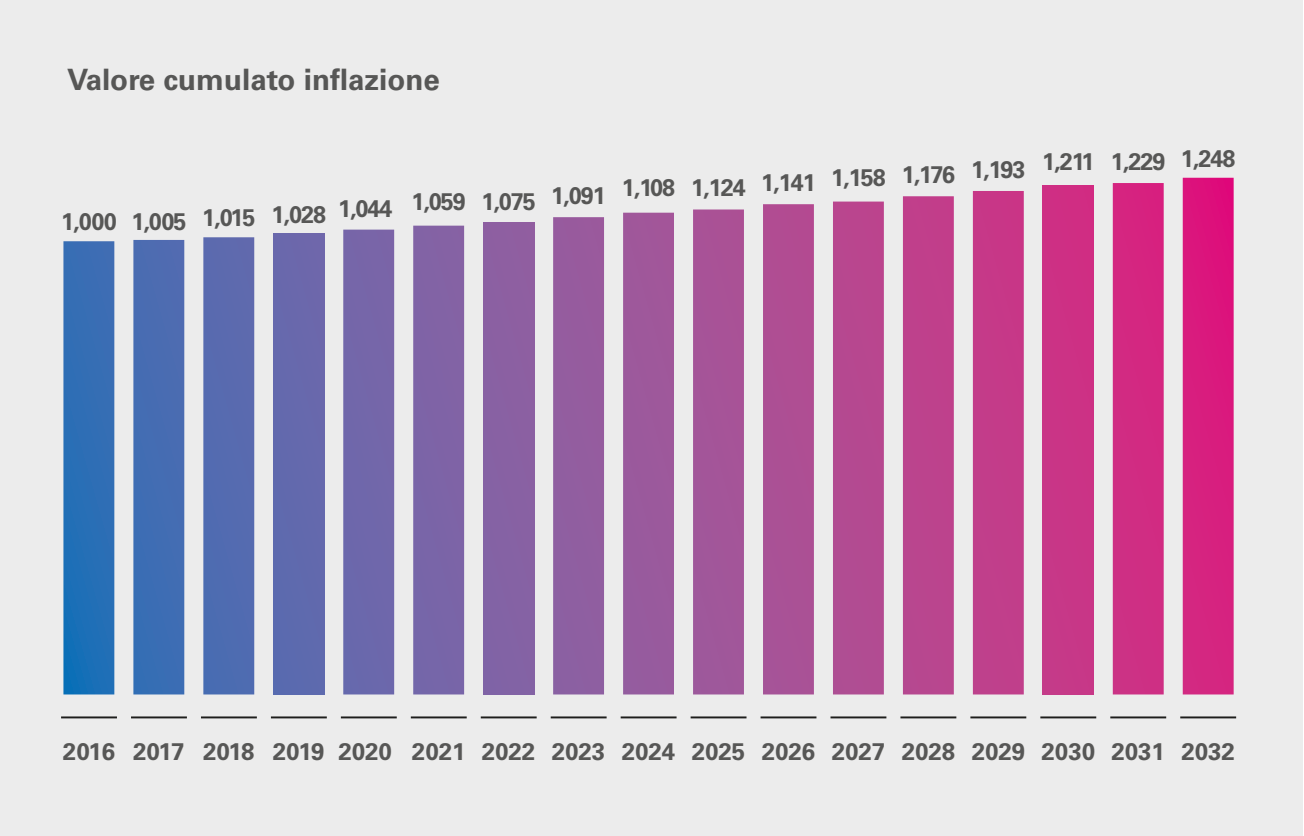
Tale costo è comprensivo dei costi di installazione, al netto dei costi del sistema centrale e dei concentratori. L'incremento del costo unitario dal 2025, quando la posa massiva si sarà esaurita, è legato allo sbilanciamento delle installazioni verso la posa singola a scapito di quelle massive, che comporta un costo di installazione sostanzialmente maggiore, oltre che agli effetti dell'inflazione; infatti i misuratori in tale periodo

sono tendenzialmente installati a uno a uno, in quanto il singolo misuratore viene installato sulla base delle esigenze del cliente (per esempio, i nuovi allacciamenti) o di cause tecniche (per esempio, guasto o altre cause), facendo venir meno le economie di scala della fase massiva.
La seconda curva, tratteggiata in grigio, rappresenta invece un parametro regolatorio definito dalla deliberazione AEEGSI 646/2016/R/eel,dato dal rapporto tra il costo totale dei misuratori e il volume di misuratori di c.d. "prima messa in servizio", pari ai misuratori installati nell'anno al netto di quelli installati in sostituzione di misuratori 2G per guasto o altre cause.

Tale parametro, che risulta superiore al reale costo unitario in quanto il totale dei costi dei misuratori installati viene diviso per un numero di misuratori inferiore, serve a coprire i costi di investimento relativi ai misuratori diversi da quelli di prima messa in servizio, per i quali non c'è riconoscimento diretto.
Tale parametro risulta di poco superiore al costo unitario nella prima fase massiva del piano, quando i misuratori sostituiti per guasto o altre cause risultano una percentuale minore rispetto al totale dei misuratori installati nella fase massiva.

9.3 Ipotesi assunte per l'inflazione

Le spese di capitale (a prezzi correnti) stimate nell'arco di piano 2017-2031 sono state ottenute inflazionando le spese di capitale stimate a prezzi costanti sulla base degli indici cumulati di inflazione di seguito riportati e coerenti con quelli indicati nella Tabella 1 dell'Allegato A alla Deliberazione 646/2016/R/eel:



Appendice A

10.1 Integrazioni e modifiche apportate al Piano di Messa in Servizio del sistema di smart metering 2G di E-distribuzione (PMS2) pubblicato il 2 dicembre 2016

Tematica	Modifica/Integrazione	Riferimento nel PMS2
Performance chain 2	Evidenza dei livelli di *performance* raggiunti sulla base delle simulazioni effettuate	Capitolo 5.4
	Indicazioni sui criteri generali che saranno adottati ai fini del monitoraggio delle performance effettive in campo	Capitolo 5.4
Numero di misuratori 2G previsti nel periodo 2017-2031	Aggiornamento del numero di misuratori 2G di cui è prevista la messa in servizio con distinzione per tipologia (monofase e trifase)	Capitolo 7.1
	Aggiornamento del numero di misuratori 2G di cui è prevista la messa in servizio con distinzione per stato di messa a regime	Capitolo 7.1 Paragrafo 7.1.1.
	Aggiornamento dello stock di misuratori 2G su punti attivi previsto per ciascun anno del piano	Capitolo 7.1 Paragrafo 7.1.2.
Modalità di copertura dei territori significativamente rilevanti oggetto di sostituzione massiva	Evidenza dei criteri per la suddivisione dei singoli comuni interessati da sostituzione dei contatori in modo uniforme e senza interruzioni dell'attività, salvo nei casi di presenza di aree con caratteristiche di stagionalità (per esempio, aree di villeggiatura, presenza di seconde case)	Capitolo 7.3 Paragrafo 7.3.2.
Tutela del cliente nella rilevazione delle letture di sostituzione	Previsione entro settembre 2017 di funzionalità che consentono la visualizzazione sul display del misuratore 2G dei valori delle letture di sostituzione e dei totalizzatori del mese precedente, mantenendo visibili tali valori per 18 mesi dalla data di sostituzione	Capitolo 8.1 Paragrafo 8.1.3.
	Possibilità di richiedere la verifica della lettura di sostituzione entro 15 giorni dalla sostituzione, successivamente al rilascio delle funzionalità di visualizzazione sul *display* (termine esteso a 90 giorni fino al rilascio della suddetta funzionalità)	Capitolo 8.1 Paragrafo 8.1.3.
	Previsione di un contributo per la verifica di lettura non superiore al contributo in quota fissa di cui alla Tabella 7, lettera c) dell'Allegato C al TIC	Capitolo 8.1 Paragrafo 8.1.3.

Tutela del cliente in merito alle modalità di sostituzione dei misuratori	Disponibilità del rapporto di sostituzione, con il dettaglio delle letture acquisite all'atto della rimozione, entro 2 giorni dalla sostituzione per i clienti i cui misuratori risultano regolarmente teleletti (da richiedere tramite internet, *call center* ecc.) e all'atto della sostituzione per i clienti i cui misuratori non sono teleletti da oltre 2 mesi (tramite consegna di documento cartaceo)	Capitolo 8.1 Paragrafo 8.1.3.
	Esecuzione delle attività di sostituzione dei contatori non regolarmente teleletti da parte del personale di E-distribuzione alla presenza del cliente	Capitolo 8.1 Paragrafo 8.1.3.
	Possibilità di richiedere la verifica del contatore per i clienti con contatori non regolarmente teleletti che presentano letture di rimozione non coerenti con le stime entro 90 giorni dalla verifica del misuratore	Capitolo 8.1 Paragrafo 8.1.3.
Modalità di informazione ai venditori delle attività di installazione dei misuratori 2G	Previsione di comunicazioni mensili, entro il giorno 15, dell'elenco dei POD interessati da sostituzione del misuratore con misuratore 2G nel mese successivo nei confronti degli Utenti del Dispacciamento (UdD), con riferimento ai punti nella loro titolarità, e al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), per i misuratori sui punti di scambio in presenza di misuratori di produzione	Capitolo 8.3 Paragrafo 8.3.1.
	Previsione di un aggiornamento entro il sestultimo giorno del mese della lista dei POD interessati da sostituzione, già trasmessa a ciascun UdD, in considerazione di eventuali *switching* previsti	Capitolo 8.3 Paragrafo 8.3.1.
Iniziative di comunicazione a tutela del cliente e delle relative associazioni di categoria	Riconoscimento a partire dal 2018 del personale incaricato della sostituzione presso i clienti tramite codice PIN verificabile da cliente tramite diversi canali (per esempio, *call center*, internet ecc.)	Capitolo 8.3 Paragrafo 8.3.2.
	Predisposizione di un canale dedicato di accesso al Numero Verde a disposizione delle Associazioni dei Consumatori (c.d. *golden list*)	Capitolo 8.3 Paragrafo 8.3.3.
	Attivazione della funzione di "delega" per consentire alle Associazioni di categoria di conoscere lo stato di avanzamento dei lavori sul POD del cliente delegante al fine di informare il proprio associato	Capitolo 8.3 Paragrafo 8.3.3.
Spese previste nel periodo 2017-2031	Aggiornamento delle spese previste per il sistema di *smart metering* 2G a prezzi correnti	Capitolo 9.1
	Aggiornamento delle spese di capitale unitarie previste per misuratore 2G di prima messa in servizio a prezzi correnti	Capitolo 9.2

Concept design
You&Web - Gruppo HDRÀ

Realizzazione
You&Web - Gruppo HDRÀ

Stampa
Primaprint - Viterbo

Finito di stampare nel mese di giugno 2017

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
E-distribuzione SpA

Edizione aggiornata ai sensi
della deliberazione 222/2017/R/eel
31 maggio 2017