

DELIBERAZIONE 16 LUGLIO 2019
306/2019/R/EEL

AGGIORNAMENTO, PER IL TRIENNIO 2020-2022, DELLE DIRETTIVE PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI DEI SISTEMI DI SMART METERING DI SECONDA GENERAZIONE (2G) PER LA MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA IN BASSA TENSIONE E DISPOSIZIONI IN MATERIA DI MESSA IN SERVIZIO

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1073^a riunione del 16 luglio 2019

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/2014);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 21 aprile 2017, n. 93 (di seguito: decreto 93/2017);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, di seguito: Autorità) 18 dicembre 2006, 292/06 (di seguito: deliberazione 292/06);
- la deliberazione dell'Autorità 8 marzo 2016, 87/2016/R/EEL, recante “Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102” (di seguito: deliberazione 87/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 24 marzo 2016, 136/2016/R/COM e in particolare l'Allegato A, recante il testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in merito agli obblighi di separazione contabile (*unbundling* contabile) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica, del gas e per i gestori del servizio idrico integrato e relativi obblighi di comunicazione (TIUC);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2016, 463/2016/R/COM e in particolare l'allegato A recante il testo integrato della fatturazione (di seguito: TIF);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2016, 458/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 458/2016/R/EEL) e in particolare l'Allegato A recante il testo

integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per la regolazione dell'attività di misura elettrica (Testo Integrato Misura Elettrica – di seguito: TIME);

- la deliberazione dell'Autorità 10 novembre 2016, 646/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 646/2016/R/EEL) e il relativo Allegato A, come successivamente modificato, recante le disposizioni per il riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione 2017-2019;
- la deliberazione dell'Autorità 6 aprile 2017, 222/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 222/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A recante il Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 26 maggio 2016, 267/2016/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 267/2016/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 4 agosto 2016, 457/2016/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 457/2016/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 4 agosto 2016, 468/2016/R/EEL;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 19 marzo 2019, 100/2019/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 100/2019/R/EEL).

CONSIDERATO CHE:

- ai sensi dell'articolo 1, comma 1, della legge 481/95, l'Autorità persegue la finalità di garantire la promozione della concorrenza e l'efficienza dei servizi e, al contempo, adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività, assicurandone in particolare la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale;
- l'articolo 2, comma 12, lettera c) della legge 481/95 prevede che l'Autorità verifichi che le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi, comunque stabilite, siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza e della trasparenza, anche al fine di prevedere l'obbligo di prestare il servizio in condizioni di eguaglianza, in modo che tutte le ragionevoli esigenze degli utenti siano soddisfatte;
- l'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge 481/95 prevede altresì che l'Autorità, nell'ambito dei procedimenti tariffari, stabilisca e aggiorni anche le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione all'evoluzione di sistemi di *smart metering* dell'energia elettrica in bassa tensione in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014:

- a) con la deliberazione 87/2016/R/EEL, entro i termini posti dal medesimo decreto legislativo, l’Autorità ha definito i requisiti funzionali o specifiche abilitanti dei misuratori 2G e le *performance* attese e tempistiche di messa a regime dei sistemi di *smart metering* 2G;
- b) il punto 6 della deliberazione 87/2016/R/EEL, in particolare, aveva previsto che l’Autorità definisse, entro il 2016 e previa consultazione, meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi connessi alla sostituzione dei misuratori e degli apparati di prima generazione (di seguito: 1G) con nuovi sistemi di *smart metering* conformi agli Allegati A e B della medesima deliberazione, con l’obiettivo primario di garantire il tempestivo, effettivo e progressivo dispiegamento dei benefici connessi ai sistemi di *smart metering* 2G, così come individuati dalla stessa deliberazione;
- con il documento per la consultazione 267/2016/R/EEL l’Autorità ha presentato i primi orientamenti in tema di meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi connessi alla sostituzione dei misuratori e degli apparati 1G con nuovi sistemi di *smart metering* 2G;
- alla luce delle osservazioni formulate da diversi soggetti interessati in esito alla prima consultazione, l’Autorità ha quindi presentato i propri orientamenti finali con il documento per la consultazione 457/2016/R/EEL;
- l’Autorità ha definito, con la deliberazione 646/2016/R/EEL, le proprie direttive per il riconoscimento dei costi per la misura dell’energia elettrica in bassa tensione e disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione per il triennio 2017-2019 (di seguito: Direttive 2G 2017);
- in particolare, l’Allegato A alla deliberazione 646/2016/R/EEL disciplina, tra l’altro, le modalità di predisposizione e analisi dei piani di messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G e individua i percorsi di analisi delle richieste di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico (RARI) presentate dalle imprese distributrici;
- sulla base della predetta regolazione, la principale impresa distributtrice ha presentato la propria richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico (RARI); tale richiesta è stata approvata, con condizioni, con la deliberazione 222/2017/R/EEL, che ha anche definito il piano convenzionale (PCO2) per la stessa impresa distributtrice.

CONSIDERATO CHE:

- una delle tematiche di rilievo emersa dal processo di consultazione precedente alla deliberazione 646/2016/R/EEL, come sintetizzato nel capitolo 2 del documento per la consultazione 457/2016/R/EEL, è il rischio di un “*Paese a due velocità*” in cui parte degli utenti potrebbe accedere ai benefici garantiti dai sistemi di *smart metering* 2G con notevole ritardo; si tratta, in particolare, di una differenza di circa 5 anni, compresi tra il 2006 – anno in cui il processo di

installazione si è completato per la principale impresa distributrice – e il 2011 in cui il processo è stato portato a termine dalle restanti imprese, per effetto delle disposizioni di cui alla deliberazione 292/06;

- in relazione a tale rischio, nel documento per la consultazione 457/2016/R/EEL l’Autorità aveva ritenuto necessario prospettare strumenti regolatori che potessero favorire la riduzione del *gap* che si è manifestato nel Paese in relazione alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 1G;
- in particolare, l’Autorità aveva prospettato in tale documento la possibilità di adottare obblighi di messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G, fra cui un obbligo di avviare il piano di messa in servizio al più tardi a partire dal 2022;
- con il punto 3 della deliberazione 646/2016/R/EEL, l’Autorità ha rinviato a successivo provvedimento l’introduzione di “*obblighi di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G, anche al fine di evitare discriminazioni tra clienti a livello nazionale*”, in coerenza con il richiamato obiettivo della legge 481/95 di garantire un’adeguata diffusione del servizio sul territorio nazionale.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione al sopra citato obiettivo di ridurre il rischio di un “*Paese a due velocità*”:
 - a) con la richiamata deliberazione 646/2016/R/EEL, l’Autorità ha anche deciso di adottare un profilo convenzionale per il riconoscimento dei costi di installazione dei misuratori 2G, anche al fine di evitare sovrapposizioni nei riconoscimenti dei costi di capitale relativi ai sistemi 1G e ai sistemi 2G e prevedendo di conseguenza che il profilo convenzionale fosse definito sulla base del c.d. profilo contabile;
 - b) l’adozione di un profilo convenzionale per il riconoscimento dei costi produce un differimento nel riconoscimento dei costi sostenuti per l’attuazione del piano di installazione dei sistemi di *smart metering* 2G che dipende, in parte, dal profilo della stratificazione contabile storica dei sistemi 1G e in parte dalle scelte dell’impresa nel definire il proprio piano di messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G (PMS2);
 - c) rispetto a tale contesto, come visto sopra, la principale impresa distributrice ha definito il proprio PMS2, approvato con la deliberazione 222/2017/R/EEL, in base al quale la messa in servizio di *smart metering* è stata avviata nel 2017;
 - d) anche alla luce di tale PMS2, l’Autorità ha definito gli orientamenti esposti nel documento per la consultazione 100/2019/R/EEL volti a ridurre il rischio “*Paese a due velocità*”;
 - e) in particolare, l’Autorità ha previsto, nel citato documento per la consultazione 100/2019/R/EEL, con riferimento alle sole imprese con più di 100.000 clienti che devono ancora avviare il proprio PMS2, da un lato, di introdurre obblighi di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G entro un termine massimo (come già prospettato nel documento per

la consultazione 457/2016/R/EEL); dall'altro lato, di definire una struttura del PCO2 più favorevole (per tali imprese) rispetto a quelle previgenti, senza intervenire sul PCO2 della principale impresa distributrice già definito con la deliberazione 222/2017/R/EEL;

- f) questi orientamenti si sono sostanziati nell'applicazione di un vettore di coefficienti modulativi rispetto alle percentuali del profilo contabile, dettagliato anche in uno specifico esempio (*Box 2* del documento per la consultazione 100/2019/R/EEL);
- g) in risposta alla consultazione 100/2019/R/EEL, sono intervenuti vari soggetti e le loro osservazioni sono pubblicate sul sito internet dell'Autorità;
- h) tutti i soggetti intervenuti con proprie osservazioni sul punto relativo alle modifiche del PCO2 illustrate nel richiamato *Box 2* hanno condiviso l'orientamento dell'Autorità di ridurre il *gap* temporale tra le installazioni di sistemi di *smart metering* delle imprese distributrici in occasione del passaggio alla seconda generazione;
- i) inoltre, nell'ambito delle predette risposte, alcune imprese distributrici e una loro associazione hanno indicato che l'applicazione del piano convenzionale, anche a valle della modifica prospettata:
 - i. può generare notevoli *gap* temporali tra il momento della spesa e il momento del riconoscimento tariffario;
 - ii. comporta il rischio di ritardo di riconoscimento dei costi per i misuratori sostituiti in gestione utenza;
 - iii. determinerebbe che, per le imprese i cui primi misuratori 1G sono stati installati più recentemente, *“si verificherebbero importanti squilibri finanziari nei primi anni di piano che indurrebbero gli operatori a slittare (...) l'avvio della sostituzione massiva”*;
- j) i medesimi soggetti hanno proposto che l'effetto di anticipo del PCO2 possa prevedere effetti di accorciamento anche più marcati rispetto ai tre anni di cui al *Box 2* del documento per la consultazione 100/2019/R/EEL;
- k) due imprese distributrici hanno proposto modifiche della costruzione del PCO2, in particolare riguardo alla gestione utenza e alle prime messe in servizio 2G collegate a nuove utenze;
- l) Enel, pur condividendo l'orientamento regolatorio dell'Autorità, ha sottolineato la necessità di *“non discriminare l'impresa first mover”* in merito all'applicazione del piano convenzionale, proponendo che anche il piano convenzionale di e-distribuzione venga rimodulato adottando lo stesso criterio previsto per le altre imprese distributrici;
- m) secondo Enel, la sua proposta eviterebbe di introdurre *“una misura discriminatoria e ingiustamente penalizzante proprio nei confronti dell'impresa distributtrice che per prima ha investito in smart meter di seconda generazione garantendo, attraverso un approccio proattivo, un indubbio beneficio a favore dei clienti e del sistema in termini di*

tempestiva messa a disposizione delle nuove funzionalità legate ai suddetti dispositivi 2G”;

- n) in realtà, diversamente da quanto sostenuto da Enel, l'intervento prospettato dall'Autorità non introduce alcuna discriminazione, ma anzi risulta coerente con l'interesse pubblico di garantire la diffusione del servizio in modo omogeneo sul territorio nazionale, riducendo il rischio di un Paese a due velocità; in tale prospettiva, la ragionevolezza dell'intervento prospettato nel suddetto documento di consultazione si fonda anche sul fatto che e-distribuzione ha deciso di avviare la messa in servizio a partire dal 2017: infatti, le misure idonee a ridurre il *gap* temporale tra quest'ultima impresa e le restanti non possono che prendere quale termine di riferimento il PMS2 di e-distribuzione;
- o) inoltre, nessuna discriminazione sussiste in quanto si tratta di situazioni diverse che sottendono l'esigenza di un trattamento differenziato: infatti, il PMS2 di e-distribuzione è stato formulato in un contesto regolatorio che preveda una specifica disciplina del PCO2 in assenza di specifici vincoli temporali che però sarebbero stati introdotti successivamente; la misura prospettata nel documento di consultazione 100/2019/R/EEL modifica il quadro regolatorio entro cui le imprese distributrici devono formulare il loro PMS2 introducendo gli annunciati vincoli temporali per la messa in servizio, controbilanciando il connesso onere per gli operatori interessati con una riduzione dell'effetto di differimento previsto dal PCO2;
- inoltre, il chiarimento illustrato nel *Box 1* del documento per la consultazione 100/2019/R/EEL, relativo alle modalità di ponderazione della spesa effettiva unitaria di capitale, è risultato di complessa applicabilità e meritevole di ulteriori chiarimenti nel corso di interazioni con alcune imprese distributrici a valle della consultazione.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione alla tematica della verifica periodica dei misuratori, nel documento per la consultazione 100/2019/R/EEL, l'Autorità:
 - a) ha richiamato il decreto 93/2017 e le relative norme transitorie per gestire gradualmente l'introduzione della verifica periodica per misuratori di diversi settori, in particolare prevedendo la possibilità per le Autorità amministrative indipendenti di derogare i termini della prima verifica periodica *“in funzione di eventuali piani di miglioramento dei servizi di misura con sostituzione degli strumenti di misura esistenti e per coordinare i conseguenti adempimenti, evitare oneri sproporzionati per gli operatori e riflessi negativi sui livelli dei prezzi”;*
 - b) ha indicato che laddove tale facoltà di deroga non riguardasse l'intero parco di misuratori, ciò porrebbe problemi operativi, perché la sostituzione ogni 15 anni (modalità più economica della prevista

verificazione periodica) deve poter essere eseguita con margini di flessibilità operativa, senza i quali si indurrebbero costi addizionali che in ultima analisi gravano sui clienti finali;

- c) ha previsto di collaborare con le istituzioni competenti in tema di metrologia per segnalare la necessità – proprio per le stesse finalità già alla base delle disposizioni nel decreto ministeriale – di estendere a tutti i misuratori in campo la facoltà dell’Autorità di accordare deroghe dalle disposizioni relative alla verifica periodica dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione, secondo i criteri di efficienza economica già richiamati;
- d) in relazione a quanto sopra, tutti i soggetti che hanno risposto in sede di consultazione su tale aspetto hanno condiviso l’orientamento dell’Autorità e indicato la necessità di un tempestivo intervento per l’applicazione delle deroghe a tutti i misuratori in campo, oppure la necessità di tenere conto dei relativi extra-costi in sede di approvazione dei PMS2.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione all’opzione di un obbligo esplicito di avvio dei piani di messa in servizio per le imprese che servano più di 100.000 clienti, nel documento per la consultazione 100/2019/R/EEL, l’Autorità,
 - a) riprendendo quanto prospettato nel documento per la consultazione 457/2016/R/EEL, ha indicato l’opzione di un obbligo esplicito di avvio di piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G che, a valle dell’approvazione e dell’avvio del PMS2 di e-distribuzione, si applicherebbero alle restanti nove imprese distributrici con più di 100.000 clienti;
 - b) ha indicato che per le imprese distributrici con più di 100.000 clienti l’avvio della fase massiva potesse essere fissato al più tardi al 2022;
 - c) ha espresso l’orientamento di fissare un termine delle fasi massive dei singoli PMS2 al 31 dicembre 2025;
- in relazione a tali proposte, le risposte alla consultazione sono state differenziate:
 - a) le società che operano nel mercato al dettaglio dell’energia elettrica, le loro associazioni, la principale impresa distributtrice e un’associazione di costruttori di apparecchiature elettriche hanno condiviso gli orientamenti dell’Autorità;
 - b) un’impresa distributtrice ha concordato con gli orientamenti dell’Autorità segnalando però le criticità operative legate anche all’interpretazione del decreto 93/2017, i rischi di sostenibilità economico-finanziaria dei PMS2 e le criticità legate dell’obbligo di corresponsione degli indennizzi automatici ai sensi dell’articolo 17 del TIF;
 - c) un’impresa distributtrice non ha concordato con l’obbligo temporale di messa in servizio nella misura in cui tale obbligo comporta un minor

- riconoscimento dell'investimento per l'impresa distributrice, indicando invece la condivisione di una durata della fase massiva di 5 anni;
- d) un'impresa distributrice ha indicato l'opportunità di prevedere almeno 5 anni per il completamento della fase massiva e quindi l'eliminazione del 2025 come anno limite;
 - e) l'associazione di imprese distributrici ha segnalato l'assenza di reali rischi di posticipazione e, pertanto, la non necessità di un termine ultimo di *roll-out*.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione alla presentazione e alla valutazione dei piani di messa in servizio, nel documento per la consultazione 100/2019/R/EEL, l'Autorità ha espresso le intenzioni:
 - a) di rivedere la formulazione della “soglia di spesa massima di capitale” ai fini del percorso di approvazione abbreviato dei PMS2, sia per tener conto della sopraggiunta indisponibilità sul mercato di misuratori 1G per gran parte delle imprese distributrici, sia poiché la sua attuale costruzione determina, paradossalmente, una condizione di svantaggio relativo per le imprese distributrici che hanno effettuato approvvigionamenti a costi minori nel 2015;
 - b) di semplificare ulteriormente la condizione economica di ammissione al percorso abbreviato e formularla in modo unico per le rimanenti imprese distributrici, prevedendo una soglia unica espressa in euro/misuratore 2G;
 - c) di tenere conto delle differenze di costo di installazione dei misuratori 2G tra imprese di distribuzione che servono un territorio principalmente “metropolitano” e le imprese che servono un territorio prevalentemente rurale e con significativa incidenza di utenza diffusa in contesti montani;
- in merito agli aspetti sopra richiamati, in risposta alla consultazione:
 - a) tutti i soggetti che si sono espressi in merito hanno condiviso l'applicazione di una soglia unica e semplificata rispetto al meccanismo di accesso al percorso abbreviato, definito dall'Articolo 11 delle Direttive 2G 2017;
 - b) le imprese distributrici hanno indicato alcune motivazioni (ulteriori rispetto alla natura rurale del territorio servito, anche con caratteristiche montane, e alla scarsa densità abitativa) che possono portare a incrementi di costi unitari per misuratore 2G: i) l'incidenza più che proporzionale dei costi del sistema centrale di telegestione per imprese con un minor numero di misuratori; ii) l'eventuale maggior presenza percentuale di misuratori trifase, più costosi dei misuratori monofase, rispetto al totale dei misuratori previsti; iii) il livello di effettiva accessibilità dei misuratori per la cui sostituzione è necessaria la presenza dell'utente; e iv) la concentrazione nel mercato di fornitura dei misuratori;

- c) le imprese distributrici hanno suggerito di fare riferimento ad almeno 130 euro per misuratore 2G per la verifica della spesa massima di capitale ai fini del percorso abbreviato;
- d) un'impresa distributtrice ha proposto di ampliare il range di valori 120 – 130 euro (per misuratore 2G) posto in consultazione;
- e) alcune imprese distributrici hanno proposto di tenere conto di alcuni dei suddetti fattori di extra-costi nella definizione della soglia di spesa massima di capitale per l'ammissione al percorso abbreviato.

CONSIDERATO CHE:

- nel documento per la consultazione 100/2019/R/EEL, l'Autorità ha formulato orientamenti:
 - a) in merito all'introduzione di penalità per mancato rispetto dei livelli attesi di performance del sistema di *smart metering* 2G (a valle di un periodo iniziale del PMS2 caratterizzato dal solo monitoraggio), con tetti massimi annuali e pluriennali;
 - b) in merito alla metrica utilizzata per misurare l'avanzamento del PMS2;
- in relazione a tali ulteriori aspetti, nell'ambito della consultazione:
 - a) alcune imprese distributrici hanno segnalato la mancata di esperienza in campo con i misuratori 2G e quindi l'opportunità di procedere in un momento successivo alla definizione delle penalità per mancato rispetto dei livelli di *performance*;
 - b) alcune imprese distributrici hanno proposto di avviare la fase di applicazione della penalità per mancato rispetto dei livelli di *performance* dopo tre anni e mezzo o dopo quattro anni oppure dopo cinque anni dall'avvio del PMS2;
 - c) le imprese distributrici hanno segnalato la presenza di cause esogene che possono ridurre le *performance* del sistema di *smart metering* 2G, tra cui in particolare l'indisponibilità della rete di trasmissione dati, disturbi sul mezzo trasmissivo della tecnologia *Power Line Carrier* (PLC) utilizzata per la comunicazione tra *smart meter* e concentratore a fini di telelettura e telegestione, l'eventualità di indisponibilità dell'acquisizione dei dati da parte del Sistema Informativo Integrato) e che gli effetti di tali cause esogene andrebbero quindi scorporati ai fini dell'applicazione della verifica del rispetto dei livelli di *performance* da cui potrebbero scaturire eventuali penalità;
 - d) alcune imprese distributrici hanno inoltre ricordato la presenza di vari meccanismi regolatori (con riferimento in particolare al TIF e al TIME) che già penalizzano indirettamente la mancata *performance* dei sistemi di misura;
 - e) un'impresa distributtrice ha chiesto il dimezzamento dei coefficienti di penalità e dei tetti proposti nel documento per la consultazione;

- f) le società che operano nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica, le loro associazioni e un'associazione di costruttori di apparecchiature elettriche hanno condiviso gli orientamenti dell'Autorità;
- g) alcune imprese distributrici hanno indicato che la metrica dei soli misuratori 2G di prima messa in servizio potrebbe essere preferibile per monitorare l'avanzamento;
- h) la principale impresa distributtrice ha indicato che la metrica preferibile sarebbe il numero totale di misuratori, in una logica di *total effort* dell'impresa.

CONSIDERATO CHE:

- l'Allegato B alla deliberazione 87/2016/R/EEL ha fissato – tra le altre disposizioni – le tempistiche di messa a regime di ciascuna cabina MT/BT ricompresa in ciascun territorio “significativamente rilevante” (criterio C-1.01);
- l'Autorità, con la deliberazione 222/2017/R/EEL, ha approvato una condizione specifica relativamente al suddetto aspetto del criterio C-1.01;
- l'Autorità, nel documento per la consultazione 100/2019/R/EEL, ha espresso il proprio orientamento di estendere la suddetta condizione specifica a tutte le imprese distributrici, apportando la medesima modifica al criterio C-1.01 di cui all'Allegato B alla deliberazione 87/2016/R/EEL.

RITENUTO CHE:

- sia necessario prevedere disposizioni aggiornate per l'applicazione delle Direttive 2G nel periodo 2020-2022, ferma restando l'applicazione della deliberazione 646/2016/R/EEL, delle relative Direttive 2G 2017 per la regolazione economica delle partite di competenza degli anni 2018 e 2019, nonché della deliberazione 222/2017/R/EEL che ha approvato, con specifiche condizioni, il PMS2 di e-distribuzione e definito di conseguenza il PCO2 per la medesima impresa;
- sia opportuno prevedere per il periodo 2020-2022 la prosecuzione dell'attuale meccanismo focalizzato sul riconoscimento dei costi di capitale mediante le Direttive 2G e sul riconoscimento dei costi operativi tramite altre disposizioni regolatorie che si dispiegheranno secondo un percorso di transizione graduale nei prossimi anni, come previsto dall'Obiettivo strategico OS.20 del Quadro strategico 2019-21 dell'Autorità.

RITENUTO CHE:

- in relazione all'obiettivo di ridurre il rischio di un “*Paese a due velocità*”, tenuto conto dell'approvazione del piano di messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G (PMS2) della principale impresa distributtrice:

- a) in coerenza con gli obiettivi indicati dalla legge 481/95, sia necessario rimuovere gli ostacoli che impediscono a livello nazionale uno sviluppo omogeneo e unitario di sistemi innovativi per la misura di energia elettrica in bassa tensione, introducendo le condizioni per ridurre il divario tecnologico attualmente presente tra prima e seconda generazione di *smart metering*; ciò al fine di superare le conseguenti diseguglianze territoriali che tale divario ha di fatto creato tra (i) i clienti finali che usufruiscono del servizio di misura di energia elettrica in zone del territorio nazionale servite da operatori diversi dalla maggiore impresa distributrice e (ii) i clienti finali che, viceversa, beneficiano della circostanza, meramente accidentale, di usufruire del medesimo servizio in una zona servita da quest'ultima impresa;
- b) sia necessario garantire, in maniera prioritaria, adeguate condizioni di omogeneità territoriale nell'erogazione del servizio a tutti i clienti finali tenendo in giusta considerazione le diverse esigenze finanziarie manifestate in sede di consultazione dalle imprese distributrici e operando un ragionevole contemperamento tra le stesse;
- c) sia, pertanto, opportuno assicurare la piena realizzazione dell'obiettivo di ridurre il già richiamato effetto del "*Paese a due velocità*" in relazione alla messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G e al dispiegamento dei relativi benefici per i consumatori, come già indicato nei documenti per la consultazione 267/2016/R/EEL, 457/2016/R/EEL e 100/2019/R/EEL;
- d) sia appropriato, a tal fine, confermare l'orientamento di modulare il PCO2 con un effetto di accorciamento di tre anni, come prospettato nel documento per la consultazione 100/2019/R/EEL, limitatamente alle imprese distributrici che devono ancora avviare il PMS2, anche a seguito dei riscontri positivi a tale proposta ricevuti in sede di consultazione;
- e) come già anticipato, il predetto intervento non introduce alcuna penalizzazione per e-distribuzione, ma risulta coerente con la finalità perseguita dalla regolazione dell'Autorità di evitare il più possibile discriminazioni tra clienti finali, riducendo il *gap* temporale tra le imprese distributrici nell'installazione di sistemi di *smart metering* di seconda generazione, e quindi persegue la finalità, di cui al richiamato articolo 1, comma 1, della legge 481/95, di garantire la diffusione omogenea del servizio sull'intero territorio nazionale;
- f) sia necessario pertanto non intervenire sul piano convenzionale di e-distribuzione definito dalla deliberazione 222/2017/R/EEL dal momento che, come chiarito nei considerati, la scelta compiuta da questa impresa distributrice di avviare il proprio PMS2 nel 2017, è frutto di una valutazione imprenditoriale in un contesto regolatorio che non prevedeva ancora vincoli temporali di messa in servizio ma ne preannunciava l'introduzione;
- g) nel mantenere l'effetto di accorciamento di tre anni del PCO2 a conferma di quanto proposto nel documento per la consultazione 100/2019/R/EEL

per le motivazioni ivi esposte, sia possibile e opportuno, alla luce di quanto emerso dalla consultazione, affinare due aspetti relativi all'attribuzione convenzionale dei primi sei anni del c.d. profilo contabile e delle percentuali convenzionalmente attribuite agli ultimi tre anni del PCO2.

RITENUTO OPPORTUNO:

- in relazione agli obblighi temporale di avvio e termine dei piani di messa in servizio:
 - a) confermare il 2022 come termine ultimo entro il quale le imprese distributrici con più di 100.000 clienti devono avviare i propri PMS2;
 - b) tenere conto delle richieste di flessibilità riguardo durata della fase massiva dei PMS2, definendo due differenti termini per la previsione di implementazione della fase massiva, e in particolare un primo termine al 31 dicembre 2025 per una significativa percentuale dei misuratori 2G e un secondo termine al 31 dicembre 2026 per la quasi totalità dei misuratori, tenendo opportunamente conto dei rischi di mancata accessibilità e delle conseguenti necessità di “ripasso”, segnalati in sede di consultazione, nonché dell’esperienza maturata in applicazione delle disposizioni della deliberazione 292/2006 per la installazione della prima generazione dei sistemi di *smart metering*;
- in relazione alla presentazione e alla valutazione dei piani di messa in servizio:
 - a) snellire alcuni requisiti relativi agli elementi del PMS2 e all’obbligo di predisporre il primo piano di dettaglio della fase massiva già prima della valutazione del PMS2;
 - b) aggiornare la tabella dei deflatori per i PMS2 che saranno proposti nel corso del 2019 per tener conto delle nuove aspettative di inflazione, con avvio della fase massiva nel 2020;
 - c) flessibilizzare le tempistiche per il processo di consultazione pubblica di ciascun PMS2;
 - d) per quanto concerne il percorso abbreviato (*fast-track*), semplificare ulteriormente la condizione massima di spesa di capitale prevedendo un’unica soglia unitaria, riferita a misuratori 2G, così come proposto in consultazione;
 - e) individuare un valore relativamente elevato per la soglia di spesa massima di capitale ai fini del percorso abbreviato, così da concentrare le fasi di approfondimento da parte dell’Autorità sulle proposte di PMS2 che sono caratterizzate da un maggiore incremento rispetto ai costi di capitale di riferimento;
- in relazione all’applicazione della matrice *Information Quality Incentive* (IQI) relativa alla spesa unitaria per misuratori:
 - a) confermare i criteri già previsti per il primo triennio, applicando la matrice IQI alle spese previste per ciascun anno del PMS2 e alle

corrispondenti spese effettive, evidenziando con maggiore chiarezza nelle Direttive 2G che gli aspetti connessi al potenziale differimento del riconoscimento per effetto dell'applicazione del piano convenzionale sono trattati in uno *step* procedurale successivo rispetto all'applicazione della matrice IQI; tale sequenza procedurale sarà applicata anche in occasione dell'applicazione della matrice IQI alle partite economiche di competenza degli anni 2017-2019 per e-distribuzione;

- in relazione ai meccanismi di controllo dell'avanzamento dei PMS2:
 - a) confermare la metrica di avanzamento attualmente utilizzata e riferita alla totalità dei misuratori messi in servizio, viste le differenti valutazioni espresse dalle imprese distributrici in risposta alla consultazione e l'assenza di evidenze che tale attuale metrica sia meno adeguata rispetto a metriche alternative;
 - b) accogliere la proposta emersa della consultazione di una franchigia maggiorata per le penalità applicabili al primo anno per ritardi nell'avanzamento dei piani di messa in servizio;
- in relazione ai meccanismi di penalizzazione per mancato rispetto dei livelli attesi di *performance*:
 - a) confermare, a maggior tutela degli utenti del servizio, la proposta di introdurre tali penalizzazioni al quarto anno di ciascun PMS2, a valle dei primi tre anni del PMS2 in cui si effettua il solo monitoraggio;
 - b) confermare la proposta di introduzione di tetti annuali e pluriennali delle penalizzazioni, a mitigazione del rischio per le imprese distributrici e definire il livello unitario di penalità al livello minimo della forcella messa in consultazione, salvo possibili revisioni alla luce della concreta attuazione da monitorare nei prossimi anni;
 - c) in relazione a quanto emerso della consultazione, in particolare relativamente al trattamento delle cause esogene di mancata *performance*, prevedere con successivo provvedimento direttoriale, previa informativa al Collegio, la definizione di istruzioni tecniche per il calcolo dei livelli di servizio L-1.01 e L-1.02, rilevanti ai fini dell'applicazione degli articoli 18 e 20 delle nuove Direttive 2G

DELIBERA

1. di approvare l'*Allegato A*, che forma parte integrante e sostanziale del presente provvedimento, "Riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione per il triennio 2020-2022";
2. di prevedere che le disposizioni di cui all'*Allegato A* del presente provvedimento si applichino per le attività delle imprese distributrici e dell'Autorità in materia di

- smart metering* 2G di competenza del triennio 2020-2022, incluse le attività relative alla predisposizione e valutazione dei piani di messa in servizio con anno di avvio 2019;
3. di prevedere che le disposizioni dell'Allegato A alla deliberazione 646/2016/R/EEL continuino a trovare applicazione ai fini della regolazione delle partite economiche di competenza degli anni 2018 e 2019;
 4. di prevedere che l'Autorità fissi con successivo provvedimento:
 - a) i criteri di riconoscimento dei costi per l'installazione di sistemi di *smart metering* 2G per le imprese che servono meno di 100.000 punti di prelievo;
 - b) le tempistiche di completamento della fase massiva di messa in servizio di misuratori 2G per le imprese che servono meno di 100.000 punti di prelievo;
 5. di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità per la definizione, con propria determina da assumere previa informativa al Collegio, di istruzioni tecniche per il calcolo dei livelli di servizio L-1.01 e L-1.02, rilevanti ai fini dell'applicazione degli articoli 18 e 20 dell'Allegato A al presente provvedimento;
 6. di modificare l'Allegato B della deliberazione 87/2016/R/EEL sostituendo il punto B. del requisito C-1.01, con il seguente testo:

Messa a regime di ciascuna cabina MT/BT ricompresa in ciascun territorio "significativamente rilevante", a partire dal momento di messa a regime della prima cabina del medesimo territorio (vd. criterio A.), entro:

 - i. entro 180 giorni per territori con numero di punti di prelievo inferiore a 5.000;
 - ii. entro 210 giorni per territori con numero di punti di prelievo compreso tra 5.000 e 10.000, estremi inclusi;
 - iii. entro 240 giorni per territori con numero di punti di prelievo superiore a 10.000.";
 7. di abrogare il punto 2 della deliberazione 646/2016/R/EEL;
 8. di pubblicare la presente deliberazione e il relativo Allegato A, nonché l'Allegato B alla deliberazione 87/2016/R/EEL come modificato dalla presente deliberazione, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

16 luglio 2019

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini