

Versione modificata e integrata con deliberazione 38/2016/R/eel

**DELIBERAZIONE 22 DICEMBRE 2015
646/2015/R/EEL**

**TESTO INTEGRATO DELLA REGOLAZIONE *OUTPUT-BASED* DEI SERVIZI DI
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA, PER IL PERIODO DI
REGOLAZIONE 2016-2023**

**L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO**

Nella riunione del 22 dicembre 2015

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, come successivamente modificata e integrata;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 22 gennaio 2008, n. 37;
- il decreto del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali 4 febbraio 2011;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 ed il relativo Allegato A (di seguito: TIQE 2012-2015);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11;
- la deliberazione dell'Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 483/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2014, 595/2014/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A;
- la deliberazione dell'Autorità 10 marzo 2015, 96/2015/E/eel (di seguito: deliberazione 96/2015/E/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 12 novembre 2015, 534/2015/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2015, 644/2015/E/eel (di seguito: deliberazione 644/2015/E/eel);
- il documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel (di seguito: documento 5/2015/R/eel);

- il documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel (di seguito: documento 48/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/eel;
- il documento per la consultazione 18 giugno 2015, 293/2015/R/eel;
- il documento per la consultazione 9 luglio 2015, 335/2015/R/eel;
- il documento per la consultazione 30 luglio 2015, 405/2015/R/com;
- il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 415/2015/R/eel (di seguito: documento 415/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 416/2015/R/eel;
- il documento per la consultazione 24 settembre 2015, 446/2015/R/eel;
- il documento per la consultazione 1 ottobre 2015, 464/2015/R/eel;
- il documento per la consultazione 17 novembre 2015, 544/2015/R/eel (di seguito: documento 544/2015/R/eel);
- le istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (reti di media e bassa tensione) del gennaio 2013;
- la norma CEI 0-15 dell'aprile 2006;
- le linee guida CEI 0-17 del maggio 2008;
- la norma CEI 0-16 del luglio 2008;
- la norma CEI EN 61000-4-30 del giugno 2010;
- la norma CEI EN 50160 del maggio 2011;
- la norma CEI 17-126 dell'ottobre 2011;
- la norma CEI 50341-1 dell'ottobre 2013;
- la richiesta di informazioni del maggio 2014, effettuata dalla Direzione Infrastrutture alle imprese distributrici sui valori efficaci della tensione di alimentazione BT registrati tramite i contatori elettronici;
- i verbali e gli esiti del tavolo di lavoro sulla qualità tensione istituito ai sensi del punto 4, lettera b), della deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11.

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 483/2014/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione per il periodo di regolazione con decorrenza dal 1 gennaio 2016 (di seguito: procedimento);
- il procedimento, in materia di qualità del servizio, si è articolato in due fasi, corrispondenti alla diffusione di quattro distinti documenti per la consultazione (prima fase: documenti 5/2015/R/eel e 48/2015/R/eel; seconda fase: documenti 415/2015/R/eel e 544/2015/R/eel);
- con particolare riferimento allo sviluppo selettivo degli investimenti per il settore della distribuzione dell'energia elettrica, nell'ambito del medesimo procedimento, l'Autorità ha, inoltre, pubblicato un primo documento per la consultazione che,

partendo dai risultati della fase di sperimentazione (progetti pilota *smart grid*), ha illustrato i primi orientamenti per una regolazione *output based* (documento 255/2015/R/eel) e un secondo documento per la consultazione (documento 544/2015/R/eel) in cui ha prospettato gli orientamenti finali, tenendo conto anche delle osservazioni presentate nel documento per la consultazione in materia di riforma della tariffa domestica (documento 293/2015/R/eel) in tema di sviluppi delle colonne montanti obsolete nelle aree urbane;

- nel corso del procedimento sono stati organizzati, con i soggetti interessati, numerosi incontri tematici e una giornata di studio aperta al pubblico;
- gli orientamenti di regolazione sono stati formulati:
 - a. in coerenza con il quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-2018;
 - b. in coerenza con gli orientamenti formulati dall’Autorità, nell’ambito del procedimento in materia di:
 - i. criteri per la determinazione delle modalità di riconoscimento dei costi sostenuti dal gestore e per la definizione delle tariffe relative ai servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica, nonché di
 - ii. promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica;
 - c. tenendo conto della regolazione vigente della qualità e dei suoi effetti, nonché dei risultati della sperimentazione sulle *smart grid* condotta a partire dal 2011;
 - d. a seguito dell’esame delle informazioni fornite dai soggetti interessati, nell’ambito del procedimento, sulla qualità dei servizi elettrici e sulla promozione degli investimenti selettivi;
 - e. sulla base degli esiti dei lavori del tavolo di lavoro sul monitoraggio della qualità della tensione istituito ai sensi del punto 4, lettera b) della deliberazione ARG/elet 198/11;
- nell’ambito del richiamato procedimento l’Autorità ha manifestato la sua intenzione di:
 - a. introdurre un approccio orientato al riconoscimento del costo totale sostenuto dal gestore comprensivo sia dei costi operativi che di quelli relativi agli investimenti (approccio *totex*), al fine di superare i problemi connessi alle politiche di capitalizzazione delle imprese, con ricadute positive anche in relazione alle ipotesi di ammodernamento e “smartizzazione” delle reti;
 - b. in ultimo, di prolungare a otto anni il nuovo periodo di regolazione e di suddividerlo in due *sub*-periodi, ciascuno della durata di quattro anni;
 - c. seguire, nel primo *sub*-periodo, l’approccio generale adottato nei precedenti periodi di regolazione, con schemi di regolazione incentivante adottati limitatamente ai costi operativi e riconoscimento dei costi di capitale secondo schemi di regolazione del tipo *rate-of-return*;
 - d. far evolvere, nel secondo *sub*-periodo, l’attuale approccio regolatorio in chiave di controllo complessivo della spesa (*totex*), rinviandone l’applicazione a decorrere dall’anno 2020;
 - e. introdurre altri meccanismi di regolazione incentivante di natura *output-based* per la promozione selettiva degli investimenti a maggiore utilità per il sistema,

con particolare riferimento a funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile e nelle aree urbane.

CONSIDERATO CHE:

- in materia di qualità del servizio, sono stati forniti dati e analisi comparative sottesi alle ipotesi regolatorie prospettate;
- sulla base delle osservazioni pervenute a seguito della pubblicazione dei primi due documenti per la consultazione (5/2015/R/eel e 48/2015/R/eel), l'Autorità ha illustrato nel terzo e quarto documento per la consultazione (415/2015/R/eel e 544/2015/R/eel), i propri orientamenti finali, prospettando:
 - a. la conferma del meccanismo premi-penalità relativo alla durata delle interruzioni senza preavviso, in riferimento ai soli livelli obiettivo di lungo termine introdotti con la deliberazione 4/04;
 - b. la conferma del meccanismo premi-penalità relativo al numero di interruzioni senza preavviso, con livelli obiettivo di lungo termine posticipati, da ultimo, al 2023;
 - c. l'adozione di un regime di incentivazione speciale relativo al numero di interruzioni senza preavviso per gli ambiti soggetti a più interruzioni;
 - d. per le interruzioni di lunga durata:
 - la riduzione degli standard per le interruzioni prolungate, uniformati alla soglia attualmente prevista per l'alta concentrazione, sia per le interruzioni attribuibili alle responsabilità delle imprese distributrici, sia per quelle dovute a forza maggiore;
 - la previsione di un numero massimo di indennizzi automatici erogabili ad un medesimo utente per interruzioni prolungate attribuibili a forza maggiore, pari a due;
 - in considerazione dell'intensificarsi di fenomeni meteorologici severi e persistenti, l'aumento delle aliquote a carico dei consumatori che finanziano il Fondo per eventi eccezionali;
 - l'adozione di un meccanismo sperimentale che incentivi la riduzione delle interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche imputabili a forza maggiore, tipicamente dovute a eventi meteorologici severi e persistenti;
 - e. in materia di interruzioni con preavviso:
 - l'introduzione di un meccanismo sperimentale che incentivi la riduzione della durata delle interruzioni con origine MT e BT;
 - l'estensione del termine di preavviso per gli utenti MT a cinque giorni lavorativi, rispetto al termine di due giorni previsto dalla regolazione vigente;
 - f. iniziative in materia di continuità del servizio e di qualità della tensione per gli utenti alimentati in media tensione, tra cui:
 - l'introduzione di uno standard individuale sul numero massimo di interruzioni transitorie e di buchi di tensione;

- l'introduzione di nuovi gradi di concentrazione riferibili ad aree industrializzate, con possibile aggiornamento degli standard individuali;
- l'introduzione di forme contrattuali speciali;
- g. modifiche in materia di registrazione delle interruzioni del servizio;
- h. interventi in materia di monitoraggio del valore efficace della tensione di alimentazione in bassa tensione tramite i misuratori elettronici;
- i. aggiornamenti in materia di regolazione della qualità commerciale e nuove iniziative in materia di richieste di connessioni massive;
- j. in relazione alla qualità della misura, interventi in materia di *performance* dei sistemi di telegestione dei contatori di bassa tensione;
- k. in relazione al potenziamento della resilienza del sistema elettrico, interventi in materia di prevenzione meccanica ed elettrica delle interruzioni dovute a eventi severi e persistenti, anche in esito all'indagine conoscitiva di cui alla deliberazione 96/2015/E/eel;
- sono stati identificati i meccanismi regolatori della qualità cui le imprese distributrici possono accedere facoltativamente:
 - a. partecipazione alle regolazioni premi-penalità da parte delle imprese di piccole dimensioni, anche in forma aggregata;
 - b. partecipazione alla regolazione premi-penalità delle interruzioni senza preavviso dovute a cause esterne;
 - c. partecipazione alla regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni con preavviso;
 - d. partecipazione alla regolazione premi-penalità delle interruzioni senza preavviso anche dovute a forza maggiore;
- sempre in materia di qualità del servizio, l'Autorità ha infine prospettato l'istituzione di un tavolo di lavoro con le imprese distributrici e Terna al fine di approfondire alcuni temi di particolare complessità, prima dell'entrata in vigore delle relative disposizioni; i temi trattati riguardano, in particolare:
 - a. la resilienza del sistema elettrico (prevenzione meccanica ed elettrica delle interruzioni dovute ad eventi severi) anche in esito all'indagine conoscitiva di cui alla deliberazione 96/2015/E/eel;
 - b. la regolazione premi-penalità delle interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche dovute a forza maggiore (incentivazione a una rapida ripresa del servizio);
 - c. la riferibilità degli standard individuali per gli utenti MT a zone industrializzate;
 - d. la forma contrattuale speciale per gli utenti MT.

CONSIDERATO CHE:

- con particolare riferimento alla promozione selettiva degli investimenti innovativi nelle reti di distribuzione, sulla base delle osservazioni pervenute a seguito della pubblicazione del primo documento per la consultazione 255/2015/R/eel, l'Autorità ha prospettato nel documento per la consultazione 544/2015/R/eel, i propri orientamenti finali per il quinto periodo di regolazione, confermando in particolare:

- a. l'ipotesi di promuovere l'evoluzione delle reti di distribuzione in *smart distribution system* senza precludere future iniziative che possano valorizzare, in una logica di mercato, i comportamenti e gli investimenti degli utenti di rete (specie con riferimento alle reti di telecomunicazione), intermediati da venditori e aggregatori, abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento;
- b. l'ipotesi di favorire l'implementazione graduale delle funzionalità "osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT" e "Regolazione di tensione su reti MT" con l'introduzione di incentivi (senza penali) per il periodo 2016-2019, in aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile;
- c. l'attenzione per le specificità delle reti di distribuzione in aree urbane, in particolare per quanto concerne l'introduzione di prescrizioni e regolazioni incentivanti (premi/penali) per il periodo 2017-2019 legate a piani di bonifica per favorire l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste in logica "*future proof*";
- d. l'ipotesi di avviare ulteriori sperimentazioni in settori che non sono stati oggetto dei progetti pilota *smart grid*, ponendo un focus particolare sull'ammodernamento delle reti di bassa tensione e sullo sviluppo di contatori di seconda generazione in integrazione con tecnologie di comunicazione avanzate e soluzioni multiservizio (in ottica *smart city*);
- e. la disponibilità ad avviare sperimentazioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole non interconnesse con produzione da fonte rinnovabile, in seguito alla completa attuazione delle norme di cui all'articolo 1, comma 6-*octies*, del decreto legge "destinazione Italia";
- f. con riferimento ai sistemi di accumulo di tipo elettrochimico connessi a reti di distribuzione, fermo restando quanto già previsto in materia di accumuli nella disponibilità degli utenti della rete, l'ipotesi di definire con successivo provvedimento le condizioni transitorie a cui le imprese distributrici di energia elettrica che intendono gestire e disporre di tali sistemi devono sottostare, senza precludere iniziative future che possano valorizzare, in una logica di mercato, i comportamenti e gli investimenti degli utenti di rete, (intermediati da venditori e aggregatori), abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento; in tal senso l'Autorità non intende riconoscere investimenti in sistemi di accumulo elettrochimico effettuati da imprese di distribuzione di energia elettrica fino a che le condizioni sopra indicate non siano definite con apposito provvedimento.

CONSIDERATO CHE:

- in tema di riconoscimento dei costi, l'Autorità ha delineato, per le imprese di minori dimensioni, la possibilità di scegliere tra un regime individuale di riconoscimento dei costi e un regime parametrico, cui sono correlati specifici obblighi in materia di qualità del servizio;

- nell'ambito del tavolo di lavoro sulla qualità della tensione, istituito ai sensi del punto 4, lettera b), della deliberazione ARG/elt 198/11, Terna e le imprese distributrici hanno condiviso le regole di attribuzione dell'origine dei buchi di tensione, applicabili a decorrere dal 1 gennaio 2016;
- con la deliberazione 644/2015/E/eel, l'Autorità ha chiuso la propria indagine conoscitiva avviata con deliberazione 96/2015/E/eel in relazione alle interruzioni del servizio elettrico accadute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia che ha individuato possibili sviluppi della regolazione finalizzati all'incremento della resilienza del sistema che sono già stati preliminarmente discussi nella fase di consultazione delle proposte dell'Autorità in vista del quinto periodo di regolazione;
- la norma CEI 50341-1 dell'ottobre 2013, in materia di linee elettriche aeree con tensione superiore a 1kV in corrente alternata - Parte 1: Prescrizioni generali Specifiche comuni - può essere soggetta a successive integrazioni di Aspetti Normativi Nazionali (NNA).

CONSIDERATO CHE:

- in materia di qualità del servizio, alcuni tra i soggetti partecipanti alla consultazione hanno sollevato alcune criticità rispetto alle ipotesi di regolazione prospettate dall'Autorità nei propri orientamenti finali, che possono essere così sintetizzati per gli aspetti principali:
 - a. in materia di regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso:
 - per la durata delle interruzioni, la franchigia applicabile ai livelli obiettivo, nel caso di adesione al meccanismo di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne dovrebbe compensare maggiormente il rischio associato a tale regolazione, ed essere più incentivante per le imprese che non vi abbiano mai aderito; inoltre dovrebbe essere prevista una riduzione graduale della franchigia (rilievo R1);
 - sempre in relazione alla durata delle interruzioni, in caso di non adesione al meccanismo di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne, i parametri unitari applicabili in caso di penalità dovrebbero essere ridotti del 33% piuttosto che essere aumentati della stessa percentuale (rilievo R2);
 - in relazione al numero di interruzioni, non è condivisibile l'ipotesi di eliminare il meccanismo di differimento delle penalità poiché il livello tendenziale non sarà "piatto" e pari al livello obiettivo e sono ancora in corso investimenti per raggiungere il livello obiettivo (rilievo R3);
 - la partecipazione obbligatoria alla regolazione per le imprese che hanno almeno una sbarra di cabina primaria appare particolarmente penalizzante per quelle di minore dimensione, per le quali gli indicatori soggetti alla regolazione premi-penalità sarebbero caratterizzati da instabilità e poca rappresentatività della resilienza della rete (rilievo R4);

- b. in materia di interruzioni prolungate o estese, anche dovute a forza maggiore, le associazioni dei consumatori hanno osservato che:
- le interruzioni della fornitura di energia elettrica a seguito di eventi meteorologici che dovrebbero dirsi “eccezionali”, sono sempre più frequenti, perdendo quindi il carattere di straordinarietà tipico dell’eccezionalità; sarebbe, quindi, necessario preliminarmente procedere ad una nuova definizione di “evento eccezionale” e di interruzione dovuta a forza maggiore, che tenga conto della realtà e degli oggettivi mutamenti meteorologici intervenuti (rilievo R5);
 - dovrebbe essere rivisto il principio di interruzione della fornitura dovuta a forza maggiore, prevedendo che siano ascritte alla responsabilità del distributore tutte le interruzioni che, ancorché provocate da eventi meteorologici, avrebbero potuto essere evitate, qualora il distributore medesimo avesse effettuato gli opportuni interventi di manutenzione (rilievo R6);
 - gli indennizzi dovrebbero essere riconosciuti in base all’effettiva durata, fino a ripristino pieno e continuato del servizio (in sostanza fino al ritorno alla c.d normalità), stabilendo importi progressivamente maggiori in relazione alla durata dell’interruzione ed eliminando qualsiasi tetto massimo alla durata dell’interruzione (rilievo R7);
 - non dovrebbe essere previsto un limite massimo di due indennizzi all’anno per un medesimo utente (rilievo R8);
 - non sarebbe corretto porre l’aumento di contribuzione al Fondo per eventi eccezionali a carico dei soli utenti, per eventi non considerabili come eccezionali (rilievo R9);
- c. analogamente in materia di interruzioni prolungate o estese, anche dovute a forza maggiore, le imprese distributrici hanno osservato che:
- la previsione di un unico standard riferito all’alta concentrazione sia per gli utenti BT che MT determinerebbe un forte aggravio per le imprese distributrici e risulterebbe discriminatorio per gli operatori che gestiscono reti prevalentemente rurali e site in territori che con maggiore probabilità possono essere interessati da eventi meteo eccezionali; in caso di riduzione dello standard sarebbe più congruo fissarlo al valore intermedio riferito alla media concentrazione (rilievo R10);
 - i distributori non possono farsi carico di indennizzi determinati da situazioni verificatesi per cause al di fuori del proprio controllo (rilievo R11);
- d. in materia di preavviso all’utenza MT:
- l’innalzamento del tempo di preavviso a cinque giorni lavorativi, oltre a coinvolgere tutta l’utenza, e non solo quella BT, comporterebbe un maggior rischio di rinvio delle attività sottese alle interruzioni con preavviso, e, conseguentemente, la possibilità di ulteriori disagi per l’utenza MT (rilievo R12);
- e. in materia di standard individuali per gli utenti MT rispetto al numero massimo di buchi di tensione e di interruzioni transitorie, le ipotesi di regolazione

- prospettate potrebbero vanificare gli investimenti che hanno trasformato le interruzioni brevi in transitorie e comporterebbero costi rilevanti, a fronte di scarsi benefici per gli utenti (rilievo R13);
- f. in materia di punti di ricarica per auto elettriche,
 - non appare condivisibile l'ipotesi di mettere a disposizione in tempo reale le informazioni relative a interruzioni in atto, sia programmate che non, a causa della scarsa diffusione dei punti di ricarica; a ciò si aggiunga che il tavolo tecnico con i Ministeri competenti, riguardante il piano delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici, non è ancora pervenuto ad esiti finali (rilievo R14);
 - g. in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione:
 - la riduzione di alcune tempistiche, quali i tempi massimi per la preventivazione e per l'esecuzione dei lavori semplici in bassa tensione, appaiono particolarmente penalizzanti per le imprese distributrici (rilievo R15);
 - dovrebbero essere fissati dall'Autorità i tempi massimi per le connessioni massive, almeno per i punti di ricarica per auto elettriche poiché la certezza dei termini per l'entrata in servizio è di fondamentale rilievo per la definizione del *business plan* dell'investimento (rilievo R16).
- nel corso del procedimento, e con particolare riferimento alle iniziative per gli utenti MT, non sono pervenuti contributi significativi da parte delle associazioni che li rappresentano.

CONSIDERATO CHE:

- in materia di regolazione selettiva degli investimenti degli impianti di distribuzione, alcuni tra i soggetti partecipanti alla consultazione hanno manifestato la propria contrarietà rispetto ad alcune ipotesi di regolazione prospettate negli orientamenti finali dell'Autorità; in particolare, hanno evidenziato in sintesi quanto segue:
 - a. in relazione all'approccio di sistema al tema degli *smart distribution system*, è stato ribadito che è necessario implementare funzionalità non ridondanti ed evolutive rispetto a quelle già disponibili; in particolare, con riferimento al livello di maggiore complessità della funzionalità di osservabilità delle reti MT (OSS-2), è stata evidenziata la necessità di svolgere ulteriori approfondimenti, prevedendo anche sperimentazioni e analisi, finalizzate ad una migliore caratterizzazione della funzionalità, dello scambio dei dati e del livello di accuratezza, tali da permettere un utilizzo delle stime da parte del gestore della rete di trasmissione nazionale che contribuisca al miglioramento dell'approvvigionamento dei servizi di riserva (rilievo R17);
 - b. in tema di trasparenza e accesso alle informazioni, come evoluzione delle funzioni di osservabilità e scambio dati, un operatore evidenzia l'opportunità di promuovere lo sviluppo di una piattaforma di condivisione e scambio dati avanzato fra Autorità, gestori di rete, venditori, operatori di mercato e altri utenti (rilievo R18);

- c. in relazione al livello di maggiore complessità della funzionalità di regolazione di tensione (REGV-2), alcuni partecipanti alla consultazione ritengono che la regolazione della tensione locale presso un utente attivo debba essere conferita primariamente dal mercato, una volta definite opportune regole di dispacciamento (rilievo R19);
- d. in relazione alla bonifica di situazioni critiche nelle reti di distribuzione in aree urbane, per molti partecipanti alla consultazione risulterebbe più utile poter utilizzare il budget per coprire parte delle spese per il ripristino delle pertinenze condominiali (rilievo R20);
- e. in relazione alle sperimentazioni *smart city*, per alcuni operatori la soglia dimensionale dei 500.000 abitanti risulta restrittiva (rilievo R21).

RITENUTO:

- in materia di qualità del servizio, che sia opportuno dare seguito agli orientamenti finali di regolazione formulati nei documenti 415/2015/R/eel e 544/2015/R/eel, dopo aver valutato attentamente le osservazioni dei soggetti interessati sopra sintetizzate nei principali profili critici; in particolare:
 - a. in materia di regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso:
 - di accogliere parzialmente il rilievo R1, e prevedere pertanto, per la durata delle interruzioni, soglie più ampie entro cui si applica una fascia di franchigia più ampia, sia in aumento che in diminuzione rispetto al livello obiettivo da raggiungere, nel primo quadriennio 2016-19 e, solo in aumento rispetto al livello obiettivo, anche per il periodo 2020-23; in tal modo, si riduce il rischio penalità per le imprese che aderiscano a tale meccanismo;
 - di non accogliere il rilievo R2 in primo luogo, dal momento che è stato accolto in parte il rilievo R1, in secondo luogo, perché si ritiene necessario incentivare le imprese distributrici che non aderiscono al meccanismo di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne ad operare efficacemente per ridurre la durata delle interruzioni di loro responsabilità;
 - di non accogliere il rilievo R3 dal momento che lo strumento del differimento delle penalità non ha più ragion d'essere, in considerazione del grado di maturità raggiunto dalla regolazione e della previsione di una postergazione del termine per il raggiungimento degli obiettivi di lungo termine al 2023;
 - di accogliere parzialmente il rilievo R4 e, conseguentemente, di escludere dalla partecipazione obbligatoria alla regolazione premi-penalità le imprese distributrici, con almeno una sbarra MT di cabina primaria che servono meno di 15.000 utenti;
 - b. in materia di interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche dovute a forza maggiore:
 - di condividere il rilievo R5; il vigente meccanismo regolatorio che attribuisce a forza maggiore le interruzioni attua proprio l'esigenza espressa

dalle associazioni dei consumatori, autoadattandosi di anno in anno in funzione della numerosità di interruzioni prolungate o estese dovute ad eventi severi e persistenti accaduti in un triennio precedente; in tal modo, interruzioni ipoteticamente equivalenti hanno più probabilità di essere imputate a forza maggiore se accadute in anni caratterizzati da limitate perturbazioni, mentre hanno meno probabilità di essere imputate a forza maggiore se accadute in anni in cui si sono verificate molte perturbazioni; ciò è dimostrato dal fatto che la durata delle interruzioni attribuite (in massima parte) a forza maggiore nel corso degli anni non evidenzia un trend crescente (si veda la tavola A1.1 del documento 415/2015/R/eel, parte rossa dell'istogramma);

- alla luce delle argomentazioni evidenziate nel punto precedente, di condividere in parte il rilievo R6, dal momento che l'eventuale assenza di manutenzione da parte dell'impresa distributrice è considerata nell'ambito degli indicatori della continuità del servizio soggetti alla regolazione premi-penalità o è soggetta alla indennizzazione all'utenza per superamento degli standard individuali di durata e numero delle interruzioni;
- di condividere solo in parte il rilievo R7; sul punto si evidenzia infatti che la regolazione vigente già prevede il pagamento degli indennizzi all'utenza fino a un termine ampio, non oltre a 72 ore eccedenti gli standard applicabili sulle interruzioni prolungate; d'altra parte, la completa rimozione del tetto massimo all'erogazione di tali indennizzi costituirebbe elemento di grave rischio non solo per le imprese, ma anche per gli stessi consumatori; il tetto massimo di 72 ore si ritiene pertanto possa garantire un adeguato bilanciamento tra tali contrapposte esigenze;
- di non accogliere il rilievo R8, dal momento che la previsione di un limite annuo al numero di indennizzi è stata proposta per le sole interruzioni prolungate imputabili a forza maggiore e non per le interruzioni di lunga durata ascrivibili alla responsabilità dell'impresa distributrice; d'altra parte, si evidenzia che la mancata previsione di un limite al numero massimo di interruzioni prolungate indennizzabili, e imputabili a forza maggiore, comporterebbe una contribuzione al Fondo per eventi eccezionali, a carico dei consumatori, ancora maggiore, aggravando in tal modo l'onere su tale categoria di soggetti;
- di non accogliere il rilievo R9, anche alla luce di quanto osservato con riferimento al rilievo R8, dal momento che le imprese distributrici, in conseguenza dell'aggiornamento degli standard sulle interruzioni prolungate o estese, dovranno, a loro volta, sostenere oneri sensibilmente maggiori per indennizzare i consumatori coinvolti in quelle di loro responsabilità, senza la previsione di un tetto massimo al numero di interruzioni indennizzabili;
- di condividere i rilievi R10 e R11; tuttavia, si ritiene che debba essere eliminata, anche progressivamente, ogni diversità di trattamento tra utenti che subiscono interruzioni prolungate o estese, anche se appartenenti a gradi di concentrazione diversi; alla luce degli eventi meteo accaduti negli ultimi

- anni, infatti, la regolazione vigente in materia non appare più efficace. Va confermato, pertanto, l'orientamento finale prospettato dall'Autorità, introducendo tuttavia un percorso di gradualità, che preveda l'innalzamento dello standard sulle interruzioni di lunga durata a 8 ore per gli utenti BT e a 4 per gli utenti MT, per ogni grado di concentrazione, a decorrere dal 2020;
- c. in materia di preavviso all'utenza MT, di accogliere parzialmente il rilievo R12 e pertanto di elevare il preavviso per gli utenti MT a tre giorni lavorativi;
 - d. in materia di standard individuali per gli utenti MT sul numero massimo di buchi di tensione e di interruzioni transitorie, di accogliere parzialmente il rilievo R13, dal momento che l'accesso al meccanismo degli indennizzi automatici per le interruzioni transitorie e i buchi di tensione sarà limitato agli utenti MT interessati e che avranno i requisiti per beneficiare di simili indennizzi; d'altra parte, un'indagine del Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano sui costi delle microinterruzioni (interruzioni transitorie e buchi di tensione) ha valutato economicamente l'onere sostenuto dai clienti industriali per le microinterruzioni: tra 449 M€/anno e 809 M€/anno;
 - e. in materia di punti di ricarica per auto elettriche, di accogliere il rilievo R14, e pertanto rinviare l'intervento al momento in cui saranno resi noti gli esiti dei lavori del tavolo tecnico con i Ministeri competenti riguardante il piano delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici;
 - f. in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione:
 - di non accogliere il rilievo R15 dal momento che, l'aggiornamento di tali standard avviene a seguito dell'esame di dati e informazioni forniti dalle stesse imprese distributrici che riguardano un lasso temporale pluriennale, ; tale esame ha messo in luce peraltro che sussistono ampie possibilità di miglioramento delle *performance* delle imprese distributrici;
 - di non accogliere il rilievo R16 poiché è preferibile che decisioni in merito ai tempi massimi per le connessioni e attivazioni massive siano rimesse ad accordi tra l'impresa distributtrice ed il richiedente la connessione, che di norma è un soggetto con forte potere contrattuale; d'altra parte, la sola introduzione di alcuni criteri base che possano facilitare la stipula di tali accordi bilaterali *ad-hoc* mirati a ottimizzare la programmazione e la realizzazione di tali connessioni e/o attivazioni appare una soluzione appropriata;
- in relazione alle interruzioni prolungate:
 - a. di prevedere l'aumento delle aliquote a carico dei consumatori che finanziano il Fondo per eventi eccezionali, in misura pari a due volte e mezza le attuali e di porre un tetto pari a due al numero massimo di quelle indennizzabili, al fine di evitare ulteriori aggravii di costi a carico dei consumatori;
 - b. di non prevedere un aumento delle contribuzioni al Fondo per eventi eccezionali a carico degli operatori di rete dal momento che l'aggiornamento degli standard comporta per essi il pagamento di indennizzi automatici sensibilmente maggiori per le interruzioni prolungate imputabili alla loro responsabilità, in assenza di un tetto massimo al numero di quelle indennizzabili.

RITENUTO:

- in materia di regolazione selettiva degli investimenti di distribuzione, che sia opportuno dare seguito agli orientamenti finali di regolazione formulati nel documento 544/2015/R/eel, dopo aver valutato attentamente le osservazioni dei soggetti interessati sopra sintetizzate, come di seguito specificato:
 - a. in materia di regolazione incentivante *smart distribution system* nelle aree ad alta penetrazione da fonti rinnovabili:
 - di accogliere il rilievo R17 quanto alla necessità di affinamento del meccanismo affinché lo stesso sia correttamente tarato ed effettivamente utile al sistema elettrico; a tale scopo, si ritiene di avviare attività di analisi e sperimentazioni nel corso del 2016 funzionali all'entrata in vigore della regolazione per il livello OSS-2 a partire dal 2017;
 - di tenere in considerazione il rilievo R18 per gli sviluppi futuri delle piattaforme di condivisione e scambio dati;
 - in attesa degli sviluppi del procedimento per la riforma del mercato dei servizi di dispacciamento (vedasi delibera 393/2015/R/eel) di non accogliere il rilievo R19, poiché la fornitura di dati all'utente attivo finalizzati all'attivazione della funzione di regolazione di tensione locale, nei limiti in cui sia possibile senza riduzione della potenza attiva immessa dai generatori, si configura come un requisito richiesto dalle vigenti regole di connessione ;
 - b. in materia di regolazione incentivante degli investimenti nelle reti di distribuzione delle aree urbane:
 - di recepire il rilievo R20 ed estendere la possibilità di utilizzo del budget anche al ripristino delle pertinenze condominiali e ad altre finalità di interesse collettivo connesse al rifacimento delle colonne montanti, con un tetto massimo ai costi addizionali riconosciuti;
 - di accogliere il rilievo R21 e ridurre la soglia minima a 300.000 abitanti;
 - di rinviare a successivo provvedimento, da adottarsi entro il 30 settembre 2016, la messa a punto del meccanismo incentivante (premio/penali), previa l'effettuazione di una consultazione dei soggetti interessati nella quale verificare i possibili benefici dell'eventuale estensione dei piani di rifacimento delle colonne montanti vetuste includendo anche la sostituzione di impianti montanti condominiali con colonne montanti dell'impresa distributrice, in modo da rilocalizzare presso le abitazioni i contatori collocati in vani centralizzati.

RITENUTO:

- che il quadro regolatorio della qualità del servizio, così come sopra prospettato, possa essere attuato in modo coerente con la suddivisione del nuovo periodo di regolazione in due *sub*-periodi;

- pertanto, in virtù dell'introduzione delle logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale, che la regolazione della qualità del servizio nel secondo *sub*-periodo di regolazione debba progressivamente integrarsi nei processi di valutazione della medesima spesa, e costituire una componente fondamentale nell'ambito della definizione degli *output* che le imprese si impegneranno a fornire nell'ambito del contratto regolatorio;
- che nel corso del nuovo periodo la regolazione possa raggiungere un'effettiva stabilità e, di conseguenza, possa esigere dagli operatori di rete il mantenimento di livelli di qualità "ottimali", così come identificati nel documento 415/2015/R/eel, al punto 1.6;
- che i meccanismi regolatori della qualità cui le imprese distributrici possono accedere facoltativamente debbano essere confermati;
- per le imprese di minori dimensioni che siano state ammesse al regime individuale di riconoscimento dei costi, di prevedere specifici obblighi in materia di qualità del servizio;
- di confermare che nel corso del 2016 l'Autorità integrerà le disposizioni per la promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione;
- di prevedere l'istituzione del Tavolo di lavoro sulla qualità del servizio, coordinato dagli Uffici dell'Autorità, sui seguenti temi:
 - a. resilienza del sistema elettrico (prevenzione meccanica ed elettrica delle interruzioni dovute ad eventi severi), anche in esito all'indagine conoscitiva di cui alla deliberazione 644/2015/E/eel e meccanismi per favorire una celere ripresa del servizio;
 - b. regolazione premi-penalità delle interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche dovute a forza maggiore (incentivazione a una rapida ripresa del servizio);
 - c. riferibilità degli standard individuali per gli utenti MT a zone industrializzate;
 - d. forma contrattuale speciale per gli utenti MT;
- che il Tavolo di lavoro sulla qualità della tensione, istituito ai sensi del punto 4, lettera b), della deliberazione ARG/elt 198/11, debba proseguire le proprie attività, e approfondire il tema relativo allo standard individuale per utenti MT su interruzioni transitorie e buchi di tensione;
- di rinviare a successivo provvedimento;
 - a. da adottarsi entro il 30 giugno 2016, la regolazione incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso con origini MT e BT;
 - b. la disciplina della pubblicazione comparativa della *performance* dei sistemi di telegestione dei misuratori elettronici;
- dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione affinché provveda, in virtù della portata innovativa e vasta del presente provvedimento a dare attuazione al Testo integrato, tramite:
 - a. l'adozione di istruzioni che possano facilitare l'implementazione della nuova disciplina;
 - b. l'adozione dei provvedimenti attuativi;
 - c. l'istituzione del Tavolo di lavoro sulla qualità del servizio;

- d. in esito ai lavori del Tavolo sulla qualità della tensione, istituito ai sensi del punto 4, lettera b), della deliberazione ARG/elt 198/11, la determinazione del formato delle informazioni relative ai buchi di tensione e delle modalità di comunicazione di tali informazioni all'Autorità;
- e. la prosecuzione delle attività del Tavolo di lavoro sulla qualità della tensione in materia di standard individuale per utenti MT su interruzioni transitorie e buchi di tensione;
- f. attività propedeutiche alla definizione di condizioni transitorie a cui le imprese distributrici di energia elettrica che intendono gestire e disporre di sistemi di accumulo elettrochimico devono sottostare, senza precludere interventi futuri che possano valorizzare, in una logica di mercato, i comportamenti e gli investimenti degli utenti di rete, (intermediati da venditori e aggregatori), abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento

DELIBERA

1. di approvare il Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 (di seguito: TIQE 2016-2023), allegato alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*), affinché entri in vigore il 1 gennaio 2016;
2. di prevedere che il vigente Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, di cui all'Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 e successive modificazioni e integrazioni, continui ad essere applicato per quanto necessario all'attuazione del TIQE 2016-2023 e per la definizione delle partite di competenza dell'anno 2015 relative alla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso, alla regolazione individuale per utenti MT, alla regolazione delle interruzioni prolungate o estese e si intenda abrogato a decorrere dal 1 gennaio 2017;
3. di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione per i seguiti di competenza, e in particolare per:
 - a) l'adozione di istruzioni tecniche che possano facilitare l'implementazione del TIQE 2016-2023;
 - b) l'adozione dei provvedimenti attuativi del TIQE 2016-2023;
 - c) l'istituzione di un Tavolo di lavoro, coordinato dalla Direzione Infrastrutture, mirato all'approfondimento dei seguenti temi della qualità del servizio:
 - i. resilienza del sistema elettrico, anche in esito alla chiusura dell'indagine conoscitiva di cui alla deliberazione 644/2015/E/eel;
 - ii. regolazione premi-penalità delle interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche dovute a forza maggiore;
 - iii. riferibilità degli standard individuali per gli utenti MT a zone industrializzate;

- iv. forma contrattuale speciale per gli utenti MT;
 - d) la determinazione del formato delle informazioni di cui al successivo punto 4, lettera a), e delle modalità di comunicazione di tali informazioni all'Autorità;
 - e) la prosecuzione del Tavolo di lavoro sulla qualità della tensione, istituito ai sensi del punto 4, lettera b), della deliberazione ARG/elt 198/11, affinché approfondisca il tema relativo allo standard individuale per utenti MT su interruzioni transitorie e buchi di tensione;
 - f) lo sviluppo di attività propedeutiche alla definizione di condizioni transitorie a cui le imprese distributrici di energia elettrica che intendono gestire e disporre di sistemi di accumulo elettrochimico devono sottostare, senza precludere futuri interventi che possano valorizzare, in una logica di mercato, i comportamenti e gli investimenti degli utenti di rete (intermediati da venditori e aggregatori), abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento;
4. di disporre, in materia di qualità della tensione, che:
- a) in attuazione del comma 70.3 del TIQE 2012-2015, le imprese distributrici comunichino all'Autorità, entro il 30 aprile 2016, le informazioni di cui all'articolo 65 del TIQE 2012-2015 relative all'anno 2015;
 - b) in relazione alla precedente lettera a), l'informazione di cui al comma 65.1, lettera a), sub vi., del TIQE 2012-2015 non debba essere comunicata;
 - c) che la disposizione di cui alla precedente lettera b) sia fatta salva anche per la comunicazione di cui al comma 72.1, in riferimento alle informazioni relative all'anno 2015;
5. di disporre che le imprese distributrici, di cui all'articolo 33 del TIQE 2016-2023 che non si avvalgono della facoltà di applicazione del Titolo 4 del TIQE 2016-2023, nella comunicazione del 31 marzo 2016 di cui all'articolo 16 del TIQE 2012-2015, devono accludere una dichiarazione sostitutiva di notorietà, ai sensi del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, attestante l'ottemperanza agli obblighi di cui all'articolo 3 e comma 13.2, lettera c), del TIQE 2012-2015 e del TIQE 2016-2023;
6. di trasmettere il presente provvedimento alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico;
7. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

22 dicembre 2015

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni