

Versione integrata e modificata con deliberazioni 318/2018/R/eel e 616/2023/R/eel

DELIBERAZIONE 11 APRILE 2018
237/2018/R/EEL

CRITERI DI RICONOSCIMENTO DEI COSTI RELATIVI AI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI CHE SERVONO FINO A 100.000 PUNTI DI PRELIEVO

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1014^a riunione del 11 aprile 2018

- Premesso che l'Autorità, ai sensi della deliberazione 64/2018/A, opera, a far data dal 12 febbraio 2018, in regime di specifica *prorogatio*;
- ritenuto il presente provvedimento atto indifferibile e urgente.

VISTI:

- legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge 10/91);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 come successivamente modificata e integrata;
- la legge 4 agosto 2017, n. 124 (di seguito: legge 124/17);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001 n. 244, recante "Regolamento recante disciplina delle istruttorie dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, a norma dell'articolo 2, comma 24, lettera a), della legge 14 novembre 1995, n. 481";
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente modificata e integrata (di seguito: *Direttiva smart meter*);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 ed il relativo Allegato A, come successivamente modificati e integrati (di seguito: TIT 2012 – 2015);
- la deliberazione dell'Autorità 16 febbraio 2012, 46/2012/R/EEL e il relativo Allegato A (di seguito: TICOOP) come successivamente modificati e integrati;

- la deliberazione dell’Autorità 6 giugno 2014, 256/2014/E/COM (di seguito: deliberazione 256/2014/E/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 483/2014/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL, (di seguito: deliberazione 654/2015/R/EEL) ed i relativi Allegato A (di seguito: TIT) e allegato B (di seguito: TIME) come successivamente modificati e integrati;
- la deliberazione dell’Autorità 6 dicembre 2016, 734/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 734/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 7 settembre 2017, 613/2017/R/COM (di seguito: deliberazione 613/2017/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 5 dicembre 2017, 810/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 810/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 18 gennaio 2018, 15/2018/R/COM (di seguito: deliberazione 15/2018/R/COM);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 21 luglio 2016, 428/2016/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 428/2016/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 3 agosto 2017, 580/2017/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 580/2017/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 1 marzo 2018, 104/2018/R/EEL (di seguito: documento per consultazione 104/2018/R/EEL);
- la Relazione di Analisi di impatto della regolazione, relativa alla deliberazione ARG/elt 199/11 (di seguito Relazione AIR della deliberazione 199/11);
- la relazione tecnica relativa alla deliberazione dell’Autorità 654/2015/R/EEL.

CONSIDERATO CHE:

- con deliberazione 483/2014/R/EEL, l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e di qualità per l’erogazione dei servizi infrastrutturali del settore elettrico durante il periodo di regolazione che decorre dall’1 gennaio 2016;
- con la deliberazione 654/2015/R/EEL, l’Autorità ha definito le disposizioni in materia di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016 – 2023;
- il TIT, approvato con la sopra citata deliberazione 654/2015/R/EEL, reca disposizioni tariffarie con riferimento al primo quadriennio del periodo di regolazione 2016 – 2019 (di seguito richiamato anche come *NPRI*);
- per i servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica il TIT e il TIME individuano due regimi tariffari: un regime individuale per le imprese che

servono oltre 100.000 punti di prelievo e un regime parametrico per le restanti imprese;

- ai sensi dell'articolo 8 del TIT, le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo possono richiedere l'ammissione al regime individuale a condizione di partecipare a meccanismi di verifica annuale di alcuni indicatori di qualità;
- nel documento per la consultazione 428/2016/R/EEL sono state delineate le prime ipotesi dell'Autorità in materia di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo;
- l'articolo 1, comma 92, della legge 124/17, ha modificato l'articolo 38 del decreto legislativo 93/11, prevedendo che l'Autorità adegui i propri provvedimenti, stabilendo che, per le imprese distributrici di energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo (ad esclusione delle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie ai sensi dell'articolo 7 della legge 10/91):
 - non si applichino le disposizioni di separazione funzionale previste dai commi 1 e 2 del medesimo articolo 38 del decreto legislativo 93/11;
 - le modalità di riconoscimento dei costi per le attività e di distribuzione e di misura dell'energia elettrica siano basate su logiche parametriche, che tengano conto anche della densità dell'utenza servita, nel rispetto dei principi generali di efficienza ed economicità e con l'obiettivo di garantire la semplificazione della regolazione e la riduzione dei connessi oneri amministrativi;
- nel documento per la consultazione 580/2017/R/EEL sono stati illustrati ulteriori orientamenti perimetrando, tra l'altro, l'applicazione del regime parametrico, in coerenza con le disposizioni introdotte dalla legge 124/17, alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, lasciando facoltà di partecipare al regime parametrico alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo e fino a 100.000;
- in conseguenza dell'entrata in vigore della legge 124/17 il procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/EEL è stato rinnovato con deliberazione 613/2017/R/COM per adeguare le disposizioni in materia di riconoscimento parametrico dei costi alle imprese distributrici di minore dimensione alle disposizioni della medesima legge 124/17;
- nel documento per la consultazione 104/2018/R/EEL l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finali in merito all'applicazione del regime parametrico.

CONSIDERATO CHE:

- in ottemperanza alle disposizioni della legge 124/17 l'Autorità ha emanato la deliberazione 15/2018/R/COM con la quale le imprese di distribuzione di energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo sono state

esentate dagli obblighi di separazione funzionale previsti dai commi 1 e 2 del medesimo articolo 38 del decreto legislativo 93/11;

- la piena attuazione delle disposizioni della legge 124/17 richiede, quale necessario complemento alle deroghe in materia di obblighi di separazione funzionale, l'implementazione del regime parametrico per il riconoscimento dei costi relativi all'erogazione dei servizi di distribuzione e misura.

CONSIDERATO CHE:

- l'approvazione della legge 124/17 ha comportato la necessità di rivedere le logiche individuate nel TIT per l'accesso ai regimi di regolazione tariffaria individuale e parametrico;
- l'Autorità nel documento per la consultazione 104/2018/R/EEL, in coerenza con quanto previsto dalla legge 124/17, ha espresso l'orientamento di applicare il regime individuale a tutte le imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo e di applicare il regime parametrico alle imprese di dimensione inferiore.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione alla decorrenza di applicazione del regime parametrico, l'Autorità:
 - con la deliberazione 734/2016/R/EEL, ha determinato in via provvisoria le tariffe di riferimento per l'anno 2016 per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica nei confronti delle imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo.
 - al fine di preservare l'equilibrio economico finanziario delle medesime imprese, con deliberazione 810/2017/R/EEL, ha dato disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali ai fini del riconoscimento degli acconti di perequazione con riferimento agli anni 2016 e 2017;
 - nel documento per la consultazione 580/2017/R/EEL ha prospettato che il regime parametrico sia applicato a partire dal 2017 secondo logiche di gradualità, della durata di tre anni, che prevedono l'applicazione di una tariffa di riferimento di transizione;
 - ha prospettato che la tariffa di transizione sia determinata come media ponderata tra il valore che sarebbe riconosciuto applicando le precedenti logiche di riconoscimento individuale dei costi aggiornato con criteri semplificati (tariffa d'impresa) e il valore risultante dall'applicazione di logiche di riconoscimento parametriche (tariffa parametrica);
- nell'ambito della medesima consultazione 580/2017/R/EEL, i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno evidenziato la necessità che:

- gli investimenti effettuati negli anni 2015 e 2016, nell'ambito di un quadro regolatorio non ancora definito per le imprese di minore dimensione, siano valorizzati secondo logiche di riconoscimento individuale;
- l'avvio del regime parametrico, in coerenza con le tempistiche di approvazione della legge 124/17, sia posticipato all'anno 2018;
- venga prolungato il regime di gradualità proposto nella consultazione al fine ridurre potenziali effetti di forte discontinuità nei costi riconosciuti alle imprese rispetto ai criteri tariffari precedenti.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione al periodo di transizione verso il regime parametrico, con il documento per la consultazione 104/2018/R/EEL, l'Autorità ha prospettato:
 - in accoglimento delle osservazioni dei soggetti partecipanti alla consultazione, che il regime parametrico trovi applicazione a partire dall'anno 2018 e che il meccanismo di gradualità sia prolungato fino al 2023;
 - con riferimento agli anni tariffari 2016 e 2017, di confermare in via definitiva le tariffe provvisorie relative al servizio di distribuzione e di misura approvate con la deliberazione 734/2016/R/EEL per l'anno 2016 e di determinare con criteri analoghi le tariffe definitive per l'anno 2017;
- nell'ambito della medesima consultazione 104/2018/R/EEL, i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno ribadito la necessità che gli investimenti effettuati negli anni 2015 e 2016 siano valorizzati secondo logiche di riconoscimento individuale.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione ai criteri per la determinazione parametrica del livello iniziale del costo riconosciuto per il servizio di distribuzione nel documento per la consultazione 104/2018/R/EEL, l'Autorità ha:
 - illustrato i propri orientamenti per l'individuazione delle variabili esogene che incidono sui livelli di costo del servizio, indicando le formule per il calcolo parametrico del livello iniziale del costo riconosciuto sia con riferimento ai costi operativi, sia con riferimento ai costi di capitale;
 - in particolare, con riferimento ai costi operativi, prospettato di differenziare i riconoscimenti tariffari per tenere conto delle variabili esogene energia distribuita e densità di utenza, individuando una specifica funzione per la determinazione del costo operativo unitario riconosciuto;

- con riferimento ai costi di capitale, prospettato di differenziare i riconoscimenti tariffari per tenere conto delle variabili esogene energia distribuita, densità di utenza e vetustà della rete, nonché della tipologia di territorio servito (montano e non montano), individuando specifiche funzioni per la determinazione del costo di capitale unitario riconosciuto;
- relativamente alla variabile densità di utenza, prospettato l'introduzione di soglie minime (*floor*) e massime (*cap*) al valore assunto dalla variabile;
- con riferimento alle formule proposte nel documento per la consultazione 104/2018/R/EEL, i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno manifestato una generale condivisione riguardo agli orientamenti proposti e in particolare alle variabili esogene considerate nel modello parametrico illustrato;
- alcuni soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno rilevato la scarsa efficacia di procedere alla ricerca di ulteriori variabili specifiche per migliorare il modello e conseguentemente l'inopportunità di insistere in ulteriori ricerche in tale direzione;
- peraltro alcuni soggetti hanno proposto:
 - di rivedere l'orientamento relativo all'individuazione di un *floor* previsto per la determinazione del livello di densità, al fine di tenere in considerazione la condizione in cui operano imprese con densità effettiva molto bassa;
 - di valutare gli effetti sui costi del servizio prodotti dalla presenza di linee interrate, dal rapporto tra l'estensione delle linee in media tensione rispetto a quelle in bassa tensione, dalla presenza di significative inversioni di flusso di energia elettrica nella rete;
 - di valutare gli effetti sul livello dei costi operativi connessi all'operare in aree montane che non risulterebbero del tutto catturati dal modello prospettato dall'Autorità;
 - di differenziare i parametri tariffari sulla base del livello di tensione in modo da riflettere la dinamica ed il *mix* di utenti serviti;
- alcune osservazioni al modello, pur potendo costituire elementi migliorativi, non risultano adeguatamente supportate da evidenze quantitative.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione ai criteri per l'aggiornamento annuale del costo riconosciuto per il servizio di distribuzione nel documento per la consultazione 104/2018/R/EEL l'Autorità ha prospettato:
 - di aggiornare i costi operativi con il meccanismo del *price-cap*;
 - di aggiornare i costi relativi alle infrastrutture di rete per tenere conto:

- dell'evoluzione, per ciascuna impresa delle variabili relative all'energia servita, alla densità di utenza e all'indice di vetustà della rete;
 - della variazione del tasso di inflazione;
 - di un fattore correttivo g , attivabile dall'Autorità su istanza, in relazione a (i) investimenti significativamente impattanti sui costi di gestione riconducibili a obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità; (ii) investimenti in alta tensione; (iii) investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete; (iv) rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali;
- nell'ambito della consultazione, su queste tematiche, è stata segnalata l'esigenza di ricomprendere, nell'ambito degli investimenti in alta tensione, anche quelli relativi a interventi sulle cabine primarie AT/MT.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione ai criteri per l'aggiornamento annuale del costo riconosciuto per il servizio di distribuzione, nel periodo di gradualità, nel documento per la consultazione 104/2018/R/EEL l'Autorità ha prospettato di:
 - aggiornare la tariffa parametrica come riportato ai precedenti alinea;
 - aggiornare la tariffa di impresa con il meccanismo del *price cap* relativamente alla quota parte a copertura dei costi operativi e applicando il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi con riferimento alla quota parte a copertura dei costi di capitale;
- nell'ambito della consultazione, con riferimento agli orientamenti sopra illustrati, non sono emerse particolari osservazioni da parte dei soggetti partecipanti alla consultazione.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione al riconoscimento dei costi relativi al servizio di misura:
 - ai fini del riconoscimento parametrico dei costi del servizio in bassa tensione, per le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo, il comma 4.4 della medesima deliberazione 654/2015/R/EEL stabilisce che l'Autorità tenga conto di "costi medi nazionali per misuratore, differenziati in funzione di una vetustà calcolata in funzione delle scadenze previste dalla *Direttiva smart meter*, tenendo in considerazione un certo *lag* rispetto alle scadenze previste, comunque non superiore a quanto previsto per le imprese cooperative ai sensi del TICOOP, al fine di riflettere le differenti tempistiche di implementazione del piano di installazione dei

- misuratori elettronici delle imprese di dimensione medio-piccola, rispetto alla media nazionale”;
- nel documento per la consultazione 428/2016/R/EEL, con riferimento alla determinazione dei livelli iniziali dei costi di capitale riconosciuti per il regime parametrico, l’Autorità ha prospettato di:
 - determinare il valore medio di settore delle immobilizzazioni lorde rivalutate per misuratore, relativo all’installazione dei misuratori elettronici, sulla base di dati di investimento effettivi delle imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo, come dichiarati ai fini tariffari;
 - differenziare il valore unitario delle immobilizzazioni lorde di cui punto precedente, in funzione di una vetustà media di settore del parco misuratori installati, calcolata convenzionalmente sulla base del profilo di installazione relativo ai punti di prelievo con potenza disponibile fino a 55 kW, previsto dalle *Direttiva smart meter*, relativamente alle imprese distributrici cooperative, di cui al comma 6.1 del TICOOP;
 - ricostruire, sulla base del profilo di installazione convenzionale e del costo unitario lordo rivalutato, come sopra definiti, la stratificazione convenzionale degli investimenti lordi entrati in esercizio in ciascun anno;
 - determinare gli ammortamenti riconosciuti, assumendo una vita utile ai fini tariffari pari a 15 anni, e il valore delle immobilizzazioni nette, determinate in funzione del fondo di ammortamento riferito al 31 dicembre 2014 (per le tariffe 2016) e la relativa remunerazione del capitale investito;
 - nel medesimo documento per la consultazione 428/2016/R/EEL, in relazione agli investimenti in sistemi di telegestione, sono stati ipotizzati criteri di riconoscimento analoghi a quelli per il riconoscimento dei costi relativi ai misuratori;
 - con riferimento agli investimenti in immobilizzazioni diverse dai misuratori elettronici in bassa tensione e dai sistemi di telegestione, l’Autorità ha espresso l’orientamento di accorpate tali investimenti in un unico cespite residuale “altre immobilizzazioni”, determinandone il valore netto forfettariamente sulla base dei dati medi di settore, relativi alle imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo, e valutando i relativi ammortamenti riconosciuti sulla base di una vita utile media calcolata forfettariamente sulla base dei medesimi dati medi di settore.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione all'aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti relativi al servizio di misura, con il documento per la consultazione 428/2016/R/EEL l'Autorità ha prospettato l'applicazione del *price-cap*;
- in relazione all'aggiornamento dei costi di capitale relativi ai misuratori elettronici in bassa tensione, con la consultazione 428/2016/R/EEL, l'Autorità ha espresso l'orientamento di:
 - aggiornare il valore delle immobilizzazioni nette relative ai misuratori elettronici in bassa tensione predeterminando la dinamica degli investimenti futuri sulla base di un fattore convenzionale di *turnover* dei misuratori che tenga conto anche delle dismissioni, calcolato su dati medi di settore;
 - prevedere una maggiorazione dei costi unitari lordi che tenga conto dei maggiori costi indotti da sostituzioni/installazioni puntuali di misuratori elettronici rispetto ai casi di sostituzione massiva che hanno caratterizzato la prima fase di vita dei misuratori elettronici;
- ai fini dell'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi di capitale relativi ai sistemi di telegestione, nonché dei costi di capitale relativi alle "altre immobilizzazioni", in analogia con le ipotesi di cui al precedente alinea, l'Autorità ha prospettato di predeterminare la dinamica degli investimenti futuri sulla base di un fattore convenzionale di *turnover*, che tenga conto anche delle dismissioni, calcolato su dati medi di settore;
- con i documenti per la consultazione 580/2017/R/EEL e 104/2018/R/EEL, l'Autorità, anche in considerazione della sostanziale condivisione delle ipotesi di regolazione illustrate nelle precedenti fasi di consultazione, ha confermato le ipotesi di regolazione sopra riportate.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- con il documento per la consultazione 580/2017/R/EEL l'Autorità ha formulato orientamenti iniziali con riferimento a meccanismi di promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici;
- con il documento per la consultazione 104/2018/R/EEL l'Autorità ha prospettato di procedere alla definizione delle tematiche legate alla promozione delle aggregazioni al termine del procedimento relativo alla definizione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi al fine di rendere tali meccanismi pienamente coerenti con le metodologie tariffarie.

RITENUTO OPPORTUNO:

- al fine di dare piena attuazione alle disposizioni della legge 124/17, che prevede di accompagnare le deroghe in materia di obblighi di separazione

funzionale (a cui si è già dato corso con deliberazione 15/2018/R/COM) con l'implementazione del regime parametrico:

- prevedere di applicare il regime parametrico alle imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo e il regime individuale alle imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo;
- prevedere la decorrenza del regime parametrico a partire dall'anno 2018, istituendo, con riferimento al servizio di distribuzione, un meccanismo di gradualità;
- prevedere una differente modulazione del meccanismo di gradualità (che traguardi l'intero periodo di regolazione), rispetto a quello proposto nella consultazione 104/2018/R/EEL, al fine di consentire alle imprese un passaggio più graduale al nuovo regime tariffario riducendo i possibili elementi di discontinuità rispetto ai precedenti meccanismi di riconoscimento dei costi;
- con riferimento al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, al fine di consentire il riconoscimento individuale degli investimenti effettuati dalle imprese negli anni 2015 e 2016, prevedere che le tariffe di riferimento relative agli anni 2016 e 2017 siano determinate secondo il regime individuale per tutte le imprese indipendentemente dal numero di punti di prelievo serviti;
- in relazione al servizio di misura dell'energia elettrica, per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, come prospettato nella consultazione 104/2018/R/EEL, confermare in via definitiva le tariffe di riferimento provvisorie approvate con deliberazione 734/2016/R/EEL per l'anno 2016 e prevedere modalità analoghe di determinazione della tariffa di riferimento per l'anno 2017.

RITENUTO OPPORTUNO:

- in relazione ai criteri per la determinazione parametrica del livello iniziale del costo riconosciuto per il servizio di distribuzione:
 - accogliere le osservazioni emerse nell'ambito della consultazione in merito alla necessità di:
 - rivedere la soglia del *floor* da applicare alla variabile densità prevedendo che tale limitazione non venga applicata su istanza, qualora le imprese attestino e documentino un livello di densità effettiva inferiore;
 - differenziare i parametri tariffari sulla base del livello di tensione in modo da riflettere la dinamica ed il *mix* di utenti serviti;
 - al fine di valutare gli ulteriori elementi migliorativi del modello emersi dalle osservazioni emerse nell'ambito della consultazione, in relazioni ai quali è necessario disporre di una adeguata serie storica

di informazioni ed effettuare analisi approfondite, prevedere una fase di revisione della metodologia parametrica proposta in tempo utile per la determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2021.

RITENUTO OPPORTUNO:

- in relazione all'aggiornamento annuale del costo riconosciuto per il servizio di distribuzione:
 - confermare i criteri proposti nel documento per la consultazione 104/2018/R/EEL;
 - confermare l'introduzione del fattore correttivo g per il riconoscimento, tramite logiche parametriche e standardizzate, di costi straordinari e prevedere che tale fattore correttivo sia attivabile su istanza, a decorrere dalle tariffe di riferimento per l'anno 2019;
 - rimandare a successivo provvedimento la definizione del suddetto fattore correttivo g , da adottarsi in tempo utile per la determinazione delle tariffe di riferimento relative all'anno 2019, prevedendo altresì che siano considerati gli effetti di investimenti in cabine primarie.

RITENUTO CHE:

- in relazione alle osservazioni emerse nell'ambito della consultazione, sia opportuno prevedere un'articolazione delle tariffe di riferimento relative al servizio di distribuzione, funzionali al dimensionamento dei ricavi ammessi, per livello di tensione, distinguendo tra media e bassa tensione, in modo tale che i meccanismi tariffari consentano un aggiustamento dinamico del ricavo ammesso al variare della consistenza dei punti di prelievo serviti;
- in relazione a quanto indicato al punto precedente, prevedere che i livelli delle tariffe di riferimento siano determinati annualmente sulla base del costo riconosciuto a ciascuna impresa, calcolato secondo formule parametriche, a partire da un valore di riferimento nazionale della tariffa di riferimento, modulato mediante un coefficiente ε specifico di impresa tale che il ricavo ammesso valutato *ex ante* sia pari al costo riconosciuto determinato con logiche parametriche.

RITENUTO OPPORTUNO:

- in relazione ai criteri di determinazione del livello iniziale dei costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di misura e dei relativi aggiornamenti confermare gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 104/2018/R/EEL.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- rinviare a successivo provvedimento la definizione di meccanismi di promozione delle aggregazioni tra imprese di distribuzione dell'energia elettrica;
- rinviare a successivo provvedimento l'integrazione nel TIT e nel TIME delle disposizioni introdotte con la presente deliberazione

DELIBERA

Articolo 1

Ambito di applicazione del regime parametrico e tempistiche di determinazione delle tariffe di riferimento

- 1.1 Ai fini del riconoscimento dei costi per i servizi di distribuzione e di misura si applica:
- alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, il regime parametrico secondo le modalità di cui all'Articolo 2 e all'Articolo 7;
 - alle imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo, il regime individuale di cui al comma 8.2, lettera a), del TIT e di cui al comma 37.3, lettera a), del TIME.
- 1.2 L'Autorità definisce e pubblica le tariffe di riferimento:
- per le imprese di cui al comma 1.1, lettera a), entro il 31 marzo dell'anno cui la tariffa di riferimento si riferisce;
 - per le imprese di cui al comma 1.1, lettera b), entro i medesimi termini previsti dal comma 5.2 del TIT e dal comma 31.1 del TIME.
- 1.3 L'applicazione del regime parametrico non prevede la determinazione di tariffe di riferimento provvisorie di cui al comma 5.2 lettera a) del TIT e al comma 31.1, del TIME.

Articolo 2

Determinazione del livello iniziale per l'anno 2018 del costo riconosciuto per il servizio di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica nel regime parametrico

- 2.1 Il costo operativo unitario per il servizio di distribuzione, incluso il servizio di commercializzazione del servizio di distribuzione, riconosciuto alle imprese in regime parametrico, nell'anno t , espresso in euro per punto di prelievo, $(C_{unit,t}^{opex})$, è così determinato:

$$C_{unit,t}^{opex} = 134,08793 * Energia_{t-2}^{-0,01657} * Densità_{t-2}^{-0,08372}$$

dove:

- $Energia_{t-2}$ è l'energia elettrica distribuita, espressa in kWh, riferita all'anno $t-2$;
 - $Densità_{t-2}$ è la densità di utenza, calcolata come rapporto tra i punti di prelievo riferiti all'anno $t-2$ (al netto dei punti relativi all'illuminazione pubblica) e i km di rete (in funzione al 31 dicembre dell'anno $t-2$, includendo, con riferimento sia alla rete BT che MT, oltre alla lunghezza delle dorsali le diramazioni verso le utenze servite). Nel caso in cui tale variabile presenti un valore inferiore a 21 utenti/km o superiore a 67 utenti/km, si considerano rispettivamente i medesimi valori minimo e massimo, considerati *cap* e *floor* per la variabile.
- 2.2 Il costo di capitale unitario per il servizio di distribuzione, incluso il servizio di commercializzazione del servizio di distribuzione, riconosciuto alle imprese in regime parametrico, nell'anno t , espresso in euro per punto di prelievo, ($C_{unit,t}^{capex}$), è così determinato:

$$C_{unit,t}^{capex} = 3226,17485 * Energia_{t-2}^{-0,01017} * Densità_{t-2}^{-0,98208} * e^{Vetustà_{t-2} * 0,38490}$$

per le imprese in territorio montano

$$C_{unit,t}^{capex} = 2408,82898 * Energia_{t-2}^{-0,01017} * Densità_{t-2}^{-0,98208} * e^{Vetustà_{t-2} * 0,38490}$$

per le imprese in territorio non montano

dove:

- $Energia_{t-2}$ è l'energia elettrica distribuita, espressa in kWh, riferita all'anno $t-2$;
 - $Densità_{t-2}$ è la densità di utenza, calcolata come al precedente comma 2.1;
 - $Vetustà_{t-2}$ è il rapporto, per il perimetro MT/BT, tra immobilizzazioni nette successive al 2007 e totale delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti effettuati fino all'anno $t-2$;
 - imprese in territorio montano sono le imprese che, secondo la classificazione per fascia altimetrica ISTAT, servono una percentuale di territorio con altimetria superiore ai 600 metri maggiore del 50% (costruita come media delle percentuali di territorio montano dei comuni serviti, pesata per la superficie di ogni comune), ovvero le imprese che servono comuni con un dislivello altimetrico superiore ai 1000 metri.
- 2.3 Ai fini del riconoscimento dei costi di cui ai precedenti commi 2.1 e 2.2, le imprese che abbiano un livello di densità inferiore al *floor* indicato ai commi medesimi, possono presentare istanza per il riconoscimento del livello di densità effettivo, qualora dispongano di cartografia asseverata da perizia indipendente attestante la consistenza delle reti.

Articolo 3

Aggiornamento annuale del costo riconosciuto per il servizio di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica in regime parametrico

- 3.1 L'Autorità aggiorna annualmente il costo operativo unitario di cui al comma 2.1 con il meccanismo del *price cap* applicando le disposizioni di cui al comma 11.1 del TIT.
- 3.2 L'Autorità aggiorna annualmente il costo di capitale unitario di cui al comma 2.2 tenendo conto della variazione delle variabili Energia, Densità e Vetustà di cui al medesimo comma 2.2 e del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 3.3 L'Autorità aggiorna annualmente l'indice di Vetustà di cui al comma 2.2, applicando le modalità di degrado delle immobilizzazioni nette ante 2008 relative al perimetro MT/BT descritte nella relazione AIR della deliberazione 199/11 e calcolando il valore complessivo delle immobilizzazioni nette post 2007 relative al perimetro MT/BT, prevedendo un degrado sulla base di una vita utile convenzionale fissata pari a 25 anni.
- 3.4 La quota parte della tariffa di riferimento a copertura dei costi capitale può essere aggiornata annualmente tenendo conto di un fattore correttivo *g*, attivabile su istanza, al fine di adeguare, mediante logiche parametriche, il costo riconosciuto a seguito di eventi eccezionali riconducibili a:
 - a) obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità;
 - b) investimenti in alta tensione (ivi inclusi gli investimenti in cabine primarie) per i quali le imprese ne attestino la necessità ai fini del funzionamento della rete;
 - c) investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete;
 - d) rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili.

Articolo 3bis

Costi riconoscibili con il fattore g

- 3bis.1 I costi riconducibili ad obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità di cui al comma 4.3, lettera a), sono riconosciuti, al bisogno, secondo disposizioni e quantificazioni di volta in volta stabilite dall'Autorità.
- 3bis.2 Gli investimenti in alta o altissima tensione e in cabine primarie AT/MT di cui al comma 4.3, lettera b), sono riconoscibili nel limite di costi già sostenuti o da sostenere nell'ambito di investimenti già avviati, definendo come investimenti avviati quelli con percentuale di investimento sostenuto al 31 dicembre 2023 superiore al 10% rispetto al costo di investimento previsto e secondo una valorizzazione a *costi standard* riportati nella Tabella 1.

- 3bis.3 Sono ammessi a riconoscimento i costi relativi ad investimenti di manutenzione su investimenti in alta o altissima tensione e in cabine primarie AT/MT effettuati nell'anno 2024.
- 3bis.4 Gli investimenti funzionali alle richieste di connessione di impianti di produzione di cui al comma 4.3, lettera c), sono riconosciuti tramite applicazione di costi *standard* e, nelle more della loro definizione, tramite riconoscimento puntuale dei costi di capitale sostenuti dall'impresa distributrice, al netto dei contributi privati e pubblici in conto capitale a qualunque titolo percepiti a copertura di tali investimenti.
- 3bis.5 Per il riconoscimento dei costi di cui al precedente comma l'impresa distributrice è tenuta a dimostrare la sussistenza di tutti i seguenti elementi:
- a) richieste di connessione di impianti di produzione nel periodo 2020-2023 almeno pari al 15% della potenza di trasformazione della cabina primaria a cui è sottesa la rete di distribuzione in esame;
 - b) la presenza di inversioni di flusso sulla cabina primaria AT/MT nell'anno 2022 o nell'anno 2023 per almeno un terzo delle ore annue;
 - c) di aver sostenuto investimenti strettamente riconducibili a richieste di nuove connessioni di impianti di produzione nel periodo 2020-2023 superiori del 20% rispetto a quelli sostenuti nel periodo 2016-2019.
- 3bis.6 I rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili di cui al comma 4.3, lettera d), sono riconoscibili qualora la calamità impatti direttamente almeno lo 0,5% delle reti al livello di tensione per cui l'impresa distributrice presenta istanza di riconoscimento di costi aggiuntivi tramite l'applicazione di costi *standard* e, nelle more della loro definizione, tramite l'applicazione dei criteri di riconoscimento dei costi puntuale sulla base dei costi sostenuti dalle imprese.
- 3bis.7 L'impresa distributrice può presentare istanza, annualmente, in concomitanza con le dichiarazioni delle informazioni nelle raccolte RAB, allegando tutte le informazioni rilevanti per la valutazione dell'istanza medesima.

Articolo 4

Costo annuo riconosciuto per il servizio di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica nel regime parametrico

- 4.1 Il costo riconosciuto per il servizio di distribuzione, incluso il servizio di commercializzazione del servizio di distribuzione, in regime parametrico, per l'anno t , per ciascuna impresa distributrice i , è calcolato con la seguente formula:

$$CR_{i,t} = (C_{unit,i,t}^{opex} + C_{unit,i,t}^{capex}) * N_{i,t-2}$$

dove:

- $N_{i,t-2}$ è il numero di punto di prelievo (al netto dei punti relativi all'illuminazione pubblica) riferito all'anno $t-2$.

Articolo 5

Tariffa di riferimento TV1(dis) parametrica

- 5.1 Per le imprese in regime parametrico, la tariffa di riferimento $TV1(dis)$ per il servizio di distribuzione, ivi inclusa la commercializzazione del servizio di distribuzione, è espressa in centesimi di euro/punto di prelievo, distinta per tipologie di contratto di cui al comma 2.2, lettere a), d), f), g) del TIT.
- 5.2 La tariffa di riferimento $TV1(dis)$ parametrica per ciascuna impresa distributrice i , per ciascuna tipologia di contratto c , in ciascun anno t , è calcolata sulla base della seguente formula:

$$TV1(dis)_{c,i,t} = \overline{TV1(dis)}_{c,t} * \varepsilon_{i,t}$$

dove:

- $\overline{TV1(dis)}_{c,t}$ è il valore di riferimento nazionale per la tipologia di contratto c ;
- $\varepsilon_{i,t} = \frac{CR_{i,t}}{\sum TV1(dis)_{c,t} * N_{c,i,t-2}}$

Articolo 6

Meccanismo di gradualità per l'applicazione del regime parametrico con riferimento al servizio di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica

- 6.1 Per il periodo 2018-2023 la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione (tariffa di transizione) è determinata come media ponderata tra il valore riconosciuto applicando il regime individuale determinato con i criteri di cui al comma 6.2 (tariffa d'impresa) e il valore riconosciuto in base al regime parametrico (tariffa parametrica) di cui all'Articolo 5.
- 6.2 A partire dall'anno 2018 la tariffa d'impresa di cui al comma 6.1 è aggiornata annualmente per la quota parte a copertura dei costi operativi con le modalità di aggiornamento di cui al comma 11.1 del TIT e per la quota parte a copertura dei costi di capitale attraverso l'applicazione del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 6.3 La tariffa di transizione di cui al comma 6.1, per il periodo 2018-2020, è determinata assegnando alla tariffa parametrica i seguenti pesi:
- a) 10% per l'anno 2018;
 - b) 20% per l'anno 2019;
 - c) 30% per l'anno 2020;
 - d) 40% per l'anno 2021;
 - e) 60% per l'anno 2022;
 - f) 80% per l'anno 2023.

- 6.4 Il termine del periodo di applicazione del meccanismo di gradualità disciplinato dal presente articolo è fissato a partire dall'anno 2024.

Articolo 7

Regime parametrico per il riconoscimento dei costi per il servizio di misura in bassa tensione

- 7.1 La quota parte delle tariffe di riferimento di cui all'articolo 37 del TIME a copertura dei costi operativi per il servizio di misura in bassa tensione è posta pari al valore della quota parte delle componenti *MIS(INS)* e *MIS(RAV)* delle tariffe obbligatorie di cui all'articolo 33 del TIME.
- 7.2 Ai fini della determinazione dei costi di capitale relativi all'installazione di misuratori elettronici in bassa tensione, la quota parte delle tariffe di riferimento di cui all'articolo 37 del TIME è calcolata sulla base di una stratificazione degli investimenti lordi di ciascuna impresa ricostruita a partire da un profilo di installazione convenzionale, definito al successivo comma 7.3, e di un costo unitario medio di settore, determinato sulla base di quanto riportato al successivo comma 7.4.
- 7.3 Ai fini della definizione del profilo di installazione convenzionale si utilizza il numero di misuratori elettronici complessivamente installati al 31 dicembre 2014, stratificandoli convenzionalmente per anno di entrata in esercizio come segue:
- 25% entrati in esercizio nell'anno 2010;
 - 40% entrati in esercizio nell'anno 2011;
 - 25% entrati in esercizio nell'anno 2012;
 - 5% entrati in esercizio nell'anno 2013;
 - 5% entrati in esercizio nell'anno 2014.
- 7.4 Il costo unitario medio di settore di cui al comma 7.2 è determinato ripartendo il valore complessivo delle immobilizzazioni lorde relative ai misuratori elettronici entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014, sul numero di misuratori elettronici installati al 31 dicembre 2014.
- 7.5 Ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti tariffari riconosciuti, la vita utile per i misuratori elettronici è fissata convenzionalmente pari a 15 anni.
- 7.6 Ai fini del riconoscimento dei costi di capitale relativi ai sistemi di telegestione, si applicano le medesime modalità descritte ai commi da 7.2 a 7.5.
- 7.7 I costi di capitale in bassa tensione per immobilizzazioni diverse dai misuratori elettronici e dai sistemi di telegestione, sono riconosciuti forfetariamente tramite una maggiorazione dell'1,5% dei costi di capitale determinati ai sensi del presente Articolo.

Articolo 8

Criteria di aggiornamento annuale delle tariffe di riferimento per il servizio di misura dell'energia elettrica in regime parametrico

- 8.1 Ai fini dell'aggiornamento annuale della quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi operativi si applicano le disposizioni di cui all'articolo 38 del TIME.
- 8.2 Ai fini dell'aggiornamento annuale della quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di capitale, si applica un fattore convenzionale di *turnover* degli investimenti, che tiene conto delle dismissioni, determinato sulla base dei dati delle imprese di minori dimensioni con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità.

Articolo 9

Disposizioni transitorie e finali

- 9.1 Le disposizioni della delibera 654/2015/R/EEL, del TIT e del TIME incompatibili con le disposizioni approvate con il presente provvedimenti sono abrogate.
- 9.2 Con successivo provvedimento, l'Autorità approva il TIT e il TIME, integrati con le disposizioni introdotte dalla presente deliberazione.
- 9.3 Ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione relative agli anni 2016 e 2017, si applica il regime individuale di cui al comma 8.2, lettera a), del TIT, per tutte le imprese interessate dal presente provvedimento indipendentemente dal numero di punti di prelievo serviti.
- 9.4 Ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento per il servizio di misura per gli anni 2016 e 2017:
 - a) con riferimento alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo, si applica il regime individuale di cui al comma 37.3, lettera a), del TIME;
 - b) con riferimento alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo:
 - i) per l'anno 2016 sono confermate in via definitiva le tariffe di riferimento provvisorie approvate con deliberazione 734/2016/R/EEL;
 - ii) per l'anno 2017, i parametri della tariffa di riferimento sono determinati con modalità analoghe a quelle contenute nella deliberazione 734/2016/R/EEL.
- 9.5 *abrogato*
- 9.6 Con riferimento alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità, con una o più determinazioni:
 - a) individua le informazioni e i dati necessari per le determinazioni tariffarie relative ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e, ove ritenuto opportuno, prevede la messa a disposizione di specifica documentazione e/o certificazioni utili a rendere verificabili le informazioni e i dati acquisiti;

- b) stabilisce le modalità e le tempistiche per l'acquisizione delle informazioni e dei dati di cui alla precedente lettera a) ivi incluse le informazioni in merito alla stratificazione degli investimenti;
 - c) definisce le modalità e le tempistiche di gestione delle istanze di cui al comma 2.3;
 - d) disciplina le modalità operative di gestione dei meccanismi di perequazione di cui all'Articolo 33 del TIT, ivi inclusi i meccanismi di gestione degli acconti, e dei meccanismi di perequazione di cui all'Articolo 40 del TIME;
 - e) può fornire chiarimenti operativi ai fini della corretta ed efficace attuazione delle disposizioni introdotte con il presente provvedimento.
- 9.7 Ai fini di quanto previsto dal comma 9.6 il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità può avvalersi del supporto operativo della Cassa per i servizi energetici e ambientali, con modalità definite con propria determinazione.
- 9.8 Coerentemente con quanto previsto all'articolo 4 del TIT e dell'articolo 30 del TIME, l'Autorità si riserva di effettuare verifiche riguardo alla correttezza delle informazioni fornite dalle imprese ai fini delle determinazioni tariffarie.
- 9.9 Per le imprese distributrici per le quali risultano ancora in corso le istruttorie condotte nell'ambito dell'indagine conoscitiva avviata con deliberazione 256/2014/E/COM, la tariffa di transizione di cui al comma 6.1 è da considerarsi provvisoria fino alla conclusione del procedimento.
- 9.10 *abrogato*
- 9.11 Con successivo provvedimento l'Autorità definisce meccanismi di promozione delle aggregazioni tra imprese.
- 9.12 Il presente provvedimento è pubblicato sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.
- 9.13 Il presente provvedimento è trasmesso alla Cassa per i servizi energetici e ambientali.

11 aprile 2018

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni

ALLEGATO

Tabella 1 – Costi *standard* per elementi di rete in alta tensione

| <i>Asset elementare</i> | <i>Tipo</i> | <i>Costo standard (migliaia di euro)</i> |
|--|-------------|--|
| Stallo linea 150 kV in semplice sbarra | AIS | 348 |
| Stallo linea 150 kV in semplice sbarra | GIS | 661 |
| Stallo linea 150 kV in doppia sbarra | AIS | 386 |
| Stallo linea 150 kV in doppia sbarra | GIS | 687 |
| Stallo congiuntore longitudinale 150 kV | AIS | 332 |
| Sbarre singola 150 kV | AIS | 281 |
| Sbarre singola 150 kV | GIS | 180 |
| Sbarre e parallelo sbarre 150 kV | AIS | 625 |
| Sbarre e parallelo sbarre 150 kV | GIS | 525 |
| Trasformatore 150 kV / MT da 60 MVA | - | 203 |
| Trasformatore 150 kV / MT da 42 MVA | - | 162 |
| Stallo 150 kV Reattore (aria)- semplice sbarra | AIS | 452 |
| Stallo 150 kV Reattore (SF6) - semplice sbarra | GIS | 717 |
| Stallo 150 kV Reattore (aria) - doppia sbarra | AIS | 411 |
| Stallo 150 kV Reattore (SF6) - doppia sbarra | GIS | 6 |

(nota: AIS sta per air insulated substation e GIS per gas insulated substation)