

Allegato A

TESTO INTEGRATO
DELLE DISPOSIZIONI TARIFFARIE PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO
DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA
(6PRDe)

(TIT 2024-2027)

Testo in vigore dal 1 gennaio 2024

Versione approvata con deliberazione 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel e modificata
con deliberazione 585/2024/R/eel

Allegato A

SOMMARIO

Titolo I – Definizioni.....	5
Articolo 1 Definizioni	5
Titolo II – Disposizioni generali	12
Articolo 2 Ambito oggettivo.....	12
Articolo 3 Criteri di riconoscimento tariffario delle imprese distributrici.....	13
Articolo 4 Obblighi informativi le imprese distributrici ai fini tariffari	13
Articolo 5 Richieste di rettifica.....	14
Titolo III – Criteri di riconoscimento dei costi per le imprese non soggette ai criteri Ross	15
Articolo 6 Criteri di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione per le imprese non soggette ai criteri ROSS.....	15
Titolo IV – Criteri di riconoscimento dei costi per le imprese soggette ai criteri Ross	16
Articolo 7 Ambito di applicazione.....	16
Articolo 8 Articolazione dei costi riconosciuti per il servizio di distribuzione e di misura dell’energia elettrica	16
Articolo 9 Costi operativi ammissibili ai riconoscimenti tariffari	16
Articolo 10 Baseline dei costi operativi per l’anno 2024	17
Articolo 11 Aggiornamento della baseline dei costi operativi.....	17
Articolo 12 <i>Ulteriori costi operativi riconosciuti</i>	18
Articolo 13 Recuperi di efficienza conseguiti alla data di cut-off.....	18
Articolo 14 Composizione del capitale investito ai fini regolatori	18
Articolo 15 Composizione del capitale investito ai fini regolatori per la tariffa per l’anno 2024	18
Articolo 16 Aggiornamento del capitale investito ai fini regolatori	19
Articolo 17 Remunerazione del capitale investito netto ai fini regolatori	20
Articolo 18 Ammortamenti per la tariffa per l’anno 2024.....	21

Allegato A

Articolo 19 Aggiornamento dell’ammortamento.....	21
Articolo 20 Ulteriori partite non soggette ai criteri ROSS	21
Titolo V –Tariffe di riferimento	23
Articolo 21 Definizione e pubblicazione delle tariffe di riferimento per le imprese non soggette ai criteri ROSS	23
Articolo 22 Definizione e pubblicazione delle tariffe di riferimento per le imprese soggette ai criteri ROSS	23
Articolo 23 Trattamento delle dinamiche inflattive nelle tariffe di riferimento per le imprese soggette ai criteri ROSS.....	24
Articolo 24 Struttura delle tariffe di riferimento per le imprese soggette ai criteri ROSS	24
Titolo VI –Tariffe per l’uso delle infrastrutture.....	25
Articolo 25 Tariffe per l’uso delle infrastrutture per il servizio di distribuzione ..	25
Articolo 26 Definizione e pubblicazione delle tariffe per l’uso delle infrastrutture.. ..	26
Articolo 27 Struttura della tariffa per l’uso delle infrastrutture per i clienti non domestici	26
Articolo 28 Struttura della tariffa per l’uso delle infrastrutture per i clienti domestici	26
Articolo 29 Corrispettivi per il servizio di distribuzione dell’energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione	27
Articolo 30 Punti di emergenza	27
Titolo VII -Corrispettivi per energia reattiva.....	28
Articolo 31 Disposizioni generali in materia di scambi di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali connessi in bassa e media tensione.....	28
Articolo 32 Corrispettivi per energia reattiva in bassa e media tensione	28
Articolo 33 Aggiornamento dei corrispettivi per energia reattiva in bassa e media tensione	29
Articolo 34 Destinazione dei corrispettivi per energia reattiva in bassa e media tensione	29
Titolo VIII -Meccanismi per la gestione degli scostamenti derivanti dal <i>tariff decoupling</i>	31
Articolo 35 Criteri generali di perequazione	31
Articolo 36 Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e di misura per le imprese distributrici	33
Articolo 37 Perequazione dei costi di trasmissione	34

Allegato A

Articolo 38 Meccanismi di riconoscimento in acconto della perequazione per le imprese distributrici non soggette ai criteri ROSS	35
Articolo 39 Meccanismi di riconoscimento in acconto della perequazione per le imprese distributrici soggette ai criteri ROSS	35
Titolo IX –Promozioni e incentivi	37
Articolo 40 Salvaguardia degli effetti di incentivazione per investimenti dei precedenti periodi regolatori.....	37
Articolo 41 Promozione delle aggregazioni che coinvolgono imprese distributrici in regime tariffario parametrico.....	37
Articolo 42 Promozione delle aggregazioni che coinvolgono almeno un’impresa distributtrice che serve tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo ed una che serve oltre 100.000 punti di prelievo	38
Articolo 43 Promozione delle aggregazioni che coinvolgono due o più imprese che servono meno di 100.000 punti di prelievo e che, aggregandosi, superano tale soglia dimensionale	38
Articolo 44 Incentivo alla cessione di asset di rete in alta e altissima tensione.....	39
SCHEDA 1 - Articolo 41 del TIT - Promozione delle aggregazioni che coinvolgono imprese distributrici in regime parametrico	41

Allegato A

Titolo I – DEFINIZIONI

Articolo 1

Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente Allegato si applicano le seguenti definizioni:

- **Autorità** è l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente;
- **anno tariffario** è l'anno di vigenza della tariffa;
- **alta tensione (AT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e inferiore a 220 kV;
- **altissima tensione (AAT)** è una tensione nominale tra le fasi uguale o superiore a 220 kV;
- **bassa tensione (BT)** è una tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV;
- **Cassa** è la Cassa per i servizi energetici e ambientali;
- **cliente finale** è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso reti o linee private;
- **componente UC_3** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi;
- **componente σ_1** è la componente tariffaria della tariffa per l'uso delle infrastrutture *TD*, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione dei servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica;
- **componente σ_2** è la componente tariffaria della tariffa per l'uso delle infrastrutture *TD*, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione;
- **componente σ_3** è la componente tariffaria della tariffa per l'uso delle infrastrutture *TD* espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione;
- **criteri ROSS** sono i criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio approvati con deliberazione 31 ottobre 2023, 497/2023/R/COM;
- **data di cut-off** è il 31 dicembre dell'anno precedente a quello di prima applicazione della regolazione ROSS. Nel caso dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica è il 31 dicembre 2023;

Allegato A

- **distribuzione** è il servizio di distribuzione esercitato in concessione dagli aventi diritto ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione;
- **esercente** è l'esercente uno o più servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica che eroga i servizi e regola i rapporti con le parti mediante la stipula di contratti le cui condizioni economiche o tecniche sono disciplinate dal presente Allegato;
- **fattore di potenza** è un parametro funzione del rapporto tra l'energia reattiva e l'energia attiva immesse o prelevate in un punto di immissione o di prelievo;
- **gestore di rete** è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, di cui al decreto legislativo n. 79/99;
- **gestore del sistema di trasmissione** è il gestore del sistema di trasmissione elettrica individuato dall'articolo 36, comma 1, del decreto legislativo n. 93/11;
- **impresa distributrice** è l'impresa esercente l'attività di distribuzione in concessione ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99;
- **media tensione (MT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV;
- **misura dell'energia elettrica** è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica e della potenza, attiva e reattiva;
- **misuratore di energia elettrica** è un dispositivo funzionale alla misura dell'energia elettrica, destinato a misurare l'energia elettrica e la potenza attiva, ed eventualmente reattiva, mediante integrazione della potenza rispetto al tempo;
- **misure dell'energia elettrica** sono i valori di energia elettrica e della potenza (attiva e, ove previsto, reattiva) misurati da un misuratore di energia elettrica;
- **periodo di regolazione** è il periodo pluriennale di cui all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95;
- **potenza disponibile** è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato; la potenza disponibile è la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento, ovvero la potenza richiesta dal titolare del punto di prelievo, ridotta rispetto a quella per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento, a condizione che la riduzione di potenza sia stata richiesta dal titolare del punto di prelievo e fissata contrattualmente;
- **potenza contrattualmente impegnata** è il livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall'esercente ove siano presenti dispositivi atti

Allegato A

a limitare la potenza prelevata; per motivi di sicurezza o di continuità di servizi di pubblica utilità l'esercente può derogare dall'installazione del limitatore di potenza;

- **potenza impegnata** è:
 - i) la potenza contrattualmente impegnata ove consentito;
 - ii) il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per tutti gli altri casi;
- **potenza prelevata** è, in ciascuna ora, il valore medio della potenza prelevata nel quarto d'ora fisso in cui tale valore è massimo; in alternativa, è facoltà dell'esercente assumere come potenza prelevata il 70% della potenza massima istantanea;
- **punto di connessione** è il confine fisico, tra una rete elettrica e l'impianto dell'utente, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica;
- **punto di emergenza** è il punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui il cliente finale non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un punto di prelievo, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;
- **punto di immissione** è il punto in cui l'energia elettrica viene immessa in una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un impianto di produzione elettrica;
- **punto di interconnessione** è un punto di connessione circuitale tra due reti con obbligo di connessione di terzi; i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla *RTN*, ai fini della regolazione delle partite tra imprese distributrici, tra imprese distributrici e gestore del sistema di trasmissione e ai fini della perequazione generale, sono assimilati a punti di interconnessione tra una rete di distribuzione e la *RTN*;
- **punto di prelievo** è il singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale ovvero l'insieme dei punti in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale, nel caso in cui la potenza disponibile in ciascuno di detti punti sia non superiore a 500 W, entro il limite di complessivi 100 kW, e l'energia elettrica prelevata sia destinata all'alimentazione di lampade votive, di cartelli stradali e pubblicitari, di cabine telefoniche, di impianti di illuminazione pubblica e di altre utilizzazioni con caratteristiche similari ovvero, in presenza di una linea dedicata ad un impianto di illuminazione pubblica, il singolo punto coincidente, per connessioni MT, con lo stallo di cabina primaria su cui si attesta la suddetta linea o, per connessioni BT, con la partenza in cabina secondaria della linea dedicata;
- **punto di ricarica elettrica** o **punto di ricarica** è un'interfaccia in grado di caricare un veicolo elettrico alla volta;

Allegato A

- **punto di ricarica in luoghi accessibili al pubblico** è un punto di ricarica elettrica che garantisce un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti. L'accesso non discriminatorio può comprendere condizioni diverse di autenticazione, uso e pagamento. A tal fine, si considera punto di ricarica aperto al pubblico:
 - i) un punto di ricarica la cui area di stazionamento è accessibile al pubblico, anche mediante autorizzazione e pagamento di un diritto di accesso;
 - ii) un punto di ricarica collegato a un sistema di autovetture condivise e accessibile a terzi, anche a seguito del pagamento del servizio di ricarica;
- **regime parametrico** è il regime di riconoscimento dei costi alle imprese distributrici per lo svolgimento delle attività di distribuzione e di misura dell'energia elettrica previsto dalla deliberazione 237/2018/R/EEL, come successivamente modificata e integrata;
- **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)** è la rete elettrica di trasmissione nazionale come definita dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999 e dai successivi decreti di rideterminazione dell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale, come aggiornata per effetto di realizzazioni di nuovi interventi e dismissioni in coerenza con il quadro normativo e regolatorio vigente;
- **reti di distribuzione** sono l'insieme delle reti elettriche gestite dalle imprese distributrici concessionarie al fine dello svolgimento e dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione come disciplinato dall'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99 ovvero dall'articolo 1-ter del DPR 235/77; le reti di distribuzione sono composte dalle reti di proprietà delle imprese distributrici concessionarie e dai tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di distribuzione;
- **rete elettrica** è il sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotto ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale; un tale sistema è pertanto riconducibile ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica; in una rete elettrica il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione o distribuzione; in particolare, l'insieme delle reti elettriche è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti con obbligo di connessione di terzi e i sistemi di distribuzione chiusi (SDC);
- **rete con obbligo di connessione di terzi** è una qualsiasi rete elettrica gestita da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica rilasciata ai sensi degli articoli 3 o 9 del

Allegato A

decreto legislativo 79/99 ovvero dell'articolo 1-ter del DPR 235/77; tale gestore ha l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste; l'insieme delle reti con obbligo di connessione di terzi è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti elettriche utilizzate dal gestore del sistema di trasmissione per l'erogazione del servizio di trasmissione e le reti di distribuzione;

- **servizio di misura dell'energia elettrica** coincide con l'attività di misura dell'energia elettrica;
- **subentro** è, in relazione al singolo punto di prelievo, l'attivazione di un contratto di trasporto in maniera non contestuale alla cessazione del contratto di trasporto del cliente precedentemente connesso al medesimo punto con disalimentazione del punto di prelievo stesso;
- **tariffa** è il prezzo massimo unitario del servizio, al netto delle imposte, ai sensi della legge n. 481/95;
- **tariffa di riferimento** è la tariffa unitaria di ogni singola impresa che applicata virtualmente agli utenti della rete gestita dall'impresa stessa ne determina i ricavi ammessi;
- **tariffa per l'uso delle infrastrutture** è la tariffa a copertura del servizio di distribuzione dell'energia elettrica applicata ai clienti finali;
- **Terna**: la società Terna S.p.A. che opera, ai sensi dell'articolo 36, comma 1, del decreto legislativo 93/11, come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 79/99;
- **trasmissione** è il servizio di trasmissione di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla RTN;
- **voltura** è, in relazione al singolo punto di prelievo, la cessazione del contratto di trasporto con un cliente e la contestuale stipula del contratto con un nuovo cliente, senza disalimentazione del punto di prelievo stesso.
- **5PRDe** è il quinto periodo di regolazione del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, disciplinato con deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL, che comprende il periodo 2020-2023;
- **6PRDe** è il sesto periodo di regolazione del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, che comprende il periodo 2024-2027.

-- * --

- **legge n. 10/91** è la legge 9 gennaio 1991, n.10;
- **legge n. 481/95** è la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- **decreto legislativo n. 79/99** è il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (decreto Bersani);
- **decreto legislativo n. 93/11** è il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;

Allegato A

- **decreto legge n. 5/09** è il decreto legge 10 febbraio 2009, n. 5, come convertito con legge 9 aprile 2009, n. 33;
- **DPR n. 235/77** è il decreto del Presidente della Repubblica 26 marzo 1977, n. 235;
- **deliberazione 292/06** è la deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2006, n. 292, Direttive per l’installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione;
- **deliberazione ARG/elt 199/11** è la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione 237/2018/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 11 aprile 2018, 237/2018/R/EEL e successive modifiche e integrazioni;
- **deliberazione 568/2019/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL;
- **deliberazione 497/2023/R/COM** è la deliberazione dell’Autorità 31 ottobre 2023, 497/2023/R/COM anche richiamata come criteri ROSS;
- **RTTE** è il Testo integrato della regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica approvato con la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 615/2023/R/EEL, come successivamente modificato e integrato;
- **TIC** è il Testo integrato delle condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione, approvato con la deliberazione 27 dicembre 2023, 616/2023/R/EEL, come successivamente modificato e integrato;
- **TICA** è il Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (Testo integrato delle connessioni attive – TICA), approvato con deliberazione 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, come successivamente modificato e integrato;
- **TIME** è il Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica, approvato con la deliberazione 27 dicembre 2023, 616/2023/R/EEL, come successivamente modificato e integrato;
- **TIPPI** è il Testo integrato delle disposizioni per le prestazioni patrimoniali imposte e i regimi tariffari speciali approvato con deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 618/2023/R/EEL, come successivamente modificato e integrato;
- **TIROSS** è il Testo integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031, approvato con deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM, come successivamente modificato e integrato;
- **TIT 2020-2023** è il Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica, approvato con

Allegato A

deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL, come successivamente modificato e integrato;

- **TIUC** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in merito agli obblighi di separazione contabile (*unbundling* contabile) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas e relativi obblighi di comunicazione, approvato con deliberazione 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM, come successivamente modificato e integrato;
- **TIWACC 2022-2027** è l’allegato A alla deliberazione 614/2021/R/COM, recante criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027, come successivamente modificato e integrato;.

Allegato A

Titolo II – DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 2

Ambito oggettivo

- 2.1 Il presente Titolo II reca le disposizioni generali aventi ad oggetto i criteri di regolazione tariffaria per il periodo 1 gennaio 2024– 31 dicembre 2027, per la remunerazione del servizio di distribuzione dell’energia elettrica.
- 2.2 I contratti aventi ad oggetto il servizio di cui al comma 2.1 relativi a punti di prelievo nella titolarità di clienti finali devono corrispondere alle seguenti tipologie:
- a) per utenze domestiche in bassa tensione, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l’energia elettrica utilizzata per alimentare:
 - i. le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari;
 - ii. le applicazioni relative a servizi generali in edifici di al massimo due unità immobiliari, le applicazioni relative all’alimentazione di punti di ricarica privata per veicoli elettrici, le applicazioni in locali annessi o pertinenti all’abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l’utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo, per l’abitazione e i locali annessi, e la potenza disponibile non superi 15 kW;
 - b) per utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l’energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
 - c) per utenze in bassa tensione per alimentazione esclusiva dei punti di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico;
 - d) per utenze in bassa tensione diverse da quelle di cui alle lettere a), b) e c) del presente comma, ivi incluse le utenze relative a pompe di calore, anche di tipo reversibile, per il riscaldamento degli ambienti nelle abitazioni e le utenze per la ricarica dei veicoli elettrici, quando l’alimentazione sia effettuata in punti di prelievo distinti rispetto a quelli relativi alle utenze di cui alla precedente lettera a);
 - e) per utenze in media tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l’energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
 - f) per utenze in media tensione diverse da quelle di cui alla lettera e) del presente comma;

Allegato A

- g) per utenze in alta tensione;
 - h) per utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV;
 - i) per utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV.
- 2.3 Le tariffe per l'uso delle infrastrutture e i corrispettivi per energia reattiva di cui al presente provvedimento sono riferiti a prestazioni rese nel rispetto delle condizioni e dei livelli di qualità dei servizi definiti dalle vigenti deliberazioni dell'Autorità e dai codici di rete.
- 2.4 Ai fini dell'applicazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture e dei corrispettivi per energia reattiva per i servizi di cui al comma 2.1, le misure rilevanti sono esclusivamente quelle effettuate ai sensi delle disposizioni di cui al TIME.
- 2.5 L'applicazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture definite con riferimento alla tipologia contrattuale di cui al comma 2.2, lettera c), può essere richiesta dal titolare del punto di prelievo, in alternativa a quella relativa alla tipologia di cui al comma 2.2, lettera d), per qualsiasi livello di potenza impegnata. Tale richiesta può essere revocata su richiesta del medesimo titolare e in tal caso si applicano corrispettivi definiti con riferimento alla tipologia contrattuale di cui al comma 2.2, lettera d).

Articolo 3

Criteria di riconoscimento tariffario delle imprese distributrici

- 3.1 Ai sensi del comma 17.1 della deliberazione 497/2023/R/COM, alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo si applicano i criteri ROSS.
- 3.2 Ai sensi della deliberazione 237/2018/R/EEL, alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo si applica il regime parametrico.

Articolo 4

Obblighi informativi le imprese distributrici ai fini tariffari

- 4.1 Ai fini dell'aggiornamento tariffario annuale per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, in ciascun anno *t* ciascuna impresa distributtrice comunica all'Autorità i dati patrimoniali, fisici ed economici secondo quanto stabilito dalle vigenti deliberazioni dell'Autorità e con determinazioni del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità.
- 4.2 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:
- a) la corrispondenza del valore dei dati economici e patrimoniali comunicati con quelli risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi del TIUC;
 - b) la pertinenza e la corretta imputazione dei dati di cui alla precedente lettera a) per attività.

Allegato A

- 4.3 La mancata comunicazione delle informazioni di cui al presente articolo , ovvero il mancato rispetto dei termini e delle modalità di invio previste per le stesse, comportano la non inclusione delle poste sottostanti al fine dell'aggiornamento tariffario annuale fino ad ottemperanza delle richiamate disposizioni, senza conguaglio, nonché, l'utilizzo da parte dell'Autorità di ogni informazione disponibile e di stime delle informazioni mancanti secondo logiche di prudenza e di efficienza sulla base di criteri definiti anche con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità.

Articolo 5 *Richieste di rettifica*

- 5.1 Le richieste di rettifica aventi ad oggetto dati patrimoniali o fisici possono essere presentate dalle imprese distributrici all'Autorità in ciascun anno, secondo modalità definite anche con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità.
- 5.2 Le richieste di rettifica sono accettate:
- a) qualora comportino vantaggi per i clienti finali, con decorrenza dall'anno tariffario a cui è riferibile l'errore;
 - b) qualora comportino vantaggi per l'impresa distributtrice, con decorrenza dall'anno tariffario successivo a quello della richiesta di rettifica.
- 5.3 Le richieste di rettifica di cui al presente articolo comportano l'applicazione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa che richiede la rettifica pari all'1% della variazione del livello dei ricavi attesi causato dalla medesima rettifica, con un minimo pari a 1.000 (mille) euro.
- 5.4 L'indennità amministrativa di cui al comma 5.3 è applicata dalla Cassa ed è versata sul "*Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi*" di cui al TIPPI.

Allegato A

Titolo III – CRITERI DI RICONOSCIMENTO DEI COSTI PER LE IMPRESE NON SOGGETTE AI CRITERI ROSS

Articolo 6

Criteria di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione per le imprese non soggette ai criteri ROSS

- 6.1 Per le imprese non soggette ai criteri ROSS, il costo riconosciuto per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai fini tariffari è determinato secondo le disposizioni della deliberazione 237/2018/R/EEL, come successivamente modificata e integrata.

Allegato A

Titolo IV – CRITERI DI RICONOSCIMENTO DEI COSTI PER LE IMPRESE SOGGETTE AI CRITERI ROSS

Articolo 7

Ambito di applicazione

- 7.1 Ai sensi dell'articolo 17 della deliberazione 497/2023/R/COM, i criteri ROSS trovano applicazione con riferimento alle attività di distribuzione e di misura, salvo per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering 2G*.
- 7.2 Per le imprese soggette ai criteri ROSS, i costi riconosciuti vengono determinati congiuntamente per il servizio di distribuzione e di misura dell'energia elettrica e sono articolati come descritto all'Articolo 8.

Articolo 8

Articolazione dei costi riconosciuti per il servizio di distribuzione e di misura dell'energia elettrica

- 8.1 Per le imprese distributrici soggette ai criteri ROSS, il costo riconosciuto ai fini tariffari comprende:
- a) la quota di *fast money* di cui all'Articolo 15 del TIROSS;
 - b) i costi incompressibili, riconosciuti "*on top*" di cui all'Articolo 12;
 - c) i maggiori recuperi di efficienza conseguiti nel 5PRDe, di cui all'Articolo 13;
 - d) la remunerazione del capitale investito di cui all'Articolo 17;
 - e) gli ammortamenti di cui all'Articolo 18 e all'Articolo 19;
 - f) ulteriori partite non soggette ai criteri ROSS, di cui all'Articolo 20.

Articolo 9

Costi operativi ammissibili ai riconoscimenti tariffari

- 9.1 I costi operativi ammissibili ai riconoscimenti tariffari sono determinati in coerenza con i principi di cui all'Articolo 5 del TIROSS, sulla base dei conti annuali separati (CAS) predisposti ai sensi del TIUC, al netto dei ricavi non tariffari, dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi per vendita interna di beni e servizi tra attività e dei costi capitalizzati.
- 9.2 Non sono da comprendere nei costi operativi ammissibili ai riconoscimenti tariffari, neppure attraverso l'attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, le voci di costo operativo:
- a) generalmente non ammesse al riconoscimento tariffario, declinate nell'Allegato E del TIUC;
 - b) generalmente non ammesse al riconoscimento tariffario, ai sensi del comma 5.3 del TIROSS.

Allegato A

- 9.3 Nell'ambito dei costi operativi ammissibili al riconoscimento tariffario è, altresì, riconosciuta una quota dei costi, di natura ricorrente, relativi all'incentivazione all'esodo dei dipendenti, pari al contributo versato all'INPS per il pagamento della pensione anticipata, come previsto da norme di legge, e al 70% dell'utilizzo nell'esercizio del fondo accantonato per l'incentivazione all'esodo.
- 9.4 In merito all'ammissibilità al riconoscimento tariffario dei costi legati alle emergenze meteorologiche e dei costi sostenuti per il rispetto degli obblighi di efficienza energetica, si fa riferimento alle disposizioni di cui al comma 19.2 dei criteri ROSS.

Articolo 10

Baseline dei costi operativi per l'anno 2024

- 10.1 La *baseline* dei costi operativi di cui all'Articolo 35 del TIROSS, per l'anno 2024 è definita, ai sensi dell'Articolo 21 dei criteri ROSS, su base unitaria per ciascuna impresa sulla base dei costi operativi ammissibili effettivamente sostenuti nel 2022 (determinati ai sensi dell'Articolo 19 dei criteri ROSS) e del numero di punti di prelievo serviti nel medesimo anno 2022.
- 10.2 La *baseline* dei costi operativi unitaria di cui al precedente comma 10.1 è moltiplicata per il numero di punti di prelievo serviti dall'impresa nell'anno 2024.
- 10.3 La *baseline* dei costi operativi viene rivalutata *ex ante*, ai sensi del comma 35.2 del TIROSS e dei criteri ROSS, facendo riferimento alle previsioni dei prezzi IPCA pubblicati nel documento "Proiezioni macroeconomiche per l'economia italiana" della Banca d'Italia (pubblicato il 15 dicembre 2023), per l'anno 2023 e 2024, rispettivamente pari a 6,0% e a 1,9%.

Articolo 11

Aggiornamento della baseline dei costi operativi

- 11.1 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, la *baseline* dei costi operativi è aggiornata annualmente in coerenza con i criteri ROSS, sulla base della seguente formula:

$$\text{Baseline Opex}_{m,t} = \text{Baseline Opex}_{m,t-1} \cdot (1 + RPI_t - X + Y)$$

dove:

- *Baseline Opex*_{m,t-1} è la *baseline* unitaria di costo operativo nell'anno *t-1*, per ciascuna impresa distributrice *m*;
- *RPI*_t è il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati dall'anno *t-1* all'anno *t* rilevato dall'Istat, secondo i criteri ROSS;

Allegato A

- X è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività (X -factor) determinato in applicazione dell'Articolo 22 dei criteri ROSS;
- Y è Y -factor di cui all'Articolo 39 del TIROSS, un parametro di variazione dei costi operativi riconosciuti per la copertura di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo.

11.2 L'impresa distributrice, per ciascun anno del periodo regolatorio, ha facoltà di attivare, su istanza, il parametro di variazione della *baseline* dei costi operativi Z -factor, di cui all'Articolo 40 del TIROSS, previa dimostrazione della sussistenza dei requisiti necessari, di cui all'Articolo 4 dei criteri ROSS.

Articolo 12

Ulteriori costi operativi riconosciuti

12.1 Sono considerate incompressibili e riconosciute “*on top*” alla componente *fast money* di cui all'Articolo 15 del TIROSS, le voci di costo di cui al comma 19.3 dei criteri ROSS.

Articolo 13

Recuperi di efficienza conseguiti alla data di cut-off

13.1 I maggiori o minori recuperi di efficienza conseguiti dalle imprese distributrici nel corso del 5PRDe sono ripartiti tra utenti e imprese secondo quanto previsto dall'Articolo 20 dei criteri ROSS.

Articolo 14

Composizione del capitale investito ai fini regolatori

14.1 Il capitale investito ai fini regolatori è costituito dalle componenti riportate all'Articolo 16 del TIROSS.

Articolo 15

Composizione del capitale investito ai fini regolatori per la tariffa per l'anno 2024

15.1 Per il primo anno di applicazione dei criteri ROSS, il capitale investito ai fini regolatori è costituito dalle seguenti componenti:

- a) immobilizzazioni lorde relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off* non oggetto di dismissione;
- b) fondo ammortamento relativo ai cespiti in esercizio alla data di *cut-off* non oggetto di dismissione;
- c) valore netto dei contributi pubblici in conto capitale e contributi privati esistenti alla data di *cut-off*;

Allegato A

- d) immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre 2023;
 - e) altre partite (fondo trattamento fine rapporto, capitale circolante netto).
- 15.2 Le partite relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off* di cui al comma 15.1, vengono gestite ai sensi dell'Articolo 23 dei criteri ROSS, ovvero in continuità di criteri vigenti nel 5PRDe.
- 15.3 Il valore delle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2023 è determinato ai sensi dell'Articolo 22 del TIROSS, come somma algebrica di:
- a) valore delle immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre dell'anno 2022 (assunto con segno positivo);
 - b) nuovi lavori in corso che si sono formati nell'anno 2023 (assunti con segno positivo);
 - c) lavori in corso esistenti al 31 dicembre dell'anno 2022 che sono entrati in esercizio entro il 31 dicembre dell'anno 2023 (assunti con segno negativo).
- 15.4 Il valore del capitale circolante netto e del trattamento di fine rapporto sono determinati ai sensi dell'Articolo 25 dei criteri ROSS.
- 15.5 Al fine della rivalutazione delle immobilizzazioni nette relative a cespiti in esercizio, delle immobilizzazioni in corso e del valore netto dei contributi per l'anno 2024 si considera la stringa del deflatore con base 1 nell'anno 2023, di cui alla Tabella 1, determinata secondo le disposizioni di cui all'Articolo 16 del TIROSS.
- 15.6 Il tasso di variazione del deflatore necessario per la definizione della stringa di cui al comma 15.5, per l'anno 2024, è calcolato sulla base:
- a) del valore del c.d. raccordo di cui all'Articolo 42 dei criteri ROSS, pari a 4,2%;
 - j) del tasso di variazione del deflatore ex ante nei quattro trimestri dell'anno 2023 rispetto ai quattro trimestri dell'anno 2022, facendo riferimento al valore previsionale riportato nel Documento Programmatico di Bilancio (DPB) predisposto dalla Ragioneria dello Stato e dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF) per l'anno 2023, pari a 1,6%.

Articolo 16

Aggiornamento del capitale investito ai fini regolatori

- 16.1 Per ciascun anno t del periodo di regolazione successivo al primo, il valore del capitale investito ai fini regolatori è aggiornato:
- a) con riferimento al valore delle partite relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off* in continuità con i criteri del 5PRDe, ai sensi dell'Articolo 23 dei criteri ROSS, ivi incluso il trattamento delle dismissioni, di cui all'Articolo 27 dei criteri ROSS;

Allegato A

- b) con riferimento al valore delle partite relative a cespiti in esercizio successivamente alla data di *cut-off* ai sensi dell'Articolo 20 e dell'Articolo 21 del TIROSS, considerando;
 - i. ove disponibile, la quota *slow money* nell'anno $t-1$, di cui all'Articolo 14 del TIROSS;
 - ii. il valore dei lavori in corso esistenti al 31 dicembre dell'anno $t-2$ che sono entrati in esercizio entro il 31 dicembre dell'anno $t-1$;
 - iii. il valore dei contributi pubblici e privati percepiti nell'anno $t-1$, con segno negativo;
 - iv. l'incremento del fondo di ammortamento dovuto alla quota di ammortamento riconosciuta nell'anno $t-1$ di cui all'Articolo 27 del TIROSS;
 - v. le dismissioni dell'anno $t-1$ relative a cespiti entrati in esercizio successivamente alla data di *cut-off*, trattate puntualmente ai sensi del comma 27.2 dei criteri ROSS;
- c) includendo la variazione delle immobilizzazioni nette dovuta a eventuali operazioni di cessione o acquisizione di rete avvenute nell'anno $t-1$;
- d) includendo la variazione delle immobilizzazioni in corso, ai sensi dell'Articolo 22 del TIROSS;
- e) calcolando il fondo trattamento fine rapporto e il capitale circolante netto, ai sensi dell'Articolo 25 dei criteri ROSS.

16.2 Ai sensi dell'Articolo 16 del TIROSS, per ciascun anno tariffario t , al fine della rivalutazione delle immobilizzazioni nette relative a cespiti in esercizio, delle immobilizzazioni in corso e del valore netto dei contributi si considera la stringa del deflatore con base 1 nell'anno $t-1$, calcolata applicando alla stringa del deflatore dell'anno tariffario precedente il tasso di variazione del deflatore calcolato considerando la variazione della media dei quattro trimestri dell'anno $t-1$ rispetto ai quattro trimestri dell'anno $t-2$.

Articolo 17

Remunerazione del capitale investito netto ai fini regolatori

- 17.1 La remunerazione del capitale investito è calcolata ai sensi dell'Articolo 25 del TIROSS e del comma 24.1 dei criteri ROSS, applicando i valori del WACC di cui alla Tabella 3 dell'Allegato A del TIWACC al valore del capitale investito netto ai fini regolatori.
- 17.2 Per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011 ed entro il 31 dicembre 2014, il valore del WACC è incrementato dell'1%.

Allegato A

Articolo 18

Ammortamenti per la tariffa per l'anno 2024

- 18.1 Gli ammortamenti per l'anno 2024 sono determinati ai sensi dell'Articolo 23 e dell'Articolo 27 dei criteri ROSS: trovano riconoscimento gli ammortamenti sui cespiti entrati in esercizio e sui contributi percepiti fino all'anno 2022, in continuità di criteri del 5PRDe.
- 18.2 Al fine del calcolo delle quote di ammortamento si considera il valore delle immobilizzazioni nette e il valore netto dei contributi, rivalutati secondo quanto previsto dall'Articolo 16 del TIROSS.

Articolo 19

Aggiornamento dell'ammortamento

- 19.1 Per ciascun anno t del periodo di regolazione successivo al primo:
- il valore netto dei cespiti esistenti alla data di *cut-off* è ammortizzato ai sensi degli Articolo 23 e dell'Articolo 27 dei criteri ROSS;
 - l'ammortamento dei cespiti entrati in esercizio e dei contributi pubblici e privati percepiti dopo il *cut-off* è determinato ai sensi dell'Articolo 27 del TIROSS, ed è effettuato sulla base delle aliquote di ammortamento previste per ciascuna tipologia di cespiti, di cui alla Tabella 2.
- 19.2 La dismissione di immobilizzazioni non dà luogo al riconoscimento dell'eventuale valore residuo non ancora ammortizzato dell'investimento.
- 19.3 Al fine del calcolo delle quote di ammortamento dei contributi pubblici e privati si assume convenzionalmente una vita utile ai fini tariffari pari a 35 anni.
- 19.4 Le quote di ammortamento di eventuali contributi pubblici in conto capitale percepiti a partire dall'anno 2016 all'anno 2023 non sono portate in detrazione della quota di ammortamento per i primi tre anni.
- 19.5 Al fine del calcolo delle quote di ammortamento si considera il valore delle immobilizzazioni nette e il valore netto dei contributi, rivalutati secondo quanto previsto dall'Articolo 16 del TIROSS.

Articolo 20

Ulteriori partite non soggette ai criteri ROSS

- 20.1 Le partite di cui all'Articolo 17 dei criteri ROSS inerenti all'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico e al riconoscimento della maggiore remunerazione per investimenti specifici prevista dal TIT 2020-2023 sono gestite in continuità con i criteri vigenti nel 5PRDe in concomitanza con i meccanismi di perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione di cui al Titolo VIII.

Allegato A

Allegato A

Titolo V –TARIFFE DI RIFERIMENTO

Articolo 21

Definizione e pubblicazione delle tariffe di riferimento per le imprese non soggette ai criteri ROSS

- 21.1 Per le imprese non soggette ai criteri ROSS, l’Autorità definisce e pubblica, entro il 31 marzo dell’anno t , le tariffe di riferimento a copertura dei costi per il servizio di distribuzione per il medesimo anno t .
- 21.2 La determinazione della tariffa di riferimento è effettuata secondo le disposizioni della deliberazione 237/2018/R/EEL come successivamente modificata e integrata.
- 21.3 Per le imprese non soggette ai criteri ROSS, la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione, denominata tariffa $TVI(dis)$, è costituita dalle componenti:
- $\rho_{1,c}(dis)$, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo, distinta per tipologia di contratto c ;
 - $\rho_{3,c}(dis)$, espressa in centesimi di euro/kWh, distinta per tipologia di contratto c .
- 21.4 Entro 45 (quarantacinque) giorni dalla pubblicazione delle tariffe di riferimento sono resi disponibili a ciascuna impresa distributrice i principali elementi informativi rilevanti ai fini dell’aggiornamento delle tariffe di riferimento medesime secondo modalità definite con determinazione del Direttore Infrastrutture Energia dell’Autorità.

Articolo 22

Definizione e pubblicazione delle tariffe di riferimento per le imprese soggette ai criteri ROSS

- 22.1 Per le imprese soggette ai criteri ROSS, l’Autorità definisce e pubblica le tariffe di riferimento, secondo quanto previsto dall’articolo 18 dei criteri ROSS:
- a) entro il 30 aprile dell’anno t , in via provvisoria, le tariffe di riferimento per l’anno t ;
 - b) entro il 31 marzo dell’anno $t+2$, in via definitiva, le tariffe di riferimento per l’anno t .
- 22.2 Le tariffe di riferimento sono definite congiuntamente per i servizi di distribuzione e di misura, ai sensi di quanto previsto dal comma 29.2 dei criteri ROSS.
- 22.3 Entro 45 (quarantacinque) giorni dalla pubblicazione delle tariffe di riferimento sono resi disponibili a ciascuna impresa distributrice i principali elementi informativi rilevanti ai fini dell’aggiornamento delle tariffe di riferimento

Allegato A

medesime, secondo modalità definite con determinazione del Direttore Infrastrutture Energia dell’Autorità.

Articolo 23

Trattamento delle dinamiche inflattive nelle tariffe di riferimento per le imprese soggette ai criteri ROSS

- 23.1 Nelle tariffe di riferimento provvisorie, sono inclusi gli effetti inflattivi tramite l’utilizzo del tasso di inflazione *ex ante* di cui al comma 36.1 del TIROSS e del tasso di variazione del deflatore *ex ante* di cui al comma 16.3 del TIROSS.
- 23.2 Nelle tariffe di riferimento definitive, sono inclusi gli effetti inflattivi tramite l’utilizzo del tasso di inflazione *ex post* di cui al comma 36.2 del TIROSS e del tasso di variazione del deflatore *ex post* di cui al comma 16.4 del TIROSS.

Articolo 24

Struttura delle tariffe di riferimento per le imprese soggette ai criteri ROSS

- 24.1 Per le imprese soggette ai criteri ROSS, le tariffe di riferimento provvisorie sono espresse in euro, ai sensi del comma 29.3 dei criteri ROSS.
- 24.2 Per le imprese soggette ai criteri ROSS, le tariffe di riferimento definitive sono espresse in euro per punto di prelievo servito, senza prevedere una differenziazione per tipologie contrattuali, ai sensi del comma 29.4 dei criteri ROSS.

Allegato A

Titolo VI –TARIFE PER L’USO DELLE INFRASTRUTTURE

Articolo 25

Tariffe per l’uso delle infrastrutture per il servizio di distribuzione

- 25.1 Le tariffe per l’uso delle infrastrutture per il servizio di distribuzione dell’energia elettrica, fissate dall’Autorità a copertura dei costi relativi a tale servizio, come disciplinate dal presente Allegato, sono applicate dall’impresa distributrice in maniera non discriminatoria assicurando trasparenza e parità di trattamento a tutte le attuali e potenziali controparti appartenenti alla medesima tipologia contrattuale.
- 25.2 L’impresa distributrice rende disponibili livelli di potenza contrattualmente impegnata:
- a) fino a 6 kW, con potenze modulabili in aumento o riduzione di 0,5 kW;
 - b) oltre 6 kW e fino a 10 kW, con potenze modulabili in aumento o riduzione di 1 kW;
 - c) oltre 10 kW e fino a 30 kW, con potenze modulabili in aumento o riduzione di 5 kW.
- L’esercente può rendere disponibili ulteriori livelli di potenza contrattualmente impegnata.
- 25.3 Nei casi di cui al comma 25.2, il dispositivo atto a limitare la potenza prelevata è tarato al livello della potenza contrattualmente impegnata e incrementato almeno del 10%.
- 25.4 Gli importi derivanti dall’applicazione di componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, sono addebitati in quote mensili calcolate dividendo per dodici i medesimi importi ed arrotondate con criterio commerciale alla seconda cifra decimale, se espresse in centesimi di euro, o alla quarta cifra decimale, se espresse in euro.
- 25.5 In nessun caso può essere richiesto il pagamento di corrispettivi con riferimento al periodo successivo alla cessazione dell’erogazione del servizio. Nel caso di cessazione, subentro, voltura o nuova connessione, nel mese in cui la cessazione, il subentro o la nuova connessione si verificano, le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, devono essere moltiplicate, ai fini della determinazione degli importi dovuti per il medesimo mese, per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni di durata del contratto nel medesimo mese e 365 (trecentosessantacinque).
- 25.6 I valori delle componenti tariffarie per il servizio di distribuzione, obbligatoriamente applicate alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettera a), sono disciplinati ai sensi dell’Articolo 28

Allegato A

25.7 I valori delle componenti tariffarie per il servizio di distribuzione, obbligatoriamente applicate alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a i) sono fissati nella Tabella 3.

Articolo 26

Definizione e pubblicazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture

26.1 L'Autorità definisce e pubblica, entro il 31 dicembre di ciascun anno ai fini dell'applicazione nell'anno successivo, le tariffe per l'uso delle infrastrutture, con l'obiettivo di garantire l'equilibrio tra il gettito nazionale derivante dall'applicazione delle medesime tariffe per l'uso delle infrastrutture e il ricavo ammesso, a livello nazionale, derivante dalle tariffe di riferimento.

26.2 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di pubblicazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture da parte dell'Autorità, gli esercenti pubblicano a loro volta, sul proprio sito internet, le tariffe per l'uso delle infrastrutture relative ai servizi erogati. Le medesime devono essere, altresì, rese disponibili presso i propri uffici aperti al pubblico.

Articolo 27

Struttura della tariffa per l'uso delle infrastrutture per i clienti non domestici

27.1 La tariffa per l'uso delle infrastrutture per i clienti potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera da b) a i), a remunerazione dei servizi di cui al comma 2.1, è differenziata per tipologia di clienti e presenta struttura trinomica, con le seguenti componenti:

- a) quota fissa, espressa in centesimi di euro per punto di prelievo/anno;
- b) quota potenza, espressa in centesimi di euro per KW/anno;
- c) quota energia, espressa in centesimi di euro per kWh/anno.

Articolo 28

Struttura della tariffa per l'uso delle infrastrutture per i clienti domestici

28.1 La tariffa per l'uso delle infrastrutture per i clienti potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), a remunerazione del servizio di distribuzione, del servizio di trasmissione di cui al RTTE e del servizio di misura di cui al TIME, è denominata *TD*.

28.2 La tariffa *TD*, i cui valori sono fissati nella Tabella 4, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

- a) componente σ_1 , espressa in centesimi di euro per punto di prelievo/anno;
- b) componente σ_2 , espressa in centesimi di euro per KW/anno;

Allegato A

- c) componente σ_3 , espressa in centesimi di euro per kWh/anno.

Articolo 29

Corrispettivi per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione

- 29.1 Ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica da reti di distribuzione riconosce all'impresa distributtrice dalla cui rete l'energia elettrica viene prelevata, i corrispettivi di cui all'Articolo 25 per il servizio di distribuzione previsti per le tipologie di contratto di cui al comma 2.2, lettere d), f), g), h) e i), secondo il livello di tensione del punto di interconnessione.

Articolo 30

Punti di emergenza

- 30.1 Ai fini dell'applicazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di cui all'Articolo 25, la potenza impegnata e l'energia elettrica prelevata in un punto di emergenza durante il periodo di emergenza sono convenzionalmente attribuite al punto di prelievo, indicato come principale nel contratto avente ad oggetto il servizio di trasporto ed interessato dal disservizio di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione.

Allegato A

Titolo VII -CORRISPETTIVI PER ENERGIA REATTIVA

Articolo 31

Disposizioni generali in materia di scambi di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali connessi in bassa e media tensione

- 31.1 Nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, il livello minimo del fattore di potenza istantaneo in corrispondenza del massimo carico per prelievi nelle fasce orarie F1 ed F2 è pari a 0,9.
- 31.2 Nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, il livello minimo del fattore di potenza medio mensile è 0,7.
- 31.3 Non è consentita l'immissione in rete di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali.
- 31.4 Nei casi in cui non siano rispettate le disposizioni di cui ai precedenti commi del presente articolo, il gestore di rete competente può chiedere l'adeguamento degli impianti, pena la sospensione del servizio.

Articolo 32

Corrispettivi per energia reattiva in bassa e media tensione

- 32.1 Ciascuna impresa distributrice nel caso di punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali non domestici connessi in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW e nel caso di interconnessioni con reti di distribuzione sottese in bassa tensione applica i corrispettivi di cui alla Tabella 5, relativamente ai punti di bassa tensione.
- 32.2 Ciascuna impresa distributrice nel caso di punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali non domestici connessi in media tensione e nel caso di interconnessioni con reti di distribuzione sottese in media tensione applica i corrispettivi di cui alla Tabella 5, relativamente ai punti di media tensione.
- 32.3 I corrispettivi per eccessivi prelievi di energia reattiva di cui alla Tabella 5 si applicano all'energia reattiva mensile prelevata in ciascuna fascia oraria.
- 32.4 Nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione, ai fini dell'applicazione dei corrispettivi per eccessivi prelievi reattivi si considera l'energia attiva come somma dell'energia attiva prelevata e di quella generata ed immessa sulle reti di distribuzione sottese ai predetti punti aumentata di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione individuato dalla regolazione vigente.

Allegato A

- 32.5 Le imprese distributrici sottese comunicano i valori di energia attiva generata ed immessa nelle reti di distribuzione in media e bassa tensione in ciascuna delle fasce F1, F2 e F3 alle imprese distributrici sottendenti.
- 32.6 Le soglie funzionali all'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva indicate nella Tabella 5 trovano applicazione a meno che l'impresa distributtrice, previa indicazione del gestore del sistema di trasmissione, abbia richiesto e concordato con l'utente, compatibilmente con le possibilità impiantistiche dell'utente, soglie differenti per il prelievo di energia reattiva oppure per l'immissione di energia reattiva, in ragione di necessità locali della rete a cui l'utente è connesso.
- 32.7 Limitatamente ai clienti finali in bassa tensione, i corrispettivi per le immissioni di energia reattiva sono pari a zero nel caso in cui il cliente sia servito con un misuratore non idoneo alla registrazione delle immissioni di energia reattiva per fascia.

Articolo 33

Aggiornamento dei corrispettivi per energia reattiva in bassa e media tensione

- 33.1 I corrispettivi per energia reattiva sono aggiornati annualmente dall'Autorità, in corrispondenza con l'aggiornamento delle tariffe per l'uso delle infrastrutture dell'energia elettrica.
- 33.2 La quota parte dei corrispettivi relativa ai costi di realizzazione di rete per effetto dell'energia reattiva è aggiornata applicando il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat utilizzato per l'aggiornamento delle tariffe per l'uso delle infrastrutture.
- 33.3 La quota parte dei corrispettivi relativa ai costi delle perdite indotte dall'energia reattiva è aggiornata applicando il tasso di variazione medio annuo del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, riferito al periodo compreso tra il quarto trimestre dell'anno $t-2$ ed il terzo trimestre dell'anno $t-1$.

Articolo 34

Destinazione dei corrispettivi per energia reattiva in bassa e media tensione

- 34.1 Una quota del ricavo conseguito dall'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva, applicati dalle imprese distributrici nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione, concorre alla determinazione dei ricavi effettivi rilevanti ai fini del meccanismo di perequazione dei ricavi per il servizio di distribuzione.

Allegato A

- 34.2 La quota di cui al precedente comma 34.1 è indicata in Tabella 5 ed aggiornata annualmente con le medesime tempistiche di aggiornamento dei corrispettivi per energia reattiva complessivi.
- 34.3 La quota rimanente del ricavo conseguito dall'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva, applicati dalle imprese distributrici nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione, spetta all'impresa distributtrice in relazione ai costi relativi alle perdite di rete indotte.
- 34.4 I corrispettivi versati dalle imprese distributrici sottese restano nella disponibilità delle imprese distributrici sottendenti.

Allegato A

Titolo VIII -MECCANISMI PER LA GESTIONE DEGLI SCOSTAMENTI DERIVANTI DAL TARIFF DECOUPLING

Articolo 35

Criteria generali di perequazione

- 35.1 La perequazione generale per le imprese distributrici si articola in:
- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e misura dell'energia, per gestire il *tariff decoupling* tra tariffe di riferimento e tariffe per l'uso delle infrastrutture relative al servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - b) perequazione dei costi di trasmissione, per gestire il *tariff decoupling* tra le tariffe corrisposte dalle imprese distributrici al gestore della rete di trasmissione nazionale e le tariffe applicate dalle imprese distributrici ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali fissate ai sensi del RTTE per il servizio di trasmissione.
- 35.2 La perequazione di cui al comma 35.1 si applica a tutte le imprese distributrici, salvo alle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge n. 10/91.
- 35.3 In relazione alle perequazioni di cui al comma 35.1, ai sensi dell'Articolo 28 dei criteri ROSS sono previsti meccanismi di acconto.
- 35.4 La Cassa, attenendosi alle disposizioni del presente Allegato, nonché a quanto disposto dal comma 35.5, provvede alla quantificazione, liquidazione ed erogazione dei saldi di perequazione. A tal fine, e con la finalità di contenere rischi di insolvenza da parte degli esercenti, la Cassa adotta procedure specifiche applicabili nei casi di esercenti che non rispettino i termini previsti per l'invio delle dichiarazioni e i conseguenti versamenti.
- 35.5 Le modalità operative di gestione dei meccanismi di perequazione, nonché le modalità e tempistiche di messa a disposizione dei dati da parte degli esercenti e di determinazione dei saldi di perequazione da parte della Cassa, sono disciplinate con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità. L'inosservanza delle disposizioni di cui alla suddetta determinazione è sanzionabile ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.
- 35.6 Agli esercenti tenuti a fornire i dati necessari per la quantificazione dei saldi di perequazione, sono concessi non meno di 30 giorni per l'invio dei medesimi dati.
- 35.7 Nel caso in cui l'impresa distributtrice non rispetti i termini e le modalità previste per la messa a disposizione dei dati necessari per la quantificazione dei saldi di perequazione, la Cassa, attenendosi ai criteri fissati nella determinazione di cui al comma 35.5, provvede a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo ad una stima prudenziale delle

Allegato A

informazioni mancanti, in un'ottica di minimizzazione dell'ammontare di perequazione eventualmente dovuto dal sistema al distributore inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dallo stesso al sistema di perequazione nel suo complesso.

- 35.8 Nel caso in cui le disponibilità del conto di cui al TIPPI, non siano sufficienti a liquidare quanto di spettanza di ogni impresa distributrice, la Cassa effettua pagamenti pro-quota rispetto agli importi vantati dalle diverse imprese distributrici, fino a concorrenza delle disponibilità del conto suddetto.
- 35.9 Nel caso in cui la liquidazione delle somme dovute alle imprese distributrici in relazione ai meccanismi di perequazione non possa essere completata entro 3 mesi dal termine previsto, la Cassa riconosce alle medesime imprese distributrici un interesse pari al tasso di riferimento fissato dalla Banca Centrale Europea, con un minimo pari allo 0,5%, calcolato a decorrere dall'1 gennaio del secondo anno successivo a quello a cui si riferiscono gli ammontari di perequazione.
- 35.10 In caso di inottemperanza da parte degli esercenti dei termini di versamento in relazione ai meccanismi di perequazione, la Cassa applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora calcolato secondo quanto previsto dalle disposizioni del TIPPI.
- 35.11 In relazione all'interpretazione ed attuazione delle norme in materia di perequazione, la Cassa si attiene alle indicazioni dell'Autorità, salvo quanto previsto dal comma 35.5.
- 35.12 Ai fini della perequazione, eventuali richieste di rettifica dei dati inviati da parte delle imprese distributrici, se successive alle scadenze disciplinate ai sensi del comma 35.5, comportano l'applicazione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa distributrice che richiede la rettifica, pari all'1% del valore economico della rettifica medesima, con un minimo pari all'importo di cui alla Tabella 6. Tale disposizione trova applicazione con riferimento a rettifiche non aventi impatto ai fini tariffari, già oggetto di indennità amministrativa ai sensi del presente Allegato. Resta salva la facoltà dell'Autorità di avviare istruttorie formali per l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.
- 35.13 I versamenti alla Cassa per gli importi derivanti da rettifiche per errori di comunicazione delle informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione sono maggiorati secondo le modalità operative definite dalla medesima Cassa.

Allegato A

Articolo 36

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e di misura per le imprese distributrici

36.1 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributtrice m , relativo al meccanismo di cui al comma 35.1, lettera a), è pari a:

$$PD_{m,t} = RA_{m,t} - RE_{m,t}$$

dove:

- $RA_{m,t}$ è la somma di:
 - Ricavi ammessi per il servizio di distribuzione e misura, pari:
 - per le imprese soggette ai criteri ROSS, al ricavo ammesso che i distributori otterrebbero applicando, alle attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, le tariffe di riferimento di cui all'Articolo 22;
 - per le imprese non soggette ai criteri ROSS, al ricavo ammesso che i distributori otterrebbero applicando, alle attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, le tariffe di riferimento di cui all'Articolo 21 e di cui all'articolo 34.1 del TIME;
 - Ricavo ammesso a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione 292/06, riconosciuto fino al 31 dicembre 2027 ($RRES_{m,t}$), pari a:

$$RRES_{m,t} = \min(N_{m,t}^{MEBT} \text{ installati}; N_{m,2010}^{BT} \text{ misurati}) * T_t(res)$$

Dove:

- $N_{m,2010}^{BT} \text{ misurati}$ è, per ciascuna impresa m , il numero di punti di prelievo ai fini della misura in bassa tensione, dotati di misuratore attivi al 31 dicembre 2010;
 - $N_{m,t}^{MEBT} \text{ installati}$ è per ciascuna impresa m il numero di punti di prelievo ai fini della misura in bassa tensione attivi in relazione ai quali entro il 31 dicembre dell'anno t è stato effettivamente installato un misuratore elettronico, avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione 292/06
- $RE_{m,t}$ è la somma:
 - dei ricavi effettivi che il distributore ottiene dall'applicazione:
 - delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di cui all'Articolo 27 e di cui all'Articolo 35 del TIME alle utenze di cui al comma 2.2, lettere da b) a i), al netto delle maggiorazioni destinate al Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui al TIPPI;

Allegato A

- della tariffa per l'uso delle infrastrutture TD , al netto dell'elemento $\sigma_3(tras)$, di cui all'Articolo 28, alle utenze di cui al comma 2.2, lettera a) e al netto delle maggiorazioni destinate al Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui al TIPPI;
 - delle quote parti dei corrispettivi per energia reattiva di cui al comma 33.2 Titolo VII Articolo 32, applicati alle utenze di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), fissata in Tabella 5;
 - del saldo algebrico tra ricavi e costi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui all'Articolo 29 Titolo VI Articolo 29, limitatamente alle componenti relative al servizio di distribuzione, ai prelievi di energia elettrica nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione.
- 36.2 L'ammontare di perequazione di cui al comma 36.1 è maggiorato dei minori ricavi, calcolati applicando all'energia elettrica destinata agli usi propri di trasmissione e distribuzione la componente $TRAS$ di cui al RTTE e, limitatamente alle imprese distributrici non direttamente connesse alla RTN, la tariffa per l'uso delle infrastrutture di cui all'Articolo 25 per il servizio di distribuzione.
- 36.3 L'ammontare di perequazione di cui al comma 36.1, in ciascun anno t , è ridotto di un ammontare pari al 50% dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico, rilevati a consuntivo nell'anno $t-2$.
- 36.4 Le disposizioni di cui al comma 36.3 si applicano a partire dal primo anno in cui i ricavi netti di cui al precedente comma 36.3 risultino superiori allo 0,5% del valore ricavo ammesso per il servizio di distribuzione relativo al medesimo anno $t-2$.

Articolo 37

Perequazione dei costi di trasmissione

- 37.1 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributtrice m , relativo al meccanismo di cui al comma 35.1, lettera b), è pari a:

$$RT_{m,t} = C_{m,t,TRAS} - R_{m,t,TRAS}$$

dove:

- $C_{m,t,TRAS}$ è il costo sostenuto dall'impresa distributtrice per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, derivante dall'applicazione dei corrispettivi previsti dalla RTTE per il medesimo servizio, ai prelievi dalla RTN e da altre reti di distribuzione;
- $R_{m,t,TRAS}$ è il ricavo ottenuto dall'applicazione delle componenti $TRAS_P$ e $TRAS_E$ per il servizio di trasmissione prestato in corrispondenza di punti di prelievo nella titolarità di clienti finali e nei punti di interconnessione ai

Allegato A

sensi del RTTE, nonché dall'applicazione dell'elemento $\sigma_3(tras)$ di cui all'Articolo 28.

Articolo 38

Meccanismi di riconoscimento in acconto della perequazione per le imprese distributrici non soggette ai criteri ROSS

- 38.1 Per le imprese distributrici non soggette ai criteri ROSS sono previsti meccanismi di acconto in relazione alla perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione di cui all'Articolo 36 ed in relazione alla perequazione dei costi di trasmissione di cui all'Articolo 37, su adesione facoltativa.
- 38.2 Il meccanismo di acconti per la perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione è a partecipazione facoltativa, secondo modalità definite dalla Cassa. Gli acconti, con riferimento alla tariffa per l'anno t , sono fissati pari al 90% del valore dell'ammontare di perequazione definito in relazione alla tariffa per l'anno $t-1$ e sono erogati, nell'anno t in tre rate bimestrali a partire dalla fine del mese di giugno. Il saldo è previsto entro il 31 dicembre dell'anno $t+1$.
- 38.3 Il meccanismo di acconti per i costi del servizio di trasmissione è a partecipazione obbligatoria qualora si partecipi ai meccanismi di acconto di cui al comma 38.2. Gli acconti, con riferimento alla tariffa per l'anno t , sono fissati pari al 80% del valore dell'ammontare di perequazione definito in relazione alla tariffa per l'anno $t-1$ e sono erogati, nell'anno t in sei rate bimestrali. Il saldo è previsto entro il 31 dicembre dell'anno $t+1$.

Articolo 39

Meccanismi di riconoscimento in acconto della perequazione per le imprese distributrici soggette ai criteri ROSS

- 39.1 Per le imprese distributrici soggette ai criteri ROSS sono previsti meccanismi di acconto in relazione alla perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione di cui all'Articolo 36 ed in relazione alla perequazione dei costi di trasmissione di cui all'Articolo 37.
- 39.2 Il meccanismo di acconti per la perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione, ai sensi dell'Articolo 28 dei criteri ROSS, è a partecipazione facoltativa, secondo modalità definite dalla Cassa. Gli acconti, con riferimento alla tariffa per l'anno t , sono fissati pari al 90% del valore dell'ammontare del saldo di perequazione stimato sulla base della tariffa di riferimento provvisoria dell'anno t e sono erogati in tre rate bimestrali a partire dalla fine del mese di giugno dell'anno t . Il saldo è previsto a 60 giorni dalla data di pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive di cui al comma 22.1, lettera b).

Allegato A

39.3 Il meccanismo di acconti per i costi del servizio di trasmissione è a partecipazione obbligatoria. Gli acconti, con riferimento alla tariffa per l'anno t , sono fissati pari al 80% del valore dell'ammontare di perequazione quantificato sulla base del ricavo ammesso provvisorio e sono erogati, nell'anno t in sei rate bimestrali. Il saldo è previsto entro il 31 dicembre dell'anno $t+1$.

Allegato A

Titolo IX –PROMOZIONI E INCENTIVI

Articolo 40

Salvaguardia degli effetti di incentivazione per investimenti dei precedenti periodi regolatori

- 40.1 Fermo restando quanto previsto al comma 5.2 della deliberazione 568/2019/R/EEL, agli investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 e fino al 31 dicembre 2011, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata al comma 12.4 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, per le relative tipologie e durate.
- 40.2 Fermo restando quanto previsto al comma 5.2 della deliberazione 568/2019/R/EEL, agli investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011 e fino al 31 dicembre 2015, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata al comma 12.5 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, per le relative tipologie e durate.

Articolo 41

Promozione delle aggregazioni che coinvolgono imprese distributrici in regime tariffario parametrico

- 41.1 I meccanismi di promozione dei processi di aggregazione disciplinati dal presente Articolo si applicano ai casi di aggregazione tra imprese di distribuzione di energia elettrica che comportino la cessazione dall'attività di distribuzione di una o più delle imprese di distribuzione in questione e coinvolgano almeno una impresa in regime tariffario parametrico. I meccanismi si applicano alle operazioni perfezionate nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2024 e il 31 dicembre 2027.
- 41.2 Le modalità applicative relative ai meccanismi di promozione delle aggregazioni di cui al comma 41.1 sono contenute nella Scheda 1. Modifiche e integrazioni della Scheda 1 che non comportino la riforma dei principi sottesi, ma riguardino migliorie e precisazioni attuative, possono essere disposte con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia, previa informativa all'Autorità.
- 41.3 Oltre alle forme di aggregazione societaria che comportino la cessione definitiva del titolo concessorio relativo al servizio di distribuzione, possono accedere ai meccanismi di cui al comma 41.1 anche le imprese che ricorrano, quali forme di aggregazione, ai c.d. contratti di rete di cui all'articolo 3, comma 4-ter, del decreto-legge del n. 5/09, purché siano rispettati i requisiti minimi di stabilità e solidità del vincolo contrattuale indicati al punto 3 della Scheda 1. L'Autorità si riserva di effettuare verifiche, anche a campione, con riferimento al rispetto di tali requisiti, nonché alla corretta applicazione degli obblighi da parte del nuovo soggetto giuridico derivanti dalla regolazione anche in riferimento agli obblighi previsti in materia di *unbundling*. In caso di mancato rispetto, in concreto, di uno solo dei predetti requisiti od obblighi, l'Autorità può dichiarare la decadenza del

Allegato A

meccanismo di cui al comma 41.1, eventualmente adottando le disposizioni che si rendano opportune anche ai fini dei recuperi degli importi erogati.

- 41.4 Il riconoscimento del beneficio è disposto con provvedimento dell’Autorità, sulla base dell’istruttoria condotta dalla Direzione Infrastrutture Energia, anche avvalendosi della Cassa, in tempo utile per la definizione delle tariffe di riferimento.
- 41.5 Le imprese alle quali viene riconosciuto il meccanismo di cui al comma 41.1, ovvero le loro aventi causa, qualora entro i successivi 5 (cinque) anni siano oggetto di processi di disaggregazione, sono tenute alla restituzione degli importi ottenuti in applicazione di quanto previsto dal presente articolo, maggiorati di un interesse pari all’Euribor a dodici mesi, base 360, maggiorato di 400 punti base.

Articolo 42

Promozione delle aggregazioni che coinvolgono almeno un’impresa distributrice che serve tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo ed una che serve oltre 100.000 punti di prelievo

- 42.1 I meccanismi di promozione dei processi di aggregazione disciplinati dal presente articolo si applicano ai casi di aggregazione che coinvolgono almeno una impresa distributrice di energia elettrica che serve tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo ed una che serve oltre 100.000 punti di prelievo. I meccanismi si applicano alle operazioni perfezionate nel periodo compreso tra l’1 gennaio 2024 e il 31 dicembre 2027.
- 42.2 Per le aggregazioni di cui al comma 42.1 è previsto un premio *una-tantum* pari a 50 euro per ogni punto di prelievo servito dall’impresa di minore dimensione, per aggregazioni portate a termine entro il 31 dicembre 2025 e pari a 40 euro per ogni punto di prelievo servito dall’impresa di minore dimensione, per aggregazioni portate a termine nel 2026 e nel 2027.
- 42.3 Il riconoscimento del beneficio è richiesto dall’impresa risultante dal processo di aggregazione tramite apposita istanza ed è disposto con provvedimento dell’Autorità, sulla base dell’istruttoria condotta dalla Direzione Infrastrutture Energia, anche avvalendosi della Cassa.

Articolo 43

Promozione delle aggregazioni che coinvolgono due o più imprese che servono meno di 100.000 punti di prelievo e che, aggregandosi, superano tale soglia dimensionale

- 43.1 I meccanismi di promozione dei processi di aggregazione disciplinati dal presente articolo si applicano ai casi di aggregazione tra più imprese distributrici che servono meno di 100.000 punti di prelievo e la cui aggregazione comporta la formazione di una impresa che serve oltre 100.000 punti di prelievo. Il meccanismo si applica alle

Allegato A

operazioni perfezionate nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2024 e il 31 dicembre 2027.

- 43.2 Per le aggregazioni di cui al precedente comma è previsto un premio *una-tantum* pari a 50 euro per ogni punto di prelievo servito da tutte le imprese in regime ROSS oggetto di aggregazione, per operazioni portate a termine entro il 31 dicembre 2025 e pari a 40 euro per ogni punto di prelievo servito, per operazioni portate a termine nel 2026 e nel 2027. Sono ammesse all'incentivo anche eventuali porzioni di rete acquisite che comportino una razionalizzazione territoriale ai sensi del decreto legislativo n. 79/99.
- 43.3 Le imprese in regime tariffario parametrico eventualmente rientranti nell'operazione di aggregazione possono godere dell'incentivo sulla base del valore del capitale investito implicitamente riconosciuto nella tariffa parametrica e del 30% di premio commisurato a costi operativi secondo i meccanismi di cui all'Articolo 41, senza avere titolo all'ulteriore incentivo *una-tantum* per punto di prelievo.
- 43.4 Il riconoscimento del beneficio è richiesto dall'impresa risultante dal processo di aggregazione tramite apposita istanza ed è disposto con provvedimento dell'Autorità, sulla base dell'istruttoria condotta dalla Direzione Infrastrutture Energia, anche avvalendosi della Cassa.

Articolo 44

Incentivo alla cessione di asset di rete in alta e altissima tensione

- 44.1 E' previsto un premio *una tantum* da erogare all'impresa distributrice cedente per la cessione di linee in alta tensione.
- 44.2 Il premio di cui al precedente comma 44.1 è dimensionato in funzione del costo storico degli *asset* oggetto di cessione, opportunamente rivalutato, a condizione che l'impresa distributrice ceda l'intero insieme delle proprie linee in alta tensione ed è pari al:
- 4% per cessioni portate a termine entro il 2025;
 - 3% per cessioni portate a termine nel 2026 e nel 2027.
- 44.3 È previsto un premio *una tantum* da erogare all'impresa distributrice cedente per la cessione di stalli e sbarre di cabina primaria.
- 44.4 Il premio di cui al precedente comma 44.3 è dimensionato in funzione del valore delle immobilizzazioni nette degli *asset* oggetto di cessione, opportunamente determinato in coerenza con i criteri di riconoscimento tariffario, senza vincoli sulla cessione di una percentuale minima di *asset*, pari al:
- 4% per cessioni portate a termine entro il 2025;
 - 3% per cessioni portate a termine nel 2026 e nel 2027.

Allegato A

44.5 Il premio di cui ai commi 44.2 e 44.4 è erogato entro il 31 dicembre dell'anno successivo alla cessione degli *asset*, a seguito di specifica istanza dell'impresa distributrice cedente all'Autorità, con erogazione gestita dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali a valere sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni, alimentato dalla componente *UC3* di cui al TIPPI.

Allegato A

SCHEDA 1 - Articolo 41 del TIT - Promozione delle aggregazioni che coinvolgono imprese distributrici in regime parametrico

1. Alle imprese oggetto di processi di aggregazione di cui all'Articolo 41 si applicano i meccanismi di incentivazione descritti di seguito, relativi ai criteri di valorizzazione del capitale investito netto a seguito di aggregazione e alla corresponsione di incentivi *una tantum*.

CASO A- fusione tra impresa in regime ROSS e impresa/e in regime parametrico

In alternativa alla valutazione del perimetro d'impresa risultante dall'aggregazione sulla base del valore RAB delle imprese interessate dal processo di aggregazione, limitatamente all'impresa in regime parametrico è possibile far riferimento al valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica. E' inoltre prevista l'erogazione di un incentivo monetario *una tantum* pari al 30% dei costi operativi riconosciuti nell'ultima tariffa antecedente alla variazione societaria, con riferimento all'impresa in regime parametrico. L'impresa risultante dall'aggregazione può richiedere l'aggiornamento della *baseline* dei costi operativi di cui all'articolo 35 del TIROSS riferita al perimetro consolidato dopo l'operazione di aggregazione, con il vincolo che tale revisione non comporti un incremento dei costi operativi rispetto alla somma dei costi operativi delle imprese come calcolati nella situazione precedente all'aggregazione.

CASO B - aggregazione tra due o più imprese in regime parametrico che comporti la costituzione di un'impresa che serva un numero di punti di prelievo pari almeno a 25.000

In alternativa alla valutazione del perimetro d'impresa risultante dall'aggregazione sulla base del valore RAB delle imprese interessate dal processo di aggregazione l'impresa risultante dall'aggregazione può richiedere di far riferimento al valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica e la contestuale erogazione di un incentivo monetario *una tantum* pari al 30% della somma dei costi operativi riconosciuti nell'ultima tariffa antecedente alla variazione societaria a ciascuna impresa parte dell'aggregazione.

CASO C - aggregazione tra due o più imprese in regime parametrico che comporti la costituzione di un'impresa che serva un numero di punti di prelievo inferiore a 25.000

L'impresa risultante può richiedere l'erogazione di un incentivo monetario *una tantum* pari al 30% della somma dei costi operativi riconosciuti nell'ultima tariffa antecedente alla variazione societaria a ciascuna impresa parte dell'aggregazione.

2. Di seguito sono riportate ulteriori informazioni di dettaglio in relazione alla valorizzazione del capitale investito netto in occasione dei processi di aggregazione tra

Allegato A

imprese di cui all'Articolo 41, che comportino l'applicazione, in esito al perfezionamento dell'aggregazione, del regime tariffario individuale.

Nei casi di aggregazione individuati con la lettera A e con la lettera B, con riferimento al servizio di distribuzione, ai fini della determinazione del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica, da includere nella tariffa individuale di riferimento dell'impresa risultante dall'aggregazione, si procede come segue:

- a. valorizzazione del costo del capitale unitario di cui all'articolo 2 della deliberazione 237/2018/R/EEL, utilizzando le variabili di scala dell'impresa relative all'anno precedente all'aggregazione (nel caso in cui non fossero disponibili i dati necessari alla valorizzazione delle variabili densità e vetustà rilevanti ai fini della determinazione della tariffa parametrica, si ricorre all'utilizzo di valori medi, rispettivamente pari a 44 e 0,5);
- b. determinazione del costo riconosciuto di capitale moltiplicando il valore individuato al precedente punto a per il numero di punti di prelievo (al netto dei punti relativi all'illuminazione pubblica) oggetto di acquisizione;
- c. recepimento del valore di cui al precedente punto b nella tariffa individuale definitiva dell'impresa acquirente relativa all'anno $t+1$ rispetto all'anno dell'aggregazione (anno t), mediante la determinazione di un cespite "pro-forma";
- d. ai fini di quanto previsto al precedente punto c, si determina convenzionalmente il valore di tale cespite "pro-forma" in modo tale che esso garantisca all'impresa acquirente nella tariffa dell'anno $t+1$ un rendimento tariffario (somma della remunerazione del capitale investito e dell'ammortamento) pari al valore di costo riconosciuto di cui al precedente punto b, facendo riferimento al valore del WACC rilevante ai fini della tariffa dell'anno $t+1$ (rispetto all'anno di aggregazione) ed assumendo una vita utile ai fini tariffari pari a 25 anni.

Al fine di tenere conto della dismissione anticipata di investimenti afferenti alla porzione di rete valorizzata tramite il cespite "pro-forma", si fa riferimento ad un tasso convenzionale pari allo 0,1% annuo.

3. I contratti di rete di cui all'Articolo 4141.3, devono possedere almeno i seguenti requisiti:
 - la Rete deve essere dotata di soggettività giuridica autonoma, cui le imprese aderenti conferiscono rispettivamente il proprio titolo concessorio in subconcessione mediante procedura concordata con il Ministero dello sviluppo economico per il corretto esercizio del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
 - la Rete deve predisporre un assetto organizzativo chiaro e trasparente, in particolare, nel riparto di competenze e di attività assegnate ai diversi organi della Rete medesima e la definizione precisa degli obblighi e dei diritti spettanti alla Rete e alle singole imprese aderenti;
 - deve essere individuata una soglia massima di utenti che complessivamente la Rete può gestire;

Allegato A

- devono essere previsti meccanismi finalizzati a depotenziare il rischio di disaggregazione;
- devono essere previste ipotesi specifiche e circoscritte nelle quali le imprese aderenti possono esercitare la facoltà di recedere unilateralmente dal vincolo contrattuale chiarendo, al contempo, quali siano le conseguenze di un eventuale recesso anticipato dal contratto di rete, escludendo che si verifichino effetti per gli utenti serviti o che si generino oneri impropri sul servizio regolato;
- devono essere introdotte appropriate garanzie volte ad assicurare il corretto adempimento degli obblighi derivanti dalla regolazione dell’Autorità in particolare, connessi alle attività di raccolta dati strumentali alle determinazioni tariffarie, anche nel caso in cui una delle imprese aderenti decida di recedere;
- la Rete deve avere la responsabilità della gestione unitaria di tutti rapporti con l’Autorità ai fini tariffari e, più in generale ai fini regolatori, al pari della presenza di un unico soggetto concessionario.