

**DELIBERAZIONE 28 APRILE 2026**

**142/2026/R/EEL**

**REVISIONE DEI CRITERI DI RICONOSCIMENTO DEI COSTI RELATIVI AI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI CHE SERVONO MENO DI 25.000 PUNTI DI PRELIEVO, PER IL PERIODO 2026-2031**

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

Nella 1384<sup>a</sup> riunione del 28 aprile 2026

**VISTI:**

- la direttiva (UE) 944/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge 10/91);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 4 agosto 2017, n. 124 (di seguito: legge 124/17);
- la legge 30 dicembre 2024, n. 207 (di seguito: legge 207/24);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n.73, come convertito con modificazioni della legge 3 agosto 2007, n. 125;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 29 dicembre 2011, 199/11 (di seguito: deliberazione 199/11);
- la deliberazione dell'Autorità 24 marzo 2016, 137/2016/R/EEL e il relativo Allegato A (TIUC) come successivamente modificati e integrati;
- la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2018, 237/2018/R/EEL, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione 237/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL, come successivamente modificata e integrata ed i relativi Allegato A (TIT 5PRDe) e Allegato B (TIME 5PRDe), come successivamente modificati e integrati;

- la deliberazione dell’Autorità 16 marzo 2021, 106/2021/R/EEL e il relativo Allegato (di seguito: deliberazione 106/2021/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM e il relativo Allegato A (di seguito: TIROSS 2024-2031);
- la deliberazione dell’Autorità 31 ottobre 2023, 497/2023/R/COM e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 497/2023/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 616/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 616/2023/R/EEL) ed i relativi Allegato A (TIT 6PRDe) e Allegato B (TIME 6PRDe), come successivamente modificati e integrati;
- la deliberazione dell’Autorità 19 marzo 2024, 89/2024/R/EEL (di seguito: deliberazione 89/2024/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 2 aprile 2024, 122/2024/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 1° ottobre 2024, 390/2024/ R/EEL (di seguito: deliberazione 390/2024/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2024, 585/2024/R/EEL (di seguito: deliberazione 585/2024/R/ EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 11 febbraio 2025, 37/2025/R/EEL (di seguito: deliberazione 37/2025/R/ EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 27 marzo 2025, 130/2025/R/EEL (di seguito: deliberazione 130/2025/R/ EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 1° luglio 2025, 294/2025/R/EEL (di seguito: deliberazione 294/2025/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 29 luglio 2025, 368/2025/R/EEL (di seguito: deliberazione 368/2025/R/ EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 5 agosto 2025, 385/2025/R/EEL (di seguito: deliberazione 385/2025/R/ EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 6 agosto 2025, 392/2025/R/EEL (di seguito: deliberazione 392/2025/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 25 novembre 2025, 513/2025/R/EEL (di seguito: deliberazione 513/2025/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 30 dicembre 2025, 575/2025/R/EEL (di seguito: deliberazione 575/2025/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 20 aprile 2023, 173/2023/EEL;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 26 settembre 2023, 423/2023/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 423/2023/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 14 ottobre 2025, 447/2025/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 447/2025/R/EEL) e le osservazioni pervenute;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* 14 luglio 2022, 04/2022 – DIEU;

- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* 24 ottobre 2022, n. 8/2022;
- la determinazione del Direttore Infrastrutture Energia 11 giugno 2024, n. 03/2024 (di seguito: determinazione 03/2024 – DINE);
- la determinazione del Direttore Infrastrutture Energia 27 novembre 2025, n. 05/2025

**CONSIDERATO CHE:**

- l'articolo 1, comma 92, della legge 124/17, che ha modificato l'articolo 38 del decreto legislativo 93/11, ha previsto che l'Autorità adeguasse 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 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;
- a seguito delle suddette disposizioni, l'Autorità ha differenziato i regimi di riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici in un regime tariffario individuale per le imprese di maggiori dimensioni e un regime tariffario parametrico per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, a partire dal quinto periodo di regolazione (2016-2023);
- i criteri di riconoscimento dei costi, nonché le modalità di applicazione del regime tariffario parametrico, sono disciplinati nella deliberazione 237/2018/R/EEL;
- la deliberazione 237/2018/R/EEL, ha previsto:
  - per il servizio di distribuzione, una tariffa di riferimento (tariffa di transizione) determinata per gli anni dal 2018 al 2023 come media ponderata tra il valore riconosciuto applicando il regime individuale (tariffa d'impresa) e il valore riconosciuto sulla base del regime parametrico (tariffa parametrica), attraverso il c.d. meccanismo di gradualità, e un regime parametrico “puro” a partire dall'anno 2024;
  - per il servizio di misura in media, alta e altissima tensione, di porre le tariffe di riferimento, sia per la parte a copertura dei costi operativi che per la parte a copertura dei costi di capitale, pari al valore delle tariffe per l'uso delle infrastrutture;
  - per il servizio di misura in bassa tensione, di porre la quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi operativi pari al valore della corrispondente quota parte delle componenti MIS(INS) e MIS(RAV) delle tariffe per l'uso delle

infrastrutture e di determinare la quota parte a copertura dei costi di capitale sulla base di una stratificazione degli investimenti lordi di ciascuna impresa ricostruita a partire da un profilo di installazione convenzionale e di un costo unitario medio di settore, aggiornati secondo un fattore convenzionale di *turnover*;

- con la deliberazione 106/2021/R/EEL l’Autorità ha definito i criteri di riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) per la misura dell’energia elettrica in bassa tensione e le disposizioni in materia di messa in servizio per le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo;
- con deliberazione 89/2024/R/EEL è stato avviato il procedimento per la revisione dei criteri di riconoscimento dei costi per i servizi di distribuzione e di misura per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo;
- con la deliberazione 585/2024/R/EEL, l’Autorità ha stabilito di prorogare al 31 dicembre 2025 il termine di conclusione del suddetto procedimento, in considerazione dell’opportunità di acquisire maggiori evidenze riguardo agli effetti tariffari prodotti dal modello in vigore e di poter contare su un quadro completo ed esaustivo di elementi;
- con le deliberazioni 390/2024/R/EEL, 37/2025/R/EEL, 294/2025/R/EEL, 368/2025/R/EEL, 513/2025/R/EEL, l’Autorità ha proceduto a determinare le tariffe di riferimento per le imprese in regime parametrico rispettivamente per gli anni 2018, 2019, 2020-2021, 2022-2023 e 2024-2025;
- con il documento per la consultazione 447/2025/R/EEL, l’Autorità ha sottoposto a consultazione i propri orientamenti con riferimento alla revisione dei criteri parametrici di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell’energia elettrica per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo;
- con deliberazione 575/2025/R/EEL l’Autorità ha prorogato il termine di conclusione del procedimento avviato con la deliberazione 89/2024/R/EEL al 30 aprile 2026, al fine di effettuare analisi quantitative ulteriori utili a valutare alcune risposte pervenute al documento per la consultazione 447/2025/R/EEL.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- l’assetto legislativo attuale, come previsto dal decreto legislativo 79/99 (c.d. Decreto Bersani), dispone che le concessioni per i servizi di distribuzione dell’energia elettrica abbiano scadenza al 31 dicembre 2030 e che le modalità, condizioni e criteri di assegnazione delle nuove concessioni vengano stabiliti non oltre il quinquennio precedente (31 dicembre 2025);
- la legge 207/24 (c.d. Legge di Bilancio 2025) prevede la possibilità di una rimodulazione delle concessioni in essere, per un periodo non superiore a 20 anni, a fronte della presentazione da parte delle imprese distributrici di energia elettrica di piani straordinari di investimento finalizzati a migliorare la sicurezza, l’affidabilità e l’efficienza della rete di distribuzione dell’energia elettrica quale infrastruttura critica

e conseguire tempestivamente gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dagli accordi internazionali e dall'Unione Europea per il 2050, nonché al rafforzamento della difesa e della sicurezza delle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica anche contro i rischi di intrusione illecita e di attacchi informatici e cibernetici;

- la legge 207/24 prevede altresì che, con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, su proposta dell'Autorità, previa intesa, per gli aspetti di competenza, in sede di Conferenza unificata e previo parere delle Commissioni parlamentari competenti, siano definiti termini e modalità per la presentazione e la valutazione dei piani straordinari di investimento pluriennale;
- in ragione di ciò, con deliberazione 392/2025/R/EEL, l'Autorità ha formulato la proposta al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e al Ministero dell'Economia e delle Finanze per il decreto sui piani di investimento pluriennale finalizzati alla rimodulazione delle concessioni.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- nel documento per la consultazione 447/2025/R/EEL relativo alla revisione dei criteri parametrici di riconoscimento dei costi relativi al servizio di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, l'Autorità:
  - ha definito i propri orientamenti in merito al periodo di applicazione, prospettando l'applicazione della nuova metodologia fino all'anno 2031 e rinviando la revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale al completamento della disciplina prevista dalla legge 207/24 relativa alla rimodulazione della durata delle concessioni; ciò al fine di poter adeguare le modalità di riconoscimento dei costi di capitale all'evoluzione della normativa primaria relativa alle concessioni;
  - ha inteso ridurre il *lag* regolatorio da due ad un anno e utilizzare indici di rivalutazione del capitale e tassi di inflazione omogenei a quelli utilizzati per le imprese di maggiori dimensioni soggette al regime tariffario ROSS;
- in merito al riconoscimento e al relativo aggiornamento dei costi operativi per l'attività di distribuzione, gli orientamenti dell'Autorità sono sintetizzabili come segue:
  - aggiornare i criteri di riconoscimento dei suddetti costi in continuità con quanto effettuato nel precedente periodo regolatorio, con l'obiettivo di limitare gli elementi di discontinuità tariffaria;
  - aggiornare il costo operativo unitario calcolato per l'anno 2026 con cadenza annuale secondo il meccanismo del *price cap* con un tasso di recupero di efficienza (*X-factor*) pari a zero, considerando che una richiesta di efficientamento alle imprese è implicita nell'utilizzo di prezzi medi di settore, calcolati considerando i valori di tutte le imprese distributrici al fine di riflettere economie di scala;

- estendere alle imprese in regime tariffario parametrico la compilazione del prospetto dei CAS denominato “Grandezze Monetarie – informazioni tariffarie” in cui l’impresa stessa è chiamata a fornire una corretta perimetrazione dell’andamento dei costi operativi ricorrenti relativi alla gestione caratteristica;
- in merito al riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi di capitale per l’attività di distribuzione, l’Autorità ha rappresentato i seguenti orientamenti:
  - prorogare per gli anni 2026 e 2027 le modalità di riconoscimento dei costi di capitale così come definite nella deliberazione 237/2018/R/EEL, salvo introdurre la riduzione del *lag* regolatorio citato sopra, in attesa della completa definizione del quadro normativo circa la rimodulazione delle concessioni in essere;
  - attivare un monitoraggio del *trend* degli investimenti effettuati dalle imprese di minori dimensioni, per valutare gli impatti in termini tariffari che l’attuale meccanismo parametrico potrebbe avere alla luce del prossimo decreto relativo alla rimodulazione delle concessioni;
  - nell’ambito delle richieste di attivazione del fattore correttivo *g*, eliminare il requisito di cui al comma 3bis.5 della deliberazione 237/2018/R/EEL, lettera a), relativo al rapporto tra la potenza degli impianti di produzione e la potenza di trasformazione della cabina primaria cui è sottesa la rete;
- in merito ai criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi operativi per l’attività di misura, l’Autorità ha prospettato, in continuità con i criteri vigenti, che la quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi operativi sia posta pari al valore della quota parte a copertura dei costi operativi della tariffa per l’uso delle infrastrutture MISc(*INS-RAV*);
- in merito al riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi di capitale per l’attività di misura, l’Autorità ha espresso l’orientamento di riconoscere i costi di capitale in continuità con le modalità fino ad ora applicate, intervenendo limitatamente all’adeguamento del *lag* regolatorio,
- in merito alla semplificazione della struttura tariffaria, l’Autorità ha prospettato, coerentemente con la semplificazione introdotta per le imprese di maggiori dimensioni, l’unificazione dei parametri di distribuzione e misura, la definizione delle tariffe in euro per punto di prelievo servito senza differenziazione dei parametri tariffari per tipologia contrattuale, nonché l’eliminazione, nell’ambito della tariffa di misura, del dettaglio relativo alle quote parti a copertura dei costi di installazione e di verifica (*INS* e *RAV*);
- in merito alle tempistiche di approvazione delle tariffe di riferimento, l’Autorità ha inteso che la tariffa di riferimento relativa all’anno *t* venga definita e pubblicata entro il 31 marzo dell’anno *t+1* in modo da poter disporre delle variabili consuntive rilevanti ai fini tariffari in conseguenza della riduzione del *lag* regolatorio;
- in merito alle modalità di perequazione, l’Autorità ha prospettato:
  - di confermare il meccanismo di perequazione di cui all’articolo 36 del TIT 6PRDe e la possibilità per le imprese di partecipare ai meccanismi di acconto;

- che, in linea con le modifiche al *lag* regolatorio e con le tempistiche di determinazione della tariffa di riferimento, per l'anno  $t$  gli acconti siano fissati pari al 90% del valore dell'ammontare del saldo di perequazione stimato sulla base della tariffa di riferimento dell'anno  $t-1$  e dei volumi a consuntivo dell'anno  $t-2$  (ultimi dati disponibili a consuntivo al momento dell'attivazione del meccanismo di acconti) e che questi siano versati in due rate entro la fine dell'anno  $t$  e definitivamente saldati entro il 31 dicembre dell'anno  $t+1$ ;
- di confermare le disposizioni riguardanti il meccanismo di perequazione relativo ai costi di trasmissione e relativi acconti.

**CONSIDERATO CHE:**

- hanno risposto al documento per la consultazione 447/2025/R/EEL cinque soggetti, tra cui tre imprese distributrici e due associazioni di categoria rappresentative delle imprese distributrici di energia elettrica;
- le osservazioni hanno fatto emergere un generale apprezzamento per gli orientamenti espressi dall'Autorità;
- per una trattazione approfondita degli orientamenti prospettati dall'Autorità nel documento per la consultazione 447/2025/R/EEL e delle osservazioni pervenute in esito alla consultazione, si rimanda all'Allegato A del presente provvedimento.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- l'adozione del decreto di cui all'articolo 1, comma 50 della legge 207/2024 da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica risulta un presupposto essenziale per la corretta definizione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica per le imprese in regime tariffario parametrico.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- adottare una revisione dei criteri di riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo con un criterio parametrico;
- in relazione al periodo di applicazione della metodologia aggiornata, confermare l'orientamento di definire i criteri parametrici fino all'anno 2031, rinviando la revisione della metodologia di riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, al fine di tenere conto dell'evoluzione della disciplina relativa alle concessioni prevista dalla legge 207/24;
- confermare le proposte relative alla riduzione del *lag* regolatorio;
- in relazione ai criteri di riconoscimento ed aggiornamento dei costi operativi per il servizio di distribuzione:

- confermare le proposte del documento per la consultazione per la definizione dei costi operativi riconosciuti nel primo anno;
- confermare che l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti per gli anni successivi al 2026 sia effettuato con cadenza annuale, secondo il meccanismo del *price cap*, con un tasso di recupero di efficienza (*X-factor*) pari a zero;
- prevedere, nell'ambito del meccanismo del *price cap*, la possibilità di attivazione di 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 (*Y-factor*);
- richiedere alle imprese distributrici in regime tariffario parametrico la compilazione del prospetto dei CAS denominato "Grandezze Monetarie – informazioni tariffarie" finalizzato ad una corretta perimetrazione dei costi operativi riconoscibili, in coerenza con quanto previsto per le imprese di maggiori dimensioni;
- attivare un monitoraggio dei costi emergenti risultanti dall'applicazione delle disposizioni della deliberazione 385/2025/R/EEL in relazione alle procedure per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale - RIGEDI al fine di valutarne la natura, l'effettiva entità e l'eventuale modalità di riconoscimento tariffario;
- in relazione alla revisione dei criteri di riconoscimento e aggiornamento dei costi di capitale per il servizio di distribuzione:
  - rimandare tale revisione in esito alla definizione della disciplina delle concessioni prevista dalla legge 207/2024;
  - attivare un monitoraggio del *trend* degli investimenti effettuati dalle imprese di minori dimensioni per valutare gli impatti in termini tariffari che l'attuale meccanismo parametrico potrebbe avere alla luce del prossimo decreto relativo alla rimodulazione delle concessioni;
  - confermare la possibilità per le imprese distributrici di presentare istanza di attivazione del fattore correttivo *g* per il riconoscimento di specifici investimenti, modificando i requisiti di ammissibilità nei termini illustrati nel documento per la consultazione 447/2025/R/EEL nel caso di investimenti per la connessione di impianti di produzione – ossia eliminando il requisito previsto al comma 3bis.5 della deliberazione 237/2018/R/EEL, lettera a), relativo al rapporto tra la potenza degli impianti di produzione e la potenza di trasformazione della cabina primaria cui è sottesa la rete;
  - estendere l'applicazione della modifica di cui alla precedente alinea anche agli investimenti per la connessione di impianti di produzione effettuati nel periodo precedente, compreso tra 2017 e il 2023, al fine di garantire un riconoscimento tariffario più congruo e proporzionato rispetto alle finalità sottese al fattore correttivo *g*; difatti, l'esperienza applicativa del predetto istituto nel precedente periodo regolatorio, anche a fronte della specificità dei territori serviti, nonché alla luce delle ulteriori osservazioni pervenute dai partecipanti alla consultazione, ha

mostrato come il requisito previsto alla richiamata lettera a) del comma 3bis.5 della deliberazione 237/2018/R/EEL si sia rivelato non effettivamente dirimente ai fini della corretta applicazione del fattore correttivo g;

- conseguentemente, fissare un nuovo termine per la presentazione delle istanze di riconoscimento degli investimenti per la connessione di impianti di produzione consentendo, alla luce delle valutazioni di cui al precedente alinea (in merito alla concreta inutilità del requisito di cui all'attuale lettera a) del comma 3bis.5 della deliberazione 237/2018/R/EEL), a tutte le imprese distributrici che hanno effettuato tali investimenti nel periodo compreso tra 2017 e il 2023 di presentare istanza di riconoscimento di tali investimenti, qualora siano soddisfatti i requisiti previsti dall'articolo 3bis.5, alle lettere b) e c) della deliberazione 237/2018/R/EEL;
- in relazione ai criteri di riconoscimento e aggiornamento dei costi operativi e di capitale per l'attività di misura:
  - confermare gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 447/2025/R/EEL;
  - prevedere anche per l'attività di misura la compilazione del prospetto dei CAS denominato "Grandezze Monetarie – informazioni tariffarie";
  - attivare un monitoraggio dei costi operativi e di capitale sostenuti dalle imprese al fine di valutare eventuali necessità di adeguamento delle modalità di riconoscimento tariffario;
- in merito alla semplificazione della struttura tariffaria, confermare gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione 447/2025/R/EEL riguardo all'unificazione dei parametri tariffari di distribuzione e misura, alla definizione delle tariffe in euro per punto di prelievo servito, nonché all'eliminazione, nell'ambito della tariffa di misura, del dettaglio relativo alle quote parti a copertura dei costi di installazione e di verifica (INS e RAV);
- in merito alle tempistiche di approvazione delle tariffe di riferimento, alle modalità di perequazione ed ai relativi meccanismi di acconto di perequazione, confermare gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione 447/2025/R/EEL;
- modificare il TIT 6PRDe e il TIME 6PRDe coerentemente con le disposizioni del presente provvedimento;
- prevedere che, ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento relative all'anno 2026 per le imprese soggette al regime parametrico, si considerino le disposizioni della deliberazione 237/2018/R/EEL per il periodo 1° gennaio - 30 aprile 2026.

**RITENUTO, INOLTRE, OPPORTUNO:**

- subordinare la revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica per le imprese che servono meno di

- 25.000 punti di prelievo al completamento della disciplina relativa alla rimodulazione delle concessioni per la distribuzione di energia elettrica;
- prevedere uno specifico procedimento per tale revisione da avviare entro 60 giorni dalla pubblicazione del decreto previsto dall'articolo 1, comma da 50 della legge 207/2024

## **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 dell'energia elettrica, alle imprese distributrici di energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo si applica il regime parametrico di cui al presente provvedimento.
- 1.2 Per le imprese in regime parametrico, l'Autorità definisce e pubblica le tariffe di riferimento per l'anno  $t$  entro il 31 marzo dell'anno  $t+1$ , in via definitiva.

### **Articolo 2**

*Determinazione del livello iniziale per l'anno 2026 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, per l'anno  $t$ , espresso in euro per punto di prelievo, ( $C_{unit,t}^{opex}$ ), è così determinato:

$$C_{unit,t}^{opex} = 663,16523 * Energia_{t-1}^{-0,0808} * Densità_{t-1}^{-0,169}$$

dove:

- $Energia_{t-1}$  è l'energia elettrica distribuita, espressa in kWh, riferita all'anno  $t-1$ ;
- $Densità_{t-1}$  è la densità di utenza, calcolata come rapporto tra i punti di prelievo riferiti all'anno  $t-1$  (al netto dei punti relativi all'illuminazione pubblica) e i km di rete (in funzione al 31 dicembre dell'anno  $t-1$ , 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 15 utenti/km o superiore a 54 utenti/km, si considerano rispettivamente i medesimi valori minimo e massimo, considerati *floor e cap* per la variabile;

- il primo termine della formula è espresso a moneta 2026 facendo riferimento ad un tasso d'inflazione atteso per l'anno 2025 e 2026 e verrà rivisto con i tassi di variazione medi annui consuntivi rilevati dall'Istat.

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, per l'anno  $t$ , espresso in euro per punto di prelievo, ( $C_{unit,t}^{capex}$ ), è così determinato:

$$C_{unit,t}^{capex} = 3226,17485 * Energia_{t-1}^{-0,01017} * Densità_{t-1}^{-0,98208} * e^{Vetustà_{t-1} * 0,38490}$$

per le imprese in territorio montano

$$C_{unit,t}^{capex} = 2408,82898 * Energia_{t-1}^{-0,01017} * Densità_{t-1}^{-0,98208} * e^{Vetustà_{t-1} * 0,38490}$$

per le imprese in territorio non montano

dove:

- $Energia_{t-1}$  è l'energia elettrica distribuita, espressa in kWh, riferita all'anno  $t-1$ ;
- $Densità_{t-1}$  è la densità di utenza, calcolata come al precedente comma 2.1;
- $Vetustà_{t-1}$  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  $t-1$ ;
- 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 1.000 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 il tasso di variazione medio

- annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati dall'anno  $t-1$  all'anno  $t$  rilevato dall'Istat e un tasso di recupero della produttività pari a 0.
- 3.2 Il costo operativo unitario può essere aggiornato applicando un tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, attivato tramite specifiche istruttorie dell'Autorità volte ad accertare l'ammissibilità e l'entità di tali costi.
- 3.3 L'Autorità aggiorna in ciascun anno  $t$  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 dell'indice di rivalutazione del capitale con base 1 per l'anno  $t-1$  pari al valore dell'Indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione Europea relativo all'Italia (IPCA Italia), facendo riferimento all'indice generale pubblicato da Eurostat, coerentemente con la deliberazione 130/2025/R/COM.
- 3.4 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.

#### **Articolo 4**

##### *Costi riconoscibili con il fattore correttivo $g$*

- 4.1 I costi riconosciuti a copertura dei costi capitale possono tenere 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:
- obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità;
  - 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;
  - investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete;
  - rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili.
- 4.2 I costi riconducibili ad obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità, di cui al comma 4.1 lettera a), sono riconosciuti, al bisogno, secondo disposizioni e quantificazioni di volta in volta stabilite dall'Autorità.
- 4.3 Gli investimenti in alta o altissima tensione e in cabine primarie AT/MT di cui al comma 4.1 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.
- 4.4 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.
- 4.5 Gli investimenti funzionali alle richieste di connessione di impianti di produzione, di cui al comma 4.1 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.
- 4.6 Per il riconoscimento dei costi di cui al precedente comma, sostenuti in ciascun anno  $t$ , l'impresa distributrice è tenuta a dimostrare la sussistenza di tutti i seguenti elementi:
- la presenza di inversioni di flusso sulla cabina primaria AT/MT nell'anno  $t$  o nell'anno  $t+1$  per almeno un terzo delle ore annue;
  - di aver sostenuto investimenti strettamente riconducibili a richieste di nuove connessioni di impianti di produzione nell'ultimo quadriennio (dall'anno  $t-3$  all'anno  $t$ ) superiori del 20% rispetto a quelli sostenuti nel quadriennio precedente.
- 4.7 I rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili, di cui al comma 4.1 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.
- 4.8 I costi riconosciuti in ciascun anno  $t$  tramite l'applicazione del fattore correttivo  $g$  sono espressi in termini di costi unitari dividendo tali costi per il numero complessivo di punti di prelievo serviti dall'impresa nell'anno  $t-1$ , esclusi quelli relativi all'illuminazione pubblica.
- 4.9 L'impresa distributrice può presentare istanza per il riconoscimento del fattore correttivo  $g$ , annualmente, in concomitanza con le dichiarazioni delle informazioni nelle raccolte RAB, allegando tutte le informazioni rilevanti per la valutazione dell'istanza medesima.

## **Articolo 5**

### *Regime parametrico per il riconoscimento dei costi per il servizio di misura*

- 5.1 La quota parte delle tariffe di riferimento di cui all'articolo 34 del TIME 6PRDe a copertura dei costi operativi per il servizio di misura è posta pari al valore della

- quota parte delle componenti *MIS(INS-RAV)* delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di cui all'articolo 35 del TIME 6PRDe.
- 5.2 La quota parte delle tariffe di riferimento di cui all'articolo 34 del TIME 6PRDe a copertura dei costi capitale per il servizio di misura in media, alta e altissima tensione è posta pari al valore della quota parte delle componenti *MIS(INS-RAV)* delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di cui all'articolo 35 del TIME 6PRDe.
- 5.3 Ai fini della determinazione dei costi di capitale per il servizio di misura in bassa tensione, la quota parte delle tariffe di riferimento di cui all'articolo 34 del TIME 6PRDe è calcolata sulla base di una stratificazione degli investimenti lordi di ciascuna impresa ricostruita a partire da un profilo di installazione definito secondo le disposizioni di cui agli articoli 7 e 8 della deliberazione 237/2018/R/EEL e secondo le disposizioni dei commi 3.1 e 3.2 della deliberazione 106/2021/R/EEL, per gli investimenti effettuati a partire dall'anno 2022.
- 5.4 Ai fini della determinazione del costo riconosciuto per il servizio di misura le quote parti delle componenti *MIS(INS-RAV)* delle tariffe per l'uso delle infrastrutture richiamate ai commi 5.1 e 5.2, differenziate per tipologia contrattuale di cui al comma 2.2 del TIT 6PRDe, sono moltiplicate per i corrispondenti volumi di servizio relativi all'anno  $t-1$ . A tale costo è sommato il costo riconosciuto di capitale in bassa tensione di cui al comma 5.3.
- 5.5 Ai fini della determinazione del costo riconosciuto unitario, il costo riconosciuto di cui al comma 5.4 è diviso per il numero complessivo di punti di prelievo serviti dall'impresa nell'anno  $t-1$ , esclusi quelli relativi all'illuminazione pubblica.

### **Articolo 6**

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

- 6.1 Ai fini dell'aggiornamento annuale della quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di capitale in bassa tensione si applicano le disposizioni di cui all'articolo 5 della deliberazione 106/2021/R/EEL.

### **Articolo 7**

#### *Semplificazione della struttura delle tariffe di riferimento*

- 7.1 Le tariffe di riferimento sono definite congiuntamente per i servizi di distribuzione e di misura.
- 7.2 La tariffa di riferimento è espressa in euro per punto di prelievo servito, senza prevedere una differenziazione per tipologie contrattuali ed è ottenuta sommando i costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi e dei costi di capitale per il servizio di distribuzione di cui ai commi 2.1, 2.2 e 4.8 ed i costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi e di capitale per il servizio di misura di cui al comma 5.5.

## **Articolo 8**

### *Meccanismi di perequazione*

- 8.1 I meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e di misura e dei costi di trasmissione per le imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo, ivi inclusi i meccanismi di riconoscimento in acconto delle perequazioni, sono disciplinati dal Titolo VIII del TIT 6PRDe.

## **Articolo 9**

### *Disposizioni transitorie e finali*

- 9.1 A partire dal 1° maggio 2026, la deliberazione 237/2018/R/EEL è sostituita con il presente provvedimento, contenente altresì una Tavola di concordanza rispetto alla numerazione della deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 9.2 A decorrere dai termini di cui al precedente comma 9.1, il riferimento alla deliberazione 237/2018/R/EEL è sostituito dal riferimento al presente provvedimento.
- 9.3 La revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica è subordinata al completamento della disciplina relativa alla rimodulazione delle concessioni per la distribuzione di energia elettrica e oggetto di uno specifico procedimento da avviare entro 60 giorni dalla pubblicazione del decreto previsto dall'articolo 1, comma da 50 a 52 della legge 207/2024.
- 9.4 Ai fini della determinazione dei costi unitari riconosciuti per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per l'anno 2026 alle imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo, si applicano le disposizioni di cui alla deliberazione 237/2018/R/EEL fino al 30 aprile 2026.
- 9.5 Le imprese distributrici che hanno effettuato investimenti per la connessione di impianti di produzione nel periodo compreso tra il 2017 e il 2023 rispondenti ai requisiti previsti dall'articolo 3bis.5, lettere b) e c) della deliberazione 237/2018/R/EEL, senza la sussistenza del requisito di cui all'articolo 3bis.5, lettera a) della medesima deliberazione, possono presentare istanza di riconoscimento degli investimenti tramite fattore correttivo g, facendo riferimento alla modulistica di cui alla determinazione 03/2024 – DINE, entro e non oltre il 30 settembre 2026.
- 9.6 Le modalità e le tempistiche di gestione delle istanze di cui al comma 2.3 e al comma 4.1, ivi inclusa la necessità di specifica documentazione e/o certificazioni, nonché le modalità operative di gestione dei meccanismi di perequazione di cui all'Articolo 8, sono definite con apposite determinazioni del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia.
- 9.7 Il comma 21.1 del TIT 6PRDe è sostituito dal seguente comma 21.1: “Per le imprese non soggette ai criteri ROSS, l’Autorità definisce e pubblica, entro il 31 marzo

dell'anno t+1, le tariffe di riferimento a copertura dei costi per il servizio di distribuzione per il medesimo anno t.”.

- 9.8 Il comma 21.3 del TIT è soppresso.
- 9.9 Il comma 38.2 del TIT 6PRDe è sostituito dal seguente comma 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 del saldo di perequazione stimato sulla base della tariffa di riferimento dell'anno t-1 e dei volumi a consuntivo dell'anno t-2 e sono erogati in due rate entro la fine dell'anno t. Il saldo è previsto entro il 31 dicembre dell'anno t+1.”.
- 9.10 Le attività di monitoraggio riferite ai costi relativi alle procedure per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale – RIGEDI di cui alla deliberazione 385/2025/R/eel sono definite con successiva determinazione del Direttore responsabile della Direzione Infrastrutture Energia.
- 9.11 Il presente provvedimento è trasmesso alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.
- 9.12 Il presente provvedimento e i relativi *Allegati*, il TIT 6PRDe e il TIME 6PRDe come risultanti dalle modifiche apportate dal presente provvedimento, sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

28 aprile 2026

IL PRESIDENTE  
*Nicola Dell'Acqua*