

Allegato A

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

**ALLEGATO A
RELAZIONE TECNICA**

Allegato A

INDICE

PARTE I INTRODUZIONE	3
1. Inquadramento del procedimento.....	3
2. Struttura del documento	5
PARTE II REVISIONE DEI CRITERI DI REGOLAZIONE	6
3. Periodo di applicazione	6
4. Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi operativi del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	8
5. Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi di capitale del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	13
6. Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi operativi dei servizi di misura dell'energia elettrica	20
7. Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi di capitale del servizio di misura dell'energia elettrica	21
8. Struttura della tariffa di riferimento	23
9. Tempistiche di approvazione della tariffa di riferimento.....	25
10. Modalità di perequazione	26

Allegato A

PARTE I INTRODUZIONE

1. Inquadramento del procedimento

Contesto normativo

- 1.1 L'articolo 1, comma 92, della legge 4 agosto 2017, n. 124 (di seguito legge 124/2017) ha modificato l'articolo 38 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e ha stabilito 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):
 - a) non si applichino le disposizioni di separazione funzionale previste dai commi 1 e 2 del medesimo articolo 38 del decreto legislativo 93/11;
 - b) 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.
- 1.2 A seguito delle suddette disposizioni, a partire dal quinto periodo di regolazione (2016-2023), 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 (per le imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo) e un regime tariffario parametrico per le restanti imprese. In particolare, attualmente:
 - a) il regime tariffario individuale è disciplinato dal TIROSS 2024-2031 e dai Criteri applicativi ROSS;
 - b) i criteri di riconoscimento dei costi, nonché le modalità di applicazione del regime tariffario parametrico, sono disciplinati nella deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 1.3 Con il documento per la consultazione 423/2023/R/EEL l'Autorità ha proposto di effettuare la revisione del meccanismo di riconoscimento parametrico dei costi nell'ambito di un apposito procedimento da svolgersi nell'anno 2024, confermando tale orientamento con la deliberazione 616/2023/R/EEL.
- 1.4 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.
- 1.5 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) e di applicare anche per l'anno 2025 alle

Allegato A

- imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo il meccanismo di riconoscimento parametrico dei costi di cui alla deliberazione 237/2018/R/EEL, con un peso della tariffa parametrica pari al 100%.
- 1.6 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.
 - 1.7 Con il documento per la consultazione 447/2025/R/EEL (di seguito: DCO 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.
 - 1.8 Ai soggetti interessati è stata data la possibilità fornire le proprie osservazioni entro il 7 novembre 2025; hanno risposto al documento per la consultazione cinque soggetti, tra cui tre imprese distributrici e due associazioni di categoria rappresentative delle imprese distributrici di energia elettrica, presentando osservazioni che sono sintetizzate nelle successive sezioni del presente documento.
 - 1.9 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 DCO 447/2025/R/EEL.
 - 1.10 Il presente procedimento si svolge all'interno di un quadro normativo in evoluzione. In particolare, l'assetto del servizio di distribuzione dell'energia elettrica è disciplinato dal decreto legislativo 79/99 (c.d. Decreto Bersani) che 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).
 - 1.11 La legge 207/24 (c.d. Legge di Bilancio 2025) ha previsto 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 piani straordinari di investimento finalizzati a conseguire tempestivamente gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dagli accordi internazionali e dall'Unione Europea per il 2050.
 - 1.12 La medesima 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 suddetti piani straordinari di investimento pluriennale.

Allegato A

- 1.13 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, segnalando al MASE la possibilità di tener conto delle specificità di taluni operatori del settore (quali le imprese elettriche minori di cui all’articolo 7 della legge 10/91, le cooperative elettriche e, più in generale, le imprese di minore dimensione) che potrebbero comportare deroghe alla disciplina dettata dalla legge 207/24.

2. Struttura del documento

- 2.1 Oltre alla presente parte introduttiva, nel seguito del documento, per ciascun argomento trattato, sono riportati:
- a) una sintesi della regolazione vigente;
 - b) gli orientamenti dell’Autorità presentati nel DCO 447/2025/R/EEL;
 - c) la sintesi delle osservazioni pervenute in sede di consultazione;
 - d) le decisioni finali adottate dall’Autorità e le relative motivazioni.

Allegato A

PARTE II REVISIONE DEI CRITERI DI REGOLAZIONE

3. Periodo di applicazione

Regolazione vigente

- 3.1 La deliberazione 237/2018/R/EEL ha previsto un regime tariffario parametrico per le imprese distributrici di energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo per i servizi di distribuzione e di misura dal 2018 al 2023.
- 3.2 Con particolare riferimento al servizio di distribuzione, la deliberazione 237/2018/R/EEL ha previsto 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, con pesi crescenti assegnati alla tariffa parametrica fino a un regime parametrico “puro” a partire dall'anno 2024.
- 3.3 Il regime parametrico della deliberazione 237/2018/R/EEL, come richiamato nella parte introduttiva del presente documento, è stato prorogato fino al 30 aprile 2026.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 447/2025/R/EEL

- 3.4 L'Autorità ha proposto l'applicazione degli esiti della revisione della metodologia parametrica fino all'anno 2031, così da allineare per tutte le imprese distributrici le tempistiche di revisione dei criteri tariffari, considerando che il TIROSS disciplina la regolazione tariffaria delle imprese distributrici di maggiori dimensioni per il periodo 2024-2031.
- 3.5 In particolare, l'Autorità ha proposto di fissare il livello dei costi operativi per l'anno 2026, descrivendo i criteri di aggiornamento degli stessi fino all'anno 2031, e di subordinare 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, al fine di poter adeguare le modalità di riconoscimento dei costi di capitale all'evoluzione della normativa primaria relativa alle concessioni.

Esito della consultazione

- 3.6 Dalla consultazione è emerso un generale apprezzamento per gli orientamenti espressi dall'Autorità, in particolare per l'attenzione posta alla mutazione del contesto normativo in relazione agli obiettivi europei circa gli investimenti straordinari per la transizione energetica del settore ed all'evoluzione della normativa relativa alle concessioni in essere.
- 3.7 Infatti, è emersa una sostanziale condivisione della proposta di aggiornare i criteri di riconoscimento dei costi operativi, rinviando invece la decisione in

Allegato A

merito ai criteri di valutazione dei costi di capitale per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, al fine di valutare gli esiti della evoluzione normativa relativa alle concessioni.

- 3.8 Un'associazione ha suggerito di prevedere dei sub-periodi regolatori al fine di individuare eventuali necessità di aggiustamento della metodologia tariffaria o comunque di prevedere elementi di flessibilità e strumenti correttivi in grado di intercettare eventuali costi aggiuntivi che le imprese potrebbero dover fronteggiare nell'ambito della transizione energetica.
- 3.9 Un operatore ritiene necessario rivedere le modalità di riconoscimento dei costi di capitale sin da ora, per tenere conto delle acquisizioni di rami di distribuzione in occasione di operazioni straordinarie, ritenendole non adeguatamente riconosciute nella tariffa parametrica.

Decisione finale

- 3.10 Alla luce della generale condivisione della proposta, l'Autorità ritiene opportuno confermare i propri orientamenti espressi nel DCO 447/2025/R/EEL, e più in dettaglio:
- applicare la revisione dei criteri di riconoscimento dei costi operativi per il periodo 2026-2031;
 - rimandare la revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica successivamente al completamento del quadro normativo di riferimento in materia di concessioni.
- 3.11 In merito all'osservazione inerente all'introduzione dei sub-periodi di regolazione, l'Autorità ritiene che l'introduzione degli stessi possa provocare aggravii amministrativi e scarsa stabilità della regolazione. Inoltre, l'Autorità ritiene adeguati gli strumenti di flessibilità disponibili nella regolazione.
- 3.12 In particolare, con riferimento alle spese di capitale per il servizio di distribuzione, è possibile presentare istanza di riconoscimento di costi straordinari tramite la richiesta di attivazione del fattore correttivo g (cfr. capitolo 5) mentre con riferimento alle spese operative è prevista la possibilità di attivazione di un Y -factor, per costi riconoscibili derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, in coerenza con le previsioni della legge 481/95 (cfr. paragrafo 4.31).
- 3.13 Eventuali ulteriori necessità di revisioni della regolazione infra-periodo potranno essere valutate in esito all'evoluzione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale successivamente al completamento della normativa relativa alla rimodulazione delle concessioni.
- 3.14 Con particolare riferimento alla valorizzazione tariffaria di operazioni di natura straordinaria, va innanzitutto evidenziato che la regolazione vigente prevede meccanismi di incentivazione alle aggregazioni tra imprese distributrici, in un'ottica di riduzione degli operatori e di conseguimento di economie di scala

Allegato A

nello svolgimento delle attività in concessione. Le operazioni di razionalizzazione delle porzioni di rete che abbiano caratteri specifici, quali quelle evidenziate nelle risposte alla consultazione, in particolare se conseguenti ad interventi normativi di natura primaria, possono peraltro essere valutate nell'ambito delle specifiche istruttorie.

4. Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi operativi del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione vigente

- 4.1 Ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione 237/2018/R/EEL 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:

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

dove:

- $Energia_{t-2}$ è l'energia elettrica distribuita, espressa in kWh, riferita all'anno $t-2$;
 - $Densità_{t-2}$ è la densità di utenza, calcolata come rapporto tra i punti di prelievo riferiti all'anno $t-2$ (al netto dei punti relativi all'illuminazione pubblica) e i km di rete (in funzione al 31 dicembre dell'anno $t-2$, includendo, con riferimento sia alla rete BT che MT, oltre alla lunghezza delle dorsali, le diramazioni verso le utenze servite). Nel caso in cui tale variabile presenti un valore inferiore a 21 utenti/km o superiore a 67 utenti/km, si considerano rispettivamente i medesimi valori minimo e massimo, considerati *cap* e *floor* per la variabile.
- 4.2 Il comma 3.1 della deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che l'Autorità aggiorni annualmente il costo operativo unitario con il meccanismo del *price cap*.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 447/2025/R/EEL

- 4.3 L'Autorità ha proposto una revisione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi operativi in continuità con quanto effettuato nel precedente periodo di regolazione, con l'obiettivo di limitare gli elementi di discontinuità tariffaria, tenendo conto di una sostanziale stabilità nella struttura di costo che caratterizza le imprese del settore.
- 4.4 A tal fine, sono state sviluppate specifiche analisi di costo medio operativo (tramite la stima di funzione di costo di tipo Cobb-Douglas) basate sui dati contabili e sui dati relativi a grandezze tecnico-fisiche dichiarati da ciascuna

Allegato A

impresa nei Conti Annuali Separati (CAS), sui dati dichiarati nei sistemi di raccolta dati RAB e Volumi di servizio erogati e sulle grandezze tariffarie disponibili all'Autorità.

- 4.5 In particolare, nei modelli di regressione utilizzati, la variabile dipendente scelta è il costo operativo unitario (per punto di prelievo), calcolato in funzione delle voci di costo riconoscibile riportate nello schema di conto economico presente nei CAS; le variabili indipendenti considerate riguardano, invece, i prezzi dei fattori produttivi (lavoro e altri fattori), i volumi (energia distribuita) e la densità di utenza.
- 4.6 Attraverso tale stima è stato esplorato l'effetto delle variabili esogene sul livello di costo operativo unitario medio e confermato l'effetto positivo e significativo sul costo operativo unitario del prezzo dei fattori e un effetto negativo e significativo del quantitativo di energia distribuita e della densità di utenza.
- 4.7 In continuità con i criteri vigenti di riconoscimento dei costi, definiti con deliberazione 237/2018/R/EEL, l'Autorità non ritiene opportuno differenziare i costi operativi riconosciuti in funzione della dimensione delle imprese ed ha proposto di valorizzare i prezzi dei fattori produttivi con valori medi di settore.
- 4.8 L'Autorità ha invece proposto di ridurre il *lag* regolatorio da due ad un anno, ossia basare la determinazione del costo unitario per l'anno t sulle variabili relative all'anno $t-1$, determinando il costo operativo riconosciuto per l'anno 2026 sulla base delle variabili relative all'anno 2025.
- 4.9 Coerentemente con gli orientamenti sopra esposti, il costo unitario riconosciuto per ciascuna impresa è calcolabile come di seguito illustrato:

$$C_{unit,t}^{opex} = \Gamma^{opex} * Energia_{t-1}^{\alpha_1^{op}} * Densità_{t-1}^{\alpha_2^{op}}$$

dove il parametro Γ^{opex} risulta così determinato:

$$\Gamma^{opex} = \bar{p}_L * e^{Const^{op}} * \left(\frac{\bar{p}_A}{\bar{p}_L}\right)^{\beta_1^{op}}$$

dove $Const^{op} = 0,732$; $\beta_1^{op} = 0,781$; $\bar{p}_A = 64$ (a prezzi 2022); $\bar{p}_L = 66.385$ (a prezzi 2022)

- 4.10 Conseguentemente, l'Autorità ha proposto che il costo operativo unitario per punto di prelievo per l'anno 2026, considerando le variazioni attese dell'inflazione fino all'anno 2026, sia così calcolabile:

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

Allegato A

- 4.11 In continuità con le previsioni della deliberazione 237/2018/R/EEL (articolo 2) l’Autorità ha inoltre proposto di continuare a prevedere l’applicazione di un *floor* e di un *cap* alla variabile densità di utenza, corrispondenti rispettivamente al 25esimo e al 90esimo percentile della distribuzione della variabile densità del campione utilizzato, aggiornando i livelli già previsti dalla deliberazione 237/2018/R/EEL, prevedendo il nuovo *floor* pari a 15 utenti/km di rete ed il nuovo *cap* pari a 54 utenti/km di rete.
- 4.12 Infine, l’Autorità ha proposto di continuare a prevedere che le imprese che abbiano un livello di densità inferiore al *floor* possano presentare istanza per il riconoscimento del livello di densità effettivo, qualora dispongano di cartografia asseverata da perizia indipendente attestante la consistenza delle reti.
- 4.13 L’Autorità ha proposto che il costo operativo unitario calcolato per l’anno 2026 venga aggiornato annualmente tramite il meccanismo del *price cap*. In particolare, l’Autorità ha proposto di considerare gli effetti inflattivi tramite l’utilizzo del 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, al fine di riconoscere nella tariffa relativa all’anno t le variazioni di inflazione registrate fino al medesimo anno t , in analogia con i criteri previsti nella regolazione ROSS.
- 4.14 Con riferimento al tasso di recupero di efficienza (*X-factor*) l’Autorità ha proposto un valore pari a zero, considerando quale implicita richiesta di efficientamento l’utilizzo di un prezzo medio di settore calcolato considerando i valori di tutte le imprese distributrici, al fine di riflettere economie di scala.
- 4.15 L’Autorità, con finalità di monitoraggio dei costi operativi effettivi sostenuti dalle imprese distributrici riconoscibili ai fini tariffari, ha espresso l’orientamento a richiedere anche alle imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo la compilazione del prospetto “Grandezze Monetarie - informazioni tariffarie”, nell’ambito delle raccolte dati CAS, in cui l’impresa stessa è chiamata a dare una corretta perimetrazione dell’andamento dei costi operativi ricorrenti relativi alla gestione caratteristica. Le informazioni raccolte consentiranno all’Autorità di disporre di maggiori dati di dettaglio al fine di valutare l’andamento dei costi operativi sostenuti dalle imprese di minore dimensione in previsione delle prossime revisioni dei meccanismi tariffari.

Esito della consultazione

- 4.16 In relazione ai criteri di riconoscimento ed aggiornamento dei costi operativi per il servizio di distribuzione, i partecipanti alla consultazione hanno manifestato una generale condivisione, in particolare in merito alla coerenza della metodologia proposta rispetto a quella vigente.
- 4.17 Un’associazione condivide la proposta illustrata nel documento per la consultazione che comporta una sostanziale continuità con i criteri vigenti, ma al contempo evidenzia come le imprese distributrici di minori dimensioni necessitino di un quadro regolatorio in grado di coniugare elementi di flessibilità

Allegato A

e di stabilità, al fine di poter affrontare la rilevante sfida che il percorso della transizione energetica sta richiedendo.

- 4.18 Un'associazione ed un operatore ritengono che, nel dimensionamento dei costi operativi riconoscibili alle imprese, si debba tenere conto della più elevata dinamica dei prezzi presente in alcune zone del territorio italiano rispetto alla media nazionale.
- 4.19 Un operatore ha proposto di individuare, anche nella metodologia parametrica, similmente a quanto previsto nella regolazione tariffaria individuale, la quota di costi riconoscibili “*on top*”, da non sottoporre al meccanismo del *price cap*.
- 4.20 Un operatore ritiene che la variabile densità presente nella regolazione tariffaria parametrica incida in maniera eccessiva sui costi riconosciuti alle imprese e chiede di ridurre il valore *cap* di tale variabile applicabile ai fini del calcolo della tariffa di riferimento, in modo da ridurre l’impatto negativo di tale componente sul livello del costo riconosciuto.
- 4.21 Infine, un’associazione ed un operatore evidenziano costi emergenti connessi ad un aumento della produzione da fonti rinnovabili; in particolare rilevano nuovi costi a carico delle imprese distributrici connessi ad obblighi normativi imposti dall’Autorità con la deliberazione 385/2025/R/EEL (c.d. RIGEDI) per il monitoraggio e la riduzione della generazione distribuita.

Decisione finale

- 4.22 L’Autorità ritiene opportuno confermare la modalità di riconoscimento del livello iniziale del costo operativo unitario proposta nel DCO 447/2025/R/EEL, inclusa la proposta di ridurre il *lag* regolatorio da due anni ad uno, come di seguito riportata:

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

- 4.23 Il valore $\Gamma^{opex} = 663,16523$, calcolato in sede di predisposizione del documento per la consultazione, incorpora i valori di inflazione attesa per gli anni 2025 e 2026 disponibili al momento della pubblicazione del documento per la consultazione (entrambi pari a 1,5%) e verrà aggiornato con i tassi di variazione medi annui dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati dall’anno 2024 all’anno 2025 e dall’anno 2025 all’anno 2026 rilevati dall’Istat.
- 4.24 Inoltre, l’Autorità ritiene opportuno confermare la proposta di applicazione di un *floor* e di un *cap* alla variabile densità di utenza, rispettivamente pari a 15 utenti/km di rete e 54 utenti/km di rete.
- 4.25 A tal proposito, l’Autorità ritiene opportuno confermare, in continuità con la regolazione vigente, che le imprese che abbiano un livello di densità inferiore al *floor* possano presentare istanza per il riconoscimento del livello di densità

Allegato A

- effettivo, qualora dispongano di cartografia asseverata da perizia indipendente attestante la consistenza delle reti.
- 4.26 Rispetto alle osservazioni emerse nella consultazione, l’Autorità evidenzia come la variabile densità di utenza rappresenti una delle variabili di determinazione di costo principali, in accordo con le disposizioni della legge 124/17 relativa alla tariffazione parametrica per le imprese di minore dimensione. Peraltro, l’impatto di tale variabile sui costi riconosciuti è esito delle analisi econometriche condotte sulla base dei dati a disposizione relativi ai costi delle imprese distributrici.
- 4.27 Va inoltre evidenziato che la fissazione di valori di *cap* e *floor* opera nella direzione di attenuare l’impatto della variabile nei casi di livelli di densità particolarmente ridotti o particolarmente elevati. Inoltre, la possibilità lasciata alle imprese di presentare istanza per l’applicazione della densità effettiva nei casi in cui tale variabile risulti inferiore al *floor* consente alle imprese di valorizzare nei costi riconosciuti situazioni peculiari della rete. Ai fini della fissazione dei livelli di *cap* e *floor*, l’Autorità ritiene opportuno procedere in continuità con quanto già previsto nella deliberazione 237/2018/R/EEL facendo però riferimento alla distribuzione statistica degli ultimi dati disponibili utilizzati nelle analisi di regressione. Le analisi sui dati più recenti portano alla determinazione di valori di *cap* e *floor* pari 54 utenti/km di rete e 15 utenti/km, in riduzione rispetto ai valori previsti dalla deliberazione 237/2018/R/EEL (rispettivamente 67 utenti/km e 21 utenti/km) con un beneficio in termini di costi riconosciuti alle imprese.
- 4.28 L’Autorità conferma l’orientamento ad aggiornare annualmente il costo operativo unitario tramite il meccanismo del *price cap*, considerando:
- a) 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;
 - b) il tasso di recupero di efficienza (*X-factor*) pari a zero;
 - c) il tasso di variazione dei costi operativi per eventi imprevedibili ed eccezionali, mutamenti del quadro normativo e variazione degli obblighi relativi al servizio universale (*Y-factor*).
- 4.29 L’Autorità ritiene opportuno allineare il tasso di inflazione a quello utilizzato per le imprese di maggiori dimensioni sottoposte al regime tariffario ROSS, in modo da incorporare la dinamica dei prezzi nei costi riconosciuti in maniera più tempestiva rispetto al passato. Sempre in analogia con i criteri adottati per le imprese di maggiori dimensioni, e tenuto conto della natura parametrica dei criteri tariffari prevista dalla normativa primaria, l’Autorità non ritiene possibile utilizzare indici di inflazione zonali.
- 4.30 L’Autorità ritiene che anche il riconoscimento di costi “*on top*” risulti contrario alla logica parametrica alla base del sistema tariffario oggetto della presente delibera. Peraltro, il tasso di recupero di efficienza posto pari a zero non induce una richiesta di efficientamento annuo dei costi considerati incompressibili.

Allegato A

- 4.31 Con riferimento alla richiesta di prevedere strumenti di flessibilità per il riconoscimento di costi emergenti e imprevisti, come già anticipato nel capitolo 3, l’Autorità ritiene che l’*Y-factor*, attivabile tramite specifiche istruttorie dall’Autorità per modifiche dei costi operativi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, possa rappresentare uno strumento sufficiente di gestione delle incertezze.
- 4.32 Con riferimento alla segnalazione da parte di alcuni soggetti riguardo a costi emergenti risultanti dall’applicazione delle disposizioni previste nella deliberazione 385/2025/R/EEL (c.d. RIGEDI), l’Autorità rileva che tali costi non sono attualmente quantificabili con chiarezza. Conseguentemente, l’Autorità intende avviare un monitoraggio di tale tipologia di costi, con modalità operative che verranno definite con apposita determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia. La rilevazione di tali costi consentirà all’Autorità di valutarne la natura (costi operativi o di capitale) e la significatività, in modo da disporre di informazioni utili ad individuare eventuali modalità di riconoscimento tariffario.
- 4.33 Infine, per garantire un adeguato monitoraggio dei costi operativi effettivi sostenuti dalle imprese, l’Autorità ritiene opportuno richiedere anche alle imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo la compilazione del prospetto “Grandezze Monetarie - informazioni tariffarie”, nell’ambito delle raccolte dati CAS, già compilato dalle imprese di maggiore dimensione.

5. Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi di capitale del servizio di distribuzione dell’energia elettrica

Regolazione vigente

- 5.1 Il comma 2.2 della deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che il costo di capitale unitario per il servizio di distribuzione, incluso il servizio di commercializzazione del servizio di distribuzione, riconosciuto alle imprese in regime parametrico, nell’anno t , espresso in euro per punto di prelievo, sia determinato distintamente per tipologia di territorio servito (montano o non montano), considerando le variabili Energia, Densità e Vetustà (variabile che misura parametricamente l’anzianità delle immobilizzazioni nette delle imprese).
- 5.2 In dettaglio, 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:

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

Allegato A

per le imprese in territorio montano

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

per le imprese in territorio non montano

dove:

- $Energia_{t-2}$ è l'energia elettrica distribuita, espressa in kWh, riferita all'anno $t-2$;
- $Densità_{t-2}$ è la densità di utenza calcolata come rapporto tra i punti di prelievo riferiti all'anno $t-2$ (al netto dei punti relativi all'illuminazione pubblica) e i km di rete (in funzione al 31 dicembre dell'anno $t-2$, includendo, con riferimento sia alla rete BT che MT, oltre alla lunghezza delle dorsali le diramazioni verso le utenze servite). Nel caso in cui tale variabile presenti un valore inferiore a 21 utenti/km o superiore a 67 utenti/km, si considerano rispettivamente i medesimi valori minimo e massimo, considerati *floor* e *cap* per la variabile;
- $Vetustà_{t-2}$ è il rapporto, per il perimetro MT/BT, tra immobilizzazioni nette successive al 2007 e totale delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti effettuati fino all'anno $t-2$;
- imprese in territorio montano sono le imprese che, secondo la classificazione per fascia altimetrica ISTAT, servono una percentuale di territorio con altimetria superiore ai 600 metri maggiore del 50% (costruita come media delle percentuali di territorio montano dei comuni serviti, pesata per la superficie di ogni comune), ovvero le imprese che servono comuni con un dislivello altimetrico superiore ai 1.000 metri.

5.3 Nel caso in cui la variabile Densità presenti un valore inferiore a 21 utenti/km o superiore a 67 utenti/km, si considerano rispettivamente i medesimi valori minimo e massimo, considerati *floor* e *cap* per la variabile. La delibera 237/2018/R/EEL prevede che le imprese che abbiano un livello di densità inferiore al *floor* indicato, possono presentare istanza per il riconoscimento del livello di densità effettivo, qualora dispongano di cartografia asseverata da perizia indipendente attestante la consistenza delle reti.

5.4 L'articolo 3 della deliberazione 237/2018/R/EEL definisce le modalità di aggiornamento annuale del costo di capitale unitario, tenendo conto della variazione delle variabili Energia, Densità e Vetustà riferite all'anno $t-2$ (prevedendo un degrado sulla base di una vita utile convenzionale fissata pari a 25 anni) e del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi.

5.5 Inoltre, il comma 3.4 della medesima deliberazione prevede che i costi di capitale possano essere aggiornati annualmente tenendo anche 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:

Allegato A

- a) obblighi normativi o specifiche disposizioni dell’Autorità;
 - b) investimenti in alta tensione (ivi inclusi gli investimenti in cabine primarie) per i quali le imprese ne attestino la necessità ai fini del funzionamento della rete;
 - c) investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete;
 - d) rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili.
- 5.6 Con il documento per la consultazione 173/2023/R/EEL, l’Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito alla definizione dei costi di capitale riconoscibili attraverso il fattore correttivo *g*.
- 5.7 Con la deliberazione 616/2023/R/EEL, l’Autorità ha stabilito di integrare la deliberazione 237/2018/R/EEL con le modalità di riconoscimento dei costi di capitale attraverso il fattore *g*, prevedendo che i soggetti interessati a tali disposizioni potessero presentare osservazioni e proposte al fine di consentire eventuali adeguamenti o integrazioni delle previsioni di regolazione adottate.
- 5.8 Con la deliberazione 122/2024/R/EEL, adottata a valle della fase di consultazione prevista dalla deliberazione 616/2023/R/EEL descritta al punto precedente, l’Autorità ha confermato le modalità di riconoscimento dei costi col fattore correttivo *g*, inserendole all’articolo 3bis della deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 5.9 L’articolo 3bis della deliberazione 237/2018/R/EEL, con particolare riferimento alle istanze di attivazione del fattore correttivo *g*, oltre a fissare i requisiti di ammissibilità degli investimenti al riconoscimento tariffario specifico, nel caso di valutazione positiva delle istanze, prevede le modalità di riconoscimento tariffario dei costi ritenuti ammissibili.

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 447/2025/R/EEL

- 5.10 L’Autorità ha manifestato il proprio orientamento a rinviare la revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale definiti nella delibera 237/2018/R/EEL, al fine di evitare discontinuità tariffarie, in attesa della completa definizione del quadro normativo circa l’assetto del servizio di distribuzione e la rimodulazione delle concessioni in essere ai sensi dell’articolo 1, commi da 50 a 52 della legge 207/2024, ivi incluse eventuali deroghe alla disciplina per la rimodulazione delle concessioni che il legislatore potrà eventualmente introdurre per le imprese di minore dimensione.
- 5.11 L’unica modifica proposta nel documento per la consultazione riguarda la riduzione del *lag* regolatorio, che comporta la quantificazione dei livelli di costo unitario prendendo a riferimento le variabili all’anno $t-1$, in luogo di quelle relative all’anno $t-2$, ed allineando coerentemente l’indice di rivalutazione del capitale utilizzato, in analogia a quanto previsto dalla regolazione ROSS.
- 5.12 L’Autorità ha inoltre proposto di attivare un monitoraggio degli investimenti effettuati dalle imprese di minori dimensioni per valutare eventuali necessità di

Allegato A

adeguamento degli attuali criteri di riconoscimento dei costi di capitale, in ottica di una maggiore *cost reflectivity*, e per consentire la copertura degli investimenti alle imprese che effettivamente saranno coinvolte nella definizione di piani straordinari legati alla rimodulazione delle concessioni.

- 5.13 Nelle more della revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale, l’Autorità ha proposto di confermare la possibilità di richiedere l’attivazione del fattore correttivo *g*.
- 5.14 Con specifico riferimento al riconoscimento degli investimenti per la connessione di impianti di produzione, l’Autorità ha proposto di 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.

Esito della consultazione

- 5.15 Dalla consultazione è emersa una generale condivisione per gli orientamenti dell’Autorità riguardo il rinvio della revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale, in particolare in relazione all’attenzione posta alla mutazione del contesto normativo sia con riferimento agli obiettivi europei circa gli investimenti straordinari da sostenere per la transizione energetica del settore negli anni a venire e sia con riferimento all’evoluzione della normativa relativa alle concessioni in essere.
- 5.16 Un’impresa e una associazione di categoria hanno accolto con particolare favore la possibilità di attivare il fattore correttivo *g* per gli investimenti relativi alla connessione degli impianti di produzione in assenza del requisito in merito al rapporto tra la potenza degli impianti di produzione e la potenza di trasformazione della cabina primaria cui è sottesa la rete. Il medesimo operatore evidenzia come il medesimo criterio di riconoscimento tariffario tramite fattore correttivo *g* dovrebbe essere utilizzato per gli investimenti già sostenuti nel periodo di vigenza della deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 5.17 Un operatore ha richiesto che l’Autorità consideri di ampliare la tipologia di investimenti che rientrano nell’attivazione del fattore correttivo *g* agli interventi infrastrutturali imposti da altre Autorità o Enti pubblici e, similmente, un’associazione di categoria ha proposto un adattamento del fattore *g* che tenga adeguatamente in conto gli investimenti straordinari e i costi derivanti da incertezze degli operatori rispetto al cambiamento del quadro normativo, soprattutto per quanto riguarda gli investimenti in transizione energetica.
- 5.18 Un’associazione ha segnalato la necessità che il fattore correttivo *g* intercetti nel prossimo periodo regolatorio gli interventi di ammodernamento e/o di riassetto di impianti esistenti in alta tensione per garantire qualità e sicurezza del servizio di distribuzione, ritenendo limitativo il requisito che consente di procedere all’eventuale riconoscimento dei costi già sostenuti e dei costi ancora da sostenere nell’ambito dei soli investimenti già avviati.

Allegato A

Decisione finale

- 5.19 L’Autorità ritiene che il completamento della disciplina relativa alle concessioni, in particolare 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, costituisca un presupposto essenziale per la corretta definizione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale per le imprese in regime tariffario parametrico.
- 5.20 In ragione di tale considerazione, condivisa nell’ambito della consultazione dai soggetti interessati, l’Autorità ritiene opportuno subordinare la revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale 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, attraverso uno specifico procedimento da avviare entro 60 giorni dalla pubblicazione del decreto previsto dall’articolo 1, comma da 50 della legge 207/2024.
- 5.21 Nelle more di tale completamento, considerando il generale apprezzamento della proposta formulata, l’Autorità ritiene opportuno confermare le proposte illustrate nel documento per la consultazione, prorogando pro-tempore la formula di riconoscimento dei costi di capitale prevista nella deliberazione 237/2018/R/EEL modificando il *lag* temporale (riferimento alle variabili $t-1$ anziché $t-2$).
- 5.22 Sulla base di quanto sopra esposto la formula di riconoscimento dei costi unitari di capitale per l’anno t , espressa in euro per punto di prelievo, ($C_{unit,t}^{capex}$) è la seguente:

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

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 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);

Allegato A

- $Vetustà_{t-1}$ 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.
- 5.23 Con riferimento alla variabile densità di utenza, per ragioni di semplicità amministrativa, l'Autorità ritiene opportuno applicare anche alla formula relativa al riconoscimento dei costi di capitale i valori di *cap* e *floor* individuati nella formulazione relativa ai costi operativi (pertanto 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) nonché la gestione delle istanze di riconoscimento della densità effettiva.
- 5.24 L'Autorità ritiene opportuno confermare le modalità di aggiornamento del costo di capitale unitario, in particolare, aggiornare annualmente il costo di capitale unitario tenendo conto della variazione delle variabili Energia, Densità e Vetustà 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 le disposizioni della deliberazione 130/2025/R/COM.
- 5.25 Con particolare riferimento alla variabile Vetustà, l'Autorità ritiene opportuno confermare i criteri di aggiornamento dell'indice di Vetustà previsti dalla deliberazione 237/2018/R/EEL, facendo riferimento alle 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.
- 5.26 L'Autorità intende anche confermare i costi riconosciuti a copertura dei costi capitale possano 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:
- a) obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità;
 - b) investimenti in alta tensione (ivi inclusi gli investimenti in cabine primarie) per i quali le imprese ne attestino la necessità ai fini del funzionamento della rete;
 - c) investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete;

Allegato A

- d) rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili.
- 5.27 In merito alle modalità di riconoscimento delle differenti tipologie di costi derivanti da eventi eccezionali, l'Autorità è orientata a confermare gli orientamenti proposti nel DCO 447/2025/R/EEL, anche in considerazione della generale condivisione riscontrata dalle proposte formulate.
- 5.28 Con specifico riferimento al riconoscimento degli investimenti in alta tensione, l'Autorità ha già in passato espresso il proprio orientamento a ritenere più efficiente che la gestione degli *asset* di alta tensione venga effettuata dal TSO (cfr. paragrafo 7 del documento per la consultazione 423/2023/R/EEL). Si ritiene, infatti, che ciò consenta di ridurre la complessità di esercizio delle reti, evitando, ad esempio, la necessità da parte di Terna di impartire ordini di manovra degli interruttori AT alle imprese distributrici e consentendo altresì maggiore tempestività nell'implementazione delle scelte di rinnovo/potenziamento di *asset* (ad es. sistemi di protezione, interruttori, rimozione di componenti accessori limitanti il transito di potenza) correlate alle esigenze della rete.
- 5.29 Coerentemente con tale impostazione, l'Autorità ha introdotto all'articolo 44 del TIT 6PRDe un incentivo alla cessione da parte delle imprese distributrici a Terna degli *asset* di rete in alta e altissima tensione presenti sulle reti di distribuzione.
- 5.30 L'Autorità ritiene quindi non riconoscibili tramite fattore correttivo g gli investimenti in alta o altissima tensione e in cabine primarie AT/MT. La regolazione salvaguarda comunque il riconoscimento dei costi degli investimenti di tale tipologia ammessi o ammissibili, secondo le modalità previste dalla deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 5.31 Inoltre, con particolare riferimento al riconoscimento degli investimenti funzionali alle richieste di connessione di impianti di produzione, l'Autorità intende affinare i requisiti previsti dalla deliberazione 237/2018/R/EEL ritenendo opportuno che, per il riconoscimento dei costi sostenuti nell'anno t , l'impresa distributtrice dimostri la sussistenza di tutti i seguenti elementi:
- a) la presenza di inversioni di flusso sulla cabina primaria AT/MT nell'anno t nel quale è stato sostenuto l'investimento o nell'anno successivo per almeno un terzo delle ore annue;
 - b) 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.
- 5.32 I riferimenti temporali finalizzati alla verifica dei requisiti richiesti per il riconoscimento degli investimenti per le connessioni di impianti di produzione, sono stati adattati rispetto a quelli previsti dalla deliberazione 237/2018/R/EEL, al fine di rendere le disposizioni di cui al suddetto punto applicabili nel periodo di vigenza del presente provvedimento.

Allegato A

- 5.33 Tenuto conto delle valutazioni compiute in merito alla non concreta utilità del requisito relativo al rapporto tra la potenza degli impianti di produzione e la potenza di trasformazione della cabina primaria cui è sottesa la rete, di cui al comma 3bis.5 lettera a) della deliberazione 237/2018/R/EEL, e all'opportunità di eliminarlo anche con riferimento agli investimenti per la connessione di impianti di produzione effettuati in precedenza, l'Autorità ritiene opportuno consentire alle imprese distributrici che abbiano 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), senza la sussistenza del requisito di cui all'articolo 3bis.5, lettere a), di presentare un'unica 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.
- 5.34 Relativamente all'attivazione del fattore correttivo *g* per investimenti sostenuti a partire dall'anno 2024, l'Autorità ritiene opportuno confermare che ogni impresa distributtrice possa 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.
- 5.35 L'Autorità ritiene inoltre opportuno esprimere in termini di costi unitari anche i costi riconosciuti tramite l'applicazione del fattore correttivo *g*, dividendo tale costo per il numero complessivo di punti di prelievo serviti dall'impresa nell'anno *t-1*, esclusi quelli relativi all'illuminazione pubblica.
- 5.36 L'Autorità, infine, ritiene opportuno attivare un monitoraggio del *trend* degli investimenti effettuati dalle imprese di minori dimensioni, per valutare gli impatti in termini tariffari che l'attuale meccanismo di riconoscimento dei costi parametrico potrebbe avere alla luce del prossimo decreto relativo alle concessioni, al fine di rivedere, se necessario, in modo mirato gli attuali criteri di riconoscimento dei costi di capitale.

6. Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi operativi dei servizi di misura dell'energia elettrica

Regolazione vigente

- 6.1 Con riferimento alle imprese in regime parametrico, le disposizioni della deliberazione 237/2018/R/EEL prevedono che la quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi operativi per il servizio di misura sia pari alla quota parte a copertura dei costi operativi della tariffa per l'uso delle infrastrutture MISc(*INS-RAV*) definita per ciascuna tipologia contrattuale.

Allegato A

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 447/2025/R/EEL

- 6.2 L'Autorità ha proposto, in continuità con i criteri vigenti, che la quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi operativi per il servizio di misura sia posta pari al valore della quota parte a copertura dei costi operativi della tariffa per l'uso delle infrastrutture MISc (*INS-RAV*).

Esito della consultazione

- 6.3 Un'associazione di categoria evidenzia come i piccoli operatori abbiano uno svantaggio rispetto ai più grandi in merito al riconoscimento dei costi relativi all'attività di telegestione dei misuratori in quanto, nelle realtà più piccole, essa non comporta investimenti ma più spesso viene gestita "*in service*", generando costi operativi. L'associazione, in particolare, ritiene che le attività di telegestione possano essere riconosciute tramite costi operativi piuttosto che nei costi di capitale, come previsto dai meccanismi vigenti.

Decisione finale

- 6.4 L'Autorità ritiene opportuno confermare che la quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi operativi per il servizio di misura sia posta pari al valore della quota parte a copertura dei costi operativi della tariffa per l'uso delle infrastrutture MISc (*INS-RAV*).
- 6.5 A proposito dell'osservazione in merito al riconoscimento dei costi operativi emergenti per l'attività di telegestione, dall'analisi dei costi operativi riconoscibili attribuiti all'attività di misura rilevati nei CAS non emergono chiare evidenze riguardo ad un incremento dei costi operativi dell'attività di misura per le imprese di minori dimensioni.
- 6.6 L'Autorità ritiene opportuno, pertanto, rinviare ulteriori possibili valutazioni a valle di un monitoraggio dell'andamento dei costi operativi effettivi sostenuti dalle imprese, per il quale risulta necessario estendere anche alle imprese di minore dimensione, similmente a quanto avviene per le imprese in regime ROSS, la compilazione del prospetto "Grandezze Monetarie - informazioni tariffarie", nell'ambito delle raccolte dati CAS con riferimento all'attività di misura.
- 6.7 Si precisa, inoltre, che eventuali valutazioni dovranno essere svolte in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 106/2021/R/EEL, che prevede che il valore del capitale investito netto riconoscibile per il servizio di misura alle imprese che servono meno di 100.000 punti di prelievo sia determinato sulla base di un costo unitario di riferimento per misuratore, comprensivo dei costi di approvvigionamento e di installazione dei misuratori e anche dei costi relativi ai concentratori ed ai sistemi centrali e di tutti gli altri investimenti materiali ed immateriali relativi all'erogazione del servizio di misura.

Allegato A

7. Criteri di riconoscimento e relativo aggiornamento dei costi di capitale del servizio di misura dell'energia elettrica

Regolazione vigente

- 7.1 L'articolo 7 della deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che, anche con riferimento alla quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di capitale, la tariffa di riferimento per il servizio di misura relativa a punti di misura effettivi in media, alta e altissima tensione sia pari alla tariffa per l'uso delle infrastrutture MISc definita per le suddette tipologie contrattuali.
- 7.2 Con riferimento ai costi di capitale per il servizio di misura in bassa tensione, la regolazione vigente prevede invece il riconoscimento dei costi secondo le disposizioni della deliberazione 237/2018/R/EEL, salvo quanto previsto dalla deliberazione 106/2021/R/EEL, con riferimento al riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di *smart metering* 2G.
- 7.3 In dettaglio, l'articolo 7 della deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che la quota parte a copertura dei costi di capitale in bassa tensione sia quantificata sulla base di una stratificazione determinata tramite un profilo di installazione convenzionale dei misuratori valorizzato a un costo unitario medio di settore, relativo a misuratore e telegestore, pari a 126 euro/misuratore (a prezzi correnti 2014), ricostruito sulla base del numero di misuratori installati al 31/12/2014, applicando per gli anni successivi al 2014 un fattore di *turn over* pari al 2%. I costi di capitale in bassa tensione, per immobilizzazioni diverse dai misuratori elettronici e dai sistemi di telegestione, sono riconosciuti forfetariamente tramite una maggiorazione dell'1,5% dei costi di capitale.
- 7.4 Le suddette disposizioni sono integrate dall'articolo 3 della deliberazione 106/2021/R/EEL, secondo cui a partire dall'1 gennaio 2022 (o dall'1 gennaio 2023 nel caso di problemi di retrocompatibilità) le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo hanno l'obbligo di installare e di mettere in servizio, anche con funzionamento transitorio in modalità 1G, solo misuratori predisposti alle funzionalità 2G.
- 7.5 Ai sensi della deliberazione 106/2021/R/EEL, per ciascun anno il valore delle immobilizzazioni lorde è determinato sulla base del numero di misuratori 2G riconoscibili, valorizzati attraverso un costo unitario di riferimento pari a 145 euro/misuratore 2G messo in servizio (a prezzi correnti 2021), ad eccezione delle imprese distributrici che abbiano evidenziato problemi di retrocompatibilità, per le quali il costo unitario di riferimento è pari a 150 euro/misuratore 2G messo in servizio (a prezzi correnti 2021).
- 7.6 Il capitale investito netto ricostruito convenzionalmente come sopra indicato è ammortizzato secondo una vita utile convenzionale di 15 anni e opportunamente rivalutato.

Allegato A

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 447/2025/R/EEL

- 7.7 L’Autorità ha proposto di riconoscere i costi di capitale per il servizio di misura in continuità con le modalità fino ad ora applicate, intervenendo limitatamente all’adeguamento del *lag* regolatorio, in coerenza con quanto previsto per le imprese in regime tariffario ROSS.
- 7.8 Per quanto riguarda l’aggiornamento dei costi di capitale, l’Autorità ha proposto di considerare ai fini della determinazione dei livelli tariffari dell’anno t , un 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.

Esito della consultazione

- 7.9 I partecipanti alla consultazione hanno manifestato una sostanziale condivisione dell’approccio proposto.

Decisione finale

- 7.10 L’Autorità ritiene opportuno procedere ponendo 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 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.
- 7.11 Inoltre, l’Autorità ritiene opportuno determinare i costi di capitale per il servizio di misura in bassa tensione sulla base di una stratificazione degli investimenti lordi di ciascuna impresa ricostruita a partire da un profilo di installazione convenzionale, definito secondo le disposizioni di cui agli articoli 7 e 8 della deliberazione 237/2018/R/EEL e secondo le disposizioni della deliberazione 106/2021/R/EEL per gli investimenti effettuati a partire dall’anno 2022, considerando per la tariffa relativa all’anno t gli investimenti entrati in esercizio fino all’anno $t-1$ ai soli fini della remunerazione del capitale investito.
- 7.12 L’Autorità ritiene opportuno considerare ai fini della determinazione dei livelli tariffari dell’anno t , un 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.

8. Struttura della tariffa di riferimento

Regolazione vigente

- 8.1 Per le imprese in regime parametrico, l’articolo 5 della deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che la tariffa di riferimento TV1(*dis*) per il servizio di

Allegato A

distribuzione, ivi inclusa la commercializzazione del servizio di distribuzione, sia espressa in centesimi di euro/punto di prelievo, distinta per tipologie di contratto di cui al comma 2.2, lettere a), d), f), g) del TIT 5PRDe.

- 8.2 Con riferimento alla tariffa di misura, la deliberazione 237/2018/R/EEL fa riferimento alla struttura tariffaria riportata all'articolo 37 del TIME 5PRDe, che prevede che la tariffa di riferimento per il servizio di misura relativa a punti di misura effettivi in media, alta e altissima, tensione è pari alla tariffa MISc, differenziata per tipologia contrattuale, e che la tariffa di riferimento per il servizio di misura relativa ai punti di misura effettivi in bassa tensione è denominata T(MIS) ed è composta dalle seguenti componenti:
- a) $T(ins)$, espressa in euro per punto di misura effettivo, differenziata per tipologia contrattuale, a copertura dei costi relativi all'installazione e alla manutenzione delle apparecchiature di misura installate nei punti di misura effettivi in bassa tensione;
 - b) $T(rav)$, espressa in euro per punto di misura effettivo, differenziata per tipologia contrattuale, a copertura dei costi relativi alla gestione dei dati relativi a punti di misura effettivi in bassa tensione.
- 8.3 L'articolo 29 della deliberazione 497/2023/R/COM disciplina la semplificazione della struttura tariffaria per le imprese distributrici soggette alla regolazione ROSS, con particolare riferimento, per quanto qui rileva, alla:
- a) definizione delle tariffe di riferimento definitive, in euro per punto di prelievo servito, senza più prevedere una differenziazione dei parametri tariffari per tipologie contrattuali;
 - b) 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), sia nelle tariffe di riferimento che nella tariffa per l'uso delle infrastrutture.
- 8.4 Il comma 34.3 del TIME 6PRDe prevede che per tutte le imprese, la tariffa di riferimento comprende la componente $T(res)$, espressa in euro per punto di misura effettivo, a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione 292/06.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 447/2025/R/EEL

- 8.5 In coerenza con la semplificazione della struttura tariffaria introdotta nelle tariffe di riferimento per le imprese di maggiori dimensioni, l'Autorità ha proposto anche con riferimento alle imprese in regime parametrico:
- a) l'unificazione dei perimetri di distribuzione e di misura nella definizione delle tariffe di riferimento;
 - b) la definizione in euro per punto di prelievo servito delle tariffe stesse, senza prevedere una differenziazione per tipologie contrattuali;
 - c) 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).

Allegato A

Esito della consultazione

- 8.6 Non sono emerse obiezioni o punti di attenzione in relazione a questo tema nelle risposte al documento per la consultazione.

Decisione finale

- 8.7 L'Autorità ritiene opportuno confermare le proposte illustrate nel DCO 447/2025/R/EEL e procedere alla semplificazione della struttura della tariffa, in analogia alla semplificazione applicata alle tariffe di riferimento per le imprese in regime tariffario ROSS.
- 8.8 Considerando quanto previsto per il calcolo dei costi riconosciuti nel regime parametrico, l'Autorità ritiene che la tariffa di riferimento per ciascuna impresa distributrice in regime parametrico, per ciascun anno t , sia ottenuta sommando:
- i costi unitari riconosciuti nell'anno t a copertura dei costi operativi per il servizio di distribuzione;
 - i costi unitari riconosciuti nell'anno t a copertura dei costi di capitale per il servizio di distribuzione, ivi inclusi quelli derivanti dall'eventuale riconoscimento del fattore correttivo g di cui al punto 5.35;
 - i costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi e di capitale per il servizio di misura, ottenuti dividendo il costo riconosciuto a copertura del servizio di misura (come dal successivo paragrafo) per il numero complessivo di punti di prelievo serviti dall'impresa nell'anno $t-1$, esclusi quelli relativi all'illuminazione pubblica.
- 8.9 Il costo riconosciuto a copertura del servizio di misura, di cui al precedente alinea, si ottiene sommando:
- il prodotto delle quote parti delle componenti MIS(INS-RAV) delle tariffe per l'uso delle infrastrutture (a copertura dei costi operativi e, limitatamente alla media, alta e altissima tensione, a copertura dei costi di capitale), differenziate per tipologia contrattuale, per i corrispondenti volumi relativi all'anno $t-1$;
 - con riferimento ai costi di capitale in bassa tensione, la remunerazione del capitale investito e l'ammortamento calcolati sulla base di una stratificazione degli investimenti lordi di ciascuna impresa ricostruita a partire da un profilo di installazione convenzionale, definito secondo le disposizioni di cui agli articoli 7 e 8 della 237/2028/R/EEL e secondo le disposizioni della deliberazione 106/2021/R/EEL.
- 8.10 Il comma 34.3 del TIME 6PRDe prevede inoltre che per tutte le imprese, la tariffa di riferimento comprende la componente $T(res)$, espressa in euro per punto di misura effettivo, a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione 292/06.

Allegato A

9. Tempistiche di approvazione della tariffa di riferimento

Regolazione vigente

- 9.1 Il comma 21.1 del TIT 5PRDe e il comma 34.1 del TIME 5PRDe prevedono, per le imprese in regime tariffario parametrico, che l’Autorità definisca e pubblichi entro il 31 marzo dell’anno t le tariffe di riferimento a copertura dei costi per il servizio di distribuzione e misura per il medesimo anno t .

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 447/2025/R/EEL

- 9.2 L’Autorità ha proposto che la tariffa di riferimento dell’anno t venga definita e pubblicata entro il 31 marzo dell’anno $t+1$, coerentemente con l’accorciamento del *lag* regolatorio.
- 9.3 La proposta di riduzione del *lag* regolatorio formulata implica che per il calcolo della tariffa dell’anno t siano utilizzate le variabili (energia, densità e vetustà) relative all’anno $t-1$, nonché i parametri di inflazione relativi all’anno t e di rivalutazione del capitale investito con base 1 per l’anno $t-1$.
- 9.4 L’Autorità ha quindi proposto che le tariffe di riferimento siano determinate nell’anno $t+1$ in modo da disporre delle informazioni necessarie (cioè delle variabili relative all’anno $t-1$, dichiarate dalle imprese a titolo consuntivo nelle raccolte RAB EE e Volumi di servizio), e il tasso di inflazione relativo all’anno t .

Esito della consultazione

- 9.5 Un’associazione ha accolto con favore le tempistiche di determinazione proposte, sostenendo che tale intervento possa migliorare l’efficienza della gestione contabile delle imprese.
- 9.6 Un’associazione segnala che, per le imprese di distribuzione risulterebbe particolarmente utile valutare una possibile anticipazione di tale termine, affinché le stesse possano disporre il prima possibile di dati definitivi.
- 9.7 Un operatore sottolinea l’importanza che le tempistiche di approvazione delle tariffe siano quanto più coerenti con quelle di approvazione dei bilanci.

Decisione finale

- 9.8 L’Autorità ritiene opportuno confermare l’orientamento manifestato, prevedendo la determinazione della tariffa di riferimento dell’anno t entro il 31 marzo dell’anno $t+1$.
- 9.9 L’Autorità rileva che le date indicate non risultano comprimibili, a causa dei dati utilizzati e delle tempistiche con cui questi sono resi disponibili a consuntivo dalle imprese nelle raccolte dati.

Allegato A

- 9.10 L'Autorità ritiene altresì che gli effetti del *lag* temporale con cui vengono effettuate le determinazioni vengano efficacemente mitigati dall'applicazione dei meccanismi di acconti di perequazione (cfr. paragrafo 10.5)

10. Modalità di perequazione

Regolazione vigente

- 10.1 Al fine di 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, la regolazione prevede un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, definito all'articolo 36 del TIT 5PRDe.
- 10.2 L'articolo 38 del TIT 5PRDe prevede, inoltre, che per le imprese distributrici in regime tariffario parametrico, con riferimento alla perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e misura, siano previsti meccanismi di acconto a partecipazione facoltativa. In particolare, 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 $t+1$.
- 10.3 Il comma 38.3 del TIT 5PRDe prevede che il meccanismo di acconti per i costi del servizio di trasmissione sia a partecipazione obbligatoria, qualora si partecipi ai meccanismi di acconto di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica. 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 $t+1$.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 447/2025/R/EEL

- 10.4 Nel DCO 447/2025/R/EEL l'Autorità ha manifestato l'intenzione di confermare il meccanismo di perequazione di cui all'articolo 36 del TIT 5PRDe e la possibilità di partecipare ai meccanismi di acconto per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.
- 10.5 L'Autorità ha proposto altresì, in linea con le modifiche al *lag* regolatorio e con le tempistiche di definizione della tariffa che, con riferimento alla tariffa 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'erogazione delle rate) e che questi siano versati in due rate entro la fine dell'anno t , per essere definitivamente saldati entro il 31 dicembre dell'anno $t+1$.

Allegato A

- 10.6 L’Autorità inoltre ha proposto di non modificare i meccanismi di gestione degli acconti relativi alla perequazione dei costi di trasmissione vigenti.

Esito della consultazione

- 10.7 In relazione alla definizione dei meccanismi di acconto delle perequazioni, tutti i partecipanti alla consultazione hanno espresso generale approvazione per le proposte illustrate nel documento.

Decisione finale

- 10.8 L’Autorità ritiene opportuno confermare le proposte del documento per la consultazione in merito ai meccanismi di acconto delle perequazioni.
- 10.9 Le modalità operative di quantificazione e gestione delle perequazioni saranno contenute in apposita determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia.