

**DELIBERAZIONE 12 NOVEMBRE 2024**

**472/2024/R/EEL**

**INTEGRAZIONE DELLE DISPOSIZIONI IN MATERIA DI INCENTIVAZIONE CORRELATA AI BENEFICI DEGLI INTERVENTI SULLE RETI DI DISTRIBUZIONE**

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

Nella 1316<sup>a</sup> riunione del 12 novembre 2024

**VISTI:**

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/21);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL e il relativo Allegato A come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL) e il relativo Allegato A come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2019, 566/2019/REEL, recante l'approvazione del Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023 e, in particolare, il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIQE 2020-2023);
- il parere dell'Autorità 22 dicembre 2020, 574/2020/I/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2022, 9/2022/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 296/2023/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2023, 617/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 617/2023/R/EEL) e, in particolare, il relativo Allegato A, come

successivamente modificato e integrato, recante il Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027 (di seguito: TIQD);

- la deliberazione dell'Autorità 1 ottobre 2024, 392/2024/R/COM;
- la deliberazione dell'Autorità 22 ottobre 2024, 424/2024/R/EEL (di seguito: deliberazione 424/2024/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 22 ottobre 2024, 425/2024/R/EEL (di seguito: deliberazione 425/2024/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 22 ottobre 2024, 426/2024/R/EEL (di seguito: deliberazione 426/2024/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 26 settembre 2023, 423/2023/R/EEL;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 18 giugno 2024, 239/2024/R/COM;
- il documento di European Network of Transmission System Operators for Electricity "4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects - Final version approved by the European Commission" di aprile 2024.

**CONSIDERATO CHE:**

- l'articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 28/11, nella versione modificata dall'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21, prevede che il gestore della rete di distribuzione alla cui rete sono connessi almeno 100.000 clienti finali elabori, con cadenza biennale, previa consultazione pubblica, un piano di sviluppo della rete di competenza, tenuto conto delle modalità stabilite dall'Autorità;
- la deliberazione 296/2023/R/EEL ha aggiornato i requisiti in materia di piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica; in particolare:
  - a) il punto 2. della deliberazione prevede le modalità e le tempistiche per l'elaborazione e la consultazione pubblica dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione a partire dall'anno 2025;
  - b) il punto 3. della deliberazione definisce prime modalità per l'elaborazione dei piani di sviluppo, ad aggiornamento di quanto precedentemente disposto, con limitate integrazioni e, in particolare alla lettera g), definisce alcuni parametri per l'effettuazione dell'analisi dei costi e dei benefici degli interventi;
- l'articolo 82 del TIQD prevede che le imprese distributrici trasmettano all'Autorità entro il 31 marzo 2025 un'analisi dei costi e dei benefici per ciascun intervento oggetto di contributo pubblico almeno pari a un milione di euro;
- il Titolo 10 del TIQD (articoli da 78 a 80) prevede disposizioni di incentivazione correlata ai benefici degli interventi di sviluppo sulle reti di distribuzione per le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali soggette all'obbligo di predisporre piani di sviluppo della rete di distribuzione ai sensi della deliberazione 296/2023/R/EEL;

- come indicato nelle premesse della deliberazione 617/2023/R/EEL di adozione del TIQD, il meccanismo incentivante di cui al precedente alinea riprende ed evolve l'esperienza di applicazione del meccanismo di incentivazione "resilienza" di cui al Titolo 10 della Parte I del TIQE 2020-2023;
- l'articolo 79 del TIQD definisce la fase di prima applicazione della premialità per interventi di sviluppo, con istanze di ammissione degli interventi entro febbraio 2024, prevedendo in particolare che non siano ammissibili al meccanismo premiale gli interventi che sono già oggetto dell'incentivazione 2019-2024 per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione, definita al Titolo 10 della Parte I del TIQE 2020-2023;
- l'articolo 80 del TIQD riguarda la seconda fase di applicazione del meccanismo con:
  - a) istanze di ammissione relative a interventi di sviluppo che le imprese distributrici possono presentare all'Autorità entro il 30 giugno 2025, con:
    - i. data di avvio della realizzazione a partire dal 1° gennaio 2025 e data di completamento atteso entro il 31 dicembre 2027 (comma 1), senza prevedere specifiche disposizioni per gli interventi completati successivamente a tale termine;
    - ii. indicatore sintetico di benefici attualizzati su costi attualizzati superiore all'unità (comma 1);
  - b) approvazione da parte dell'Autorità con riserve di apportare modifiche e di definire condizioni specifiche (comma 2);
  - c) per ogni intervento ammesso al meccanismo premiale, un tetto al premio pari al 13% del valore minore tra il costo di investimento atteso dell'intervento dichiarato in sede di istanza e il costo di investimento effettivo dell'intervento dichiarato in sede di rendicontazione (comma 4);
  - d) obblighi di rendicontazione da parte delle imprese distributrici e disposizioni operative per la liquidazione delle partite economiche (commi da 7 a 10);
- l'articolo 80 del TIQD prevede, inoltre, che, con successivi provvedimenti, l'Autorità:
  - a) quantifichi la quota di premialità e che essa sia riferita al beneficio (lordo) atteso (comma 3);
  - b) definisca le categorie di beneficio che concorrono alla premialità e quelle che non vi concorrono, eventualmente aggiornando l'elenco definito all'articolo 79 del TIQD per la fase di prima applicazione (comma 5);
  - c) possa introdurre eventuali limiti alla spesa di investimento attesa ammissibile alla seconda fase di applicazione del meccanismo di incentivazione degli interventi di sviluppo (comma 6);
  - d) definisca i requisiti per la rendicontazione dell'avanzamento tecnico ed economico di ciascun intervento ammesso (comma 7);
- inoltre, l'articolo 79, comma 9, del TIQD prevede che, con eventuale provvedimento in esito alla fase di prima applicazione, l'Autorità possa introdurre requisiti minimi per la granularità e la composizione degli interventi di sviluppo.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- la fase di prima applicazione con le relative attività istruttorie e l'interlocuzione con le imprese distributrici hanno fornito indicazioni utili per la finalizzazione del meccanismo e, in particolare, fatto emergere, da un lato, l'opportunità di intervenire sulle categorie di beneficio e, dall'altro, di utilizzare formati standardizzati per le istanze;
- relativamente alle categorie di beneficio, è emersa - fra altri aspetti - l'opportunità di analizzare separatamente le sotto-componenti del beneficio "maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili, inclusi gli effetti di riduzione della mancata produzione da fonti rinnovabili per effetto di interruzioni" e l'opportunità di investigare benefici correlati al maggiore utilizzo del vettore elettrico e alla risoluzione della potenziale saturazione di alcune porzioni di rete per effetto della conseguente crescita attesa dei carichi;
- con riferimento ai formati standardizzati, quelli identificati e utilizzati nella fase di prima applicazione per la presentazione di ciascun intervento e delle relative informazioni principali possono essere funzionali anche alle fasi di rendicontazione che devono essere definite per la seconda fase del meccanismo;
- ancora relativamente alle categorie di beneficio, in una logica di coerenza complessiva delle valutazioni dell'Autorità sugli interventi infrastrutturali e in un contesto in cui sono ancora molto scarse le esperienze in ambito europeo e non vi sono documenti di riferimento a parte, per quanto applicabile, la metodologia di analisi costi benefici di ENTSO-E, è utile richiamare alcune disposizioni della deliberazione 627/2016/R/EEL, nel cui percorso di evoluzione nel corso degli anni l'Autorità ha previsto di non includere alcune categorie di beneficio inizialmente proposte, a causa della loro limitata robustezza, di non considerare più come beneficio, ma solo come impatto quantificato, l'ex beneficio B13 in quanto collegato a episodi a bassa frequenza e elevato impatto, e la scelta di non classificare fra le "categorie di beneficio base" gli aspetti legati alla variazione di emissioni inquinanti diverse dai gas climalteranti (ad es. ossidi e particolato).

**RITENUTO CHE:**

- sia necessario completare la regolazione relativa alla seconda fase di applicazione del meccanismo di cui all'articolo 80 del TIQD;
- nel dettaglio, sia necessario quantificare la quota di premialità per le istanze di ammissione al meccanismo incentivante da effettuarsi entro giugno 2025, confermando la potenza di incentivo (quota di premialità) del meccanismo di prima applicazione, pari a due annualità di beneficio (ammissibile a premialità) lordo atteso, poiché la fase di prima applicazione ha evidenziato un buon livello di partecipazione delle imprese distributrici in termini di istanze al meccanismo incentivante e ciò è segnale di una scelta di prima applicazione ragionevolmente calibrata in termini di potenza dell'incentivo;

- sia inoltre opportuno definire, per ciascuna impresa distributrice, un limite alla spesa di investimento attesa complessivamente ammissibile alla seconda fase di applicazione del meccanismo incentivante, considerata la ancora limitata esperienza nell'applicazione di questo tipo di meccanismi anche a livello europeo;
- a tal fine, sia opportuno:
  - a) prevedere che il limite alla spesa di investimento attesa sia correlato al numero di utenti BT serviti dall'impresa distributrice anziché all'ammontare della spesa di investimento nel piano di sviluppo dell'impresa distributrice, al fine di evitare rischi di sovrastima nella definizione degli interventi di piano e/o di loro tempistiche eccessivamente ottimistiche;
  - b) in particolare, prevederne in termini attesi un leggero incremento rispetto al limite adottato per la fase di prima applicazione, alla luce del progressivo miglioramento sperimentato in tale fase dell'attività di quantificazione dei benefici funzionale alla pianificazione da parte degli operatori degli interventi di sviluppo;
  - c) esplicitare le modalità di applicazione del limite alla spesa di investimento attesa ammissibile, anche al fine di consentire che interventi di significativa entità economica non siano esclusi dal meccanismo incentivante per effetto della loro entità;
- sia infine opportuno introdurre disposizioni operative di rendicontazione per la fase di istanza e per la disponibilità di documentazione relativa agli interventi di sviluppo, al fine di facilitare le attività di implementazione della regolazione e le attività di verifica; in tale ambito, sia tra l'altro opportuno esplicitare che gli interventi oggetto di istanza per la fase di seconda applicazione del meccanismo incentivante debbano essere identificati univocamente - ossia come singolo intervento o come combinazione di due o più interventi - nell'edizione 2025 del piano di sviluppo dell'impresa distributrice;
- sia opportuno apportare le seguenti ulteriori modifiche alla disciplina del TIQD finalizzate a mantenere coerenza delle disposizioni dell'Autorità:
  - a) aggiornare le disposizioni di cui all'articolo 80, comma 7 e all'articolo 82, comma 1, del TIQD, per esigenze di semplicità amministrativa e di coerenza delle disposizioni dell'Autorità, rispettivamente;
  - b) confermare il principio di non sovrapposizione degli interventi ammessi ad altri meccanismi di incentivazione con gli interventi ammessi alla seconda fase di applicazione.

**RITENUTO, INOLTRE, CHE:**

- sia altresì necessario definire le categorie di beneficio che concorrono alla premialità e quelle che non vi concorrono, sulla base dell'esperienza di prima applicazione e di alcune proposte formulate dalle imprese distributrici nell'ambito degli incontri tecnici funzionali alla predisposizione dei piani di sviluppo 2025;

- sia conseguentemente necessario aggiornare la deliberazione 296/2023/R/EEL al fine di definire le categorie di beneficio nonché prevedere la definizione delle categorie di impatti quantificati per l'elaborazione di eventuali analisi costi benefici per alcuni investimenti di sviluppo, ove fattibile e rilevante;
- nel dettaglio, in tema di definizione delle categorie di beneficio, sia opportuno prevedere una più dettagliata categorizzazione dei benefici, stabilendo in particolare l'esplicitazione separata o l'inserimento di tre nuove categorie di beneficio, al fine di meglio considerare:
  - a) gli effetti di integrazione di fonti di energia rinnovabile, che vengono distinti tra maggiore produzione per effetto di minori interruzioni, maggiore produzione per effetti di minori variazioni di tensione, maggiore produzione per effetto di minore saturazione "in risalita" per vincoli di corrente;
  - b) gli interventi di rete a supporto della maggiore elettrificazione degli usi finali dell'energia, facendo riferimento alla cosiddetta "energia in *overload*" ossia ai periodi di tempo - con granularità quartoraria o eventualmente oraria - in cui si potrebbe determinare un flusso di energia su un asset di rete "da monte a valle" superiore al valore limite preso a riferimento per i calcoli di pianificazione, e fermo restando che resta da valutare quale sia il coefficiente di valorizzazione più adatto - in linea di principio, un *Value of Flexibility* - per effettuare la monetizzazione del beneficio;
- sempre in tema di definizione delle categorie di beneficio, non sia opportuno introdurre le seguenti categorie:
  - a) saturazione in prelievo con impossibilità di connessione di nuovi utenti con tetti fotovoltaici, poiché il concetto di impossibilità di connessione di utenti misti attivi e passivi per venticinque anni non risulta compatibile con le azioni di progressiva flessibilizzazione della domanda;
  - b) miglioramento delle interazioni con gli utenti, poiché un singolo intervento difficilmente avrebbe impatti in termini di riduzione di personale delle imprese distributrici dedicato alle interazioni con gli utenti, quali gestione di reclami e di richieste di informazioni, inoltre la quantificazione dell'effetto fisico di riduzione attività sarebbe caratterizzata da eccessiva incertezza;
  - c) miglioramento della *cybersecurity*, poiché - oltre alla problematica intrinseca di trattare in un'analisi costi benefici eventi cosiddetti HILF (*High Impact Low Frequency*) - sia la quantificazione fisica del numero di minori episodi attesi sia la relativa monetizzazione non sono supportate al momento da informazioni sufficientemente robuste;
- in tema di categorie di impatti qualificati sia opportuno prevedere la definizione degli impatti fisici (c.d. quantificazione) in termini di variazione delle emissioni di gas diverse da quelle climalteranti, ma non la relativa monetizzazione, poiché le tecniche di monetizzazione per questo tipo di beneficio continuano a essere

oggetto di eccessive incertezze, come testimoniato dalla mancata monetizzazione in ambito europeo nell'analisi costi benefici di ENTSO-E;

- sulla base della sopra richiamata definizione delle categorie di beneficio, relativamente al meccanismo incentivante sia opportuno prevedere che la categoria di beneficio relativa alla riduzione attesa delle interruzioni in condizioni ordinarie (BA3) sia funzionale solo all'ammissibilità e non concorra alla premialità, per i parziali effetti di sovrapposizione con la regolazione incentivante la riduzione della durata e del numero di interruzioni;
- sia opportuno prevedere che, con successivo provvedimento, vengano definite disposizioni specifiche e ulteriori per le modalità di calcolo e per le valorizzazioni e altri parametri relativi a ciascuna categoria di beneficio

### **DELIBERA**

1. di aggiungere all'articolo 80 del TIQD, dopo il comma 10, i seguenti commi:

- “80.11 Fatta salva l'applicazione del tetto di cui al comma 4 del presente articolo, la quota di premialità per ogni intervento ammesso al meccanismo è pari a due annualità di beneficio (lordo, ammissibile a premialità) atteso.
- 80.12 Ai fini delle istanze di cui al presente Articolo 80 e delle analisi dei costi e dei benefici di cui al successivo Articolo 82 si utilizzano le categorie di beneficio e le categorie di impatto di cui al punto 3 della deliberazione 296/2023/R/EEL.
- 80.13 Concorrono a premialità le valorizzazioni dei benefici appartenenti alle categorie BP1, BP2, BP4, BP5, BP6, BP7, BP8, BP9, BP10, BP11, BP12 e BP13 di cui al punto 3 della deliberazione 296/2023/R/EEL.
- 80.14 Non concorrono a premialità i benefici appartenenti alle categorie BA3 e BA10 di cui al punto 3 della deliberazione 296/2023/R/EEL.
- 80.15 Ai fini della verifica di ammissibilità di cui alla lettera b) del comma 1 del presente articolo tutte le categorie di beneficio di cui al punto 3 della deliberazione 296/2023/R/EEL vengono attualizzate all'anno di esecuzione dell'analisi e confrontate con i costi totali attualizzati.
- 80.16 L'istanza può riguardare investimenti per un valore complessivo fino al prodotto tra 85 euro/utente e il numero di utenti BT nel territorio servito dall'impresa distributrice al 31 dicembre 2024.
- 80.17 L'impresa distributrice può presentare un solo intervento la cui presenza porta a eccedere il prodotto di cui al comma precedente. In tal caso, l'impresa distributrice specifica tale intervento e la quota percentuale - rispetto all'investimento atteso totale - nonché l'ammontare dell'investimento oggetto di istanza. L'analisi costi benefici e la rendicontazione vengono effettuate con riferimento all'intero intervento, mentre le altre disposizioni, quali ad esempio il tetto al premio di cui all'articolo 80, comma 4, fanno riferimento alla quota percentuale suddetta.

- 80.18 Gli interventi proposti in istanza di ammissione devono essere identificati univocamente nell'edizione 2025 del piano di sviluppo, ossia corrispondere a uno o più interventi di esso.
- 80.19 Non sono ammissibili al meccanismo premiale gli interventi che sono già oggetto di ammissione ad altri meccanismi di incentivazione previsti dalle disposizioni dell'Autorità.
- 80.20 Le modalità operative per la presentazione dell'istanza di ammissione sono definite dalla Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità.
- 80.21 Le imprese distributrici conservano, per almeno cinque anni, la documentazione atta a certificare l'intervento tecnico effettuato, la data di entrata in esercizio effettiva ed i costi a consuntivo, nonché il calcolo ex-ante dei benefici.
2. di modificare la deliberazione 296/2023/R/EEL, come di seguito:
- a) dopo l'articolo 3, lettera g), è aggiunta la seguente lettera g-bis:  
g-bis) adottati, per l'elaborazione di eventuali analisi costi benefici per alcuni investimenti di sviluppo, ove fattibile e rilevante, le seguenti categorie di beneficio e le seguenti categorie di impatti quantificati:
    - a) BP1 - riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni di ondata di calore;
    - b) BP2 - riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali grazie all'incremento della resilienza della rete a fronte di eventi estremi localizzati quali ad esempio le condizioni definite alle lettere a), b), d) ed e) dell'articolo 79, comma 8, del TIQD;
    - c) BA3 - riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni ordinarie;
    - d) BP4 - costi evitati attesi, sia diretti sia in termini di emissioni evitate di CO<sub>2</sub>, per azioni di emergenza a seguito di interruzioni nelle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BP3, incluse la mancata attivazione di gruppi di generazione di emergenza, la riduzione dei costi addizionali di personale e la riduzione dei costi addizionali per l'utilizzo di veicoli di pronto intervento;
    - e) BP5 - riduzione attesa delle interruzioni della produzione di impianti da fonti di energia rinnovabili nelle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BP3;
    - f) BP6 - riduzione attesa di buchi di tensione severi;
    - g) BP7 - costi evitati attesi di manutenzione straordinaria post-guasto per effetto dell'intervento;
    - h) BP8 - costi evitati attesi di esercizio e manutenzione su base continuativa quali ad esempio interventi preventivi evitati, taglio piante evitato, riduzione dei consumi idrici dei trasformatori;
    - i) BP9 - nei casi di interventi di interconnessione alla rete di porzioni di rete precedentemente isolate, riduzione attesa del costo di produzione dell'energia elettrica e delle emissioni di CO<sub>2</sub> o altri effetti di risparmio determinati dalla sostituzione del vettore energetico;

- j) BP10 - riduzione (o, con segno negativo, incremento) di emissioni di CO<sub>2</sub> per effetto della variazione attesa delle perdite di rete;
  - k) BA10 - effetti economici diretti della variazione attesa delle perdite di rete, quantificata in termini fisici in coerenza con il beneficio BP10.
  - l) BP11 - effetti, sia in termini di costi evitati diretti sia di emissioni evitate di CO<sub>2</sub>, di riduzione attesa dei distacchi di energia da fonte rinnovabile per effetto di variazioni di tensione;
  - m) BP12 - effetti, sia in termini di costi evitati diretti sia in termini di emissioni evitate di CO<sub>2</sub>, di riduzione attesa della saturazione delle immissioni di energia da fonte rinnovabile per effetto di vincoli di corrente dalla rete di distribuzione a valle verso la rete di distribuzione a monte o la rete di trasmissione o di altri vincoli diversi dalla situazione identificata dal beneficio BP11;
  - n) BP13 - effetti di riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia elettrica per effetto di vincoli di rete, con riferimento a cabine primarie o a porzioni di rete in media tensione o a cabine secondarie.
  - o) I4 - riduzione attesa di emissioni inquinanti senza effetto climalterante per azioni evitate di cui al beneficio BP4;
  - p) I9 - riduzione attesa di emissioni inquinanti senza effetto climalterante per circostanze di cui al beneficio BP9;
  - q) I10 - variazione attesa di emissioni inquinanti senza effetto climalterante per effetto della variazione attesa delle perdite di rete;
  - r) I11 - riduzione attesa di emissioni inquinanti senza effetto climalterante per circostanze di cui al beneficio BP11;
  - s) I12 - riduzione attesa di emissioni inquinanti senza effetto climalterante per circostanze di cui al beneficio BP12.
3. di modificare inoltre il TIQD come di seguito:
- a) all'articolo 80, il comma 3 è soppresso;
  - b) all'articolo 80, il comma 5 è soppresso;
  - c) all'articolo 80, il comma 6 è soppresso;
  - d) all'articolo 80, comma 7, le parole “secondo i requisiti definiti con successivo provvedimento dall’Autorità” sono sostituite dalle seguenti parole “secondo le modalità operative definite dalla Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità”;
  - e) all'articolo 82, comma 1, le parole “disposizioni di cui al precedente Articolo 61 e della deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL” con le seguenti parole “disposizioni di cui alla deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL”;
4. di prevedere che con successivo provvedimento dell’Autorità vengano definite disposizioni specifiche per le modalità di calcolo e per le valorizzazioni e altri parametri relativi a ciascuna categoria di beneficio, ulteriori a quanto previsto dalla deliberazione 296/2023/R/EEL;

5. di pubblicare il presente provvedimento, la deliberazione 296/2023/R/EEL e il TIQD, come integrati e modificati dal presente provvedimento, sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

12 novembre 2024

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*