

**DELIBERAZIONE 27 FEBBRAIO 2024**

**55/2024/R/EEL**

**APPROVAZIONE DELLA REGOLAZIONE OUTPUT-BASED DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA, PER IL PERIODO 2024-2027**

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

Nella 1284<sup>a</sup> riunione del 27 febbraio 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;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito anche: DPCM 11 maggio 2004);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione 250/04);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/elt 43/09;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2010, ARG/elt 99/10;
- la deliberazione dell'Autorità 31 gennaio 2013, 40/2013/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 653/2015/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2017, 579/2017/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2017, 884/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 884/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 8 marzo 2018, 129/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 129/2018/R/EEL);

- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2018, 698/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 698/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 567/2019/R/EEL), recante l’aggiornamento della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 e, in particolare, il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito anche: regolazione *output-based* 2020-2023);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 568/2019/R/EEL) e, in particolare, il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 21 maggio 2020, 176/2020/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 3 novembre 2020, 436/2020/R/EEL (di seguito: deliberazione 436/2020/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 26 ottobre 2021, 446/2021/R/EEL (di seguito: deliberazione 446/2021/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 30 novembre 2021, 548/2021/E/EEL (di seguito: deliberazione 548/2021/E/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 31 gennaio 2022, 23/2022/R/EEL (di seguito: deliberazione 23/2022/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 25 ottobre 2022, 527/2022/R/COM (di seguito: deliberazione 527/2022/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 24 gennaio 2023, 15/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 15/2023/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM (di seguito: deliberazione 163/2023/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 18 aprile 2023, 166/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 166/2023/R/EEL), recante l’avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027;
- la deliberazione dell’Autorità 17 ottobre 2023, 473/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 473/2023/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 31 ottobre 2023, 497/2023/R/COM (di seguito: deliberazione 497/2023/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 615/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 615/2023/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 616/2023/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 617/2023/R/EEL e, in particolare, il relativo Allegato A, 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 relazione tecnica ai testi integrati della regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023;

- il documento per la consultazione dell’Autorità 13 settembre 2022, 422/2022/R/EEL;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 26 settembre 2023, 423/2023/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 423/2023/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 17 ottobre 2023, 474/2023/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 474/2023/R/EEL);
- le osservazioni in risposta ai suddetti documenti per la consultazione, pubblicamente disponibili sul sito internet dell’Autorità;
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete) e i relativi Allegati, come verificati positivamente dall’Autorità, e in particolare, i documenti di Terna S.p.A., Allegato A.20, Allegato A.24, Allegato A.54 Allegato A.66, Allegato A.72, Allegato A.74 e Allegato A.76;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità del 30 marzo 2020 n. 7/2020, recante l’approvazione delle istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di trasmissione dell’energia elettrica.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- con la deliberazione 250/04 l’Autorità ha disposto direttive per l’adozione del codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- il Titolo 8 dell’Allegato A alla deliberazione 250/04 definisce obblighi in materia di qualità del servizio di trasmissione, incluso l’obbligo di pubblicazione di un rapporto annuale in materia di continuità e qualità della tensione;
- con le deliberazioni 653/2015/R/EEL e 567/2019/R/EEL, l’Autorità ha definito i criteri di regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell’energia elettrica, per il quinto periodo di regolazione 2016-2023; in tale contesto:
  - a) con la deliberazione 884/2017/R/EEL, l’Autorità ha adottato disposizioni per la prima attuazione di meccanismi di regolazione *output-based*;
  - b) con la deliberazione 129/2018/R/EEL, l’Autorità ha adottato ulteriori disposizioni, fra cui l’introduzione di una incentivazione sperimentale alla realizzazione di capacità addizionale di trasporto fino a valori di capacità obiettivo;
  - c) con la deliberazione 698/2018/R/EEL, l’Autorità ha definito un primo insieme di parametri e obiettivi per il suddetto meccanismo incentivante;
  - d) con la deliberazione 446/2021/R/EEL, l’Autorità ha aggiornato i parametri e gli obiettivi per il meccanismo incentivante;
- con la deliberazione 627/2016/R/EEL, l’Autorità ha adottato disposizioni per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale dell’energia elettrica e approvato requisiti minimi per le valutazioni di competenza dell’Autorità e per l’elaborazione di analisi costi-benefici degli interventi;
- con la deliberazione 548/2021/E/EEL, l’Autorità ha previsto che Terna fornisca all’Autorità informazioni dettagliate, con un report preliminare e aggiornamenti su base mensile, per tutti i guasti e le altre indisponibilità di durata superiore a due

settimane che interessino i collegamenti di interconnessione con Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia e per tutti i collegamenti in cavo sottomarino;

- con la deliberazione 166/2023/R/EEL, l’Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il sesto periodo di regolazione (2024-2027);
- con il documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, l’Autorità ha presentato i propri orientamenti in materia di criteri di regolazione infrastrutturale (tariffari, di regolazione *output-based* e della qualità) del servizio di trasmissione per il sesto periodo di regolazione; le osservazioni pervenute in risposta al documento per la consultazione 474/2023/R/EEL sono rese disponibili sul sito internet dell’Autorità;
- nel dettaglio, relativamente ai criteri di regolazione *output-based* e della qualità, con il documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, l’Autorità ha sottoposto a consultazione orientamenti finali relative a:
  - a) incentivazione all’ottenimento di contributi pubblici;
  - b) regolazione incentivante per la capacità di trasporto tra zone;
  - c) regolazione incentivante l’efficienza dei costi di investimento;
  - d) regolazione incentivante la continuità del servizio;
  - e) servizi di mitigazione resi alle imprese di distribuzione;
  - f) standard individuali di qualità;
  - g) disponibilità e indisponibilità degli asset di rete e dei collegamenti HVDC;
  - h) integrazione degli obblighi in materia di qualità nella regolazione della trasmissione;
  - i) altri aspetti *output-based* e possibili nuovi meccanismi di regolazione;
- con la deliberazione 615/2023/R/EEL, l’Autorità ha definito gli aspetti di regolazione di natura tariffaria, comprensivi degli aspetti indicati del citato documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, prevedendo altresì che:
  - a) fino all’adozione della regolazione *output-based* della trasmissione dell’energia elettrica per il periodo 2024-2027, continuino ad applicarsi in via transitoria le disposizioni della regolazione *output-based* 2020-2023 riguardanti:
    - i. gli obblighi di registrazione delle interruzioni (Titolo 2 della regolazione *output-based* 2020-2023);
    - ii. gli obblighi in materia di registrazione ai fini della successiva liquidazione dei servizi di mitigazione (Titolo 3 della regolazione *output-based* 2020-2023);
    - iii. gli obblighi per Terna relativi alla regolazione della qualità della distribuzione dell’energia elettrica (Titolo 4 della regolazione *output-based* 2020-2023), eccetto le disposizioni in materia di versamento al Fondo per Eventi Eccezionali, Resilienza e Altri Progetti Speciali;
    - iv. gli obblighi di registrazione delle indisponibilità (Articolo 34 della regolazione *output-based* 2020-2023);
  - b) i meccanismi di regolazione e la quantificazione di premi, penalità, tetti, corrispettivi, rimborsi, indennizzi e altri ammontari da versare per Terna, da definirsi con la regolazione *output-based* 2024-2027 della trasmissione

dell'energia elettrica a valere per l'anno 2024, trovino applicazione in riferimento al periodo 1 gennaio 2024 – 31 dicembre 2024.

**CONSIDERATO CHE:**

- con la deliberazione 163/2023/R/COM, l'Autorità ha approvato la Parte I, relativa a criteri comuni, e la Parte II, relativa al ROSS-base, del Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, per il periodo 2024-2031 (TIROSS);
- con tale deliberazione, l'Autorità ha previsto che i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo le logiche ROSS-base siano applicati a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas a partire dal sesto periodo di regolazione (6PR); per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, pertanto, i criteri ROSS-base si applicano a partire dal 2024;
- con la deliberazione 497/2023/R/COM, l'Autorità ha definito le modalità applicative dei criteri ROSS-base di cui al TIROSS per i servizi di trasporto gas, trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, a decorrere dal 2024, e disposto modifiche e integrazioni del TIROSS;
- con la deliberazione 527/2022/R/COM, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei criteri di regolazione secondo il modello ROSS-integrale, a complemento dei criteri di riconoscimento dei costi dell'approccio ROSS-base e con la finalità di dare piena attuazione allo sviluppo della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio, prospettando la presentazione da parte delle imprese regolate di piani di investimento come principale nuovo elemento rispetto al ROSS-base.

**CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALL'INCENTIVAZIONE ALL'OTTENIMENTO DI CONTRIBUTI PUBBLICI:**

- l'articolo 17, comma 10, dell'Allegato A alla deliberazione 568/2019/R/EEL definisce un meccanismo incentivante l'ottenimento di contributi pubblici che comporta un riconoscimento economico fino al raggiungimento di una soglia massima pari al 10% del contributo percepito, con liquidazione a seguito dell'entrata in esercizio dei relativi cespiti;
- l'Autorità, al Capitolo 16 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, ha espresso i propri orientamenti in relazione:
  - a) alla sostanziale conferma del meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi in conto capitale;
  - b) a favorire l'impiego dei contributi in progetti a maggiore utilità per il sistema elettrico e non oggetto di valutazioni critiche da parte dell'Autorità;
  - c) pertanto, all'adozione, dal 2024, dei risultati di analisi costi benefici per la definizione di livelli di premialità per l'ottenimento dei contributi pubblici modulati come di seguito indicati:
    - a. 5% del contributo ricevuto, con  $B/C \geq 1$  e  $< 1,5$ ;
    - b. 7% del contributo ricevuto, con  $B/C \geq 1,5$  e  $< 2$ ;

- c. 9% del contributo ricevuto, con  $B/C \geq 2$  e  $< 3$ ;
- d. 11% del contributo ricevuto, con  $B/C \geq 3$  e  $< 4$ ;
- e. 13% del contributo ricevuto, con  $B/C \geq 4$ ;
- d) ad una nuova modalità applicativa più semplice, stabilendo in particolare, l'adozione, per gli incentivi percepiti dal 2024, di una specifica gestione tramite un fondo della Cassa, e non nell'ambito della componente di ricavo a copertura degli ammortamenti, con quote riconosciute per 2 anni nel caso di incentivo al 5% e 6 anni nel caso di incentivo al 13%, oppure in un intervallo temporale fisso (ad esempio 3 anni);
- in risposta alla consultazione, il gestore del sistema di trasmissione ha indicato:
  - a) il proprio favore alla conferma di un meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi tenuto conto dei benefici che tali contributi forniscono al sistema, anche solo in termini di riduzione dell'impatto tariffario degli interventi oggetto di contribuzione;
  - b) l'opportunità di potenziare l'incentivo alla luce della complessa attività amministrativa svolta dalle imprese per il loro ottenimento, fino ad equipararlo all'incentivazione per l'efficienza degli investimenti prevista dal 2026 con il ROSS integrale, perciò alla quota del 30% stabilita dall'articolo 8 del TIROSS;
  - c) in attesa dell'avvio dell'incentivazione all'efficienza delle spese di investimento con il ROSS integrale, la proposta di una soglia minima di incentivo pari al 10% del contributo con l'incentivo variabile in funzione dell'indice di utilità, calcolato sulla base degli scenari di sviluppo (IUS totale, ossia comprensivo di tutte le categorie di beneficio definite dall'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL) e compreso tra 1 e 2, oltre ad una soglia intermedia del 15% per IUS totale compreso tra 2 e 3 ed una soglia massima del 20% per IUS totale maggiore di 3;
  - d) l'opportunità di far accedere al meccanismo incentivante anche i progetti della trasmissione che, seppur privi di specifica analisi costi benefici, dimostrino un'efficienza in termini di costo (ad esempio i progetti di digitalizzazione o gli antirotazionali) o siano particolarmente urgenti per aumentare la resilienza della rete di trasmissione nazionale ad eventi meteo estremi a fronte di situazioni di particolare criticità;
  - e) l'opportunità di riconoscere l'incentivo in tre rate fisse annuali, tramite apposito fondo gestito dalla CSEA, prevedendo la prima rata già nell'anno di incasso del contributo in ottica di una maggiore semplificazione e stabilità;
  - f) l'importanza di continuare a far accedere i progetti oggetto di incentivazione a meccanismi *output-based*, dal momento che tali meccanismi incidono su aspetti della regolazione differenti (risparmio tariffario rispetto a *performance* di servizio).

**CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLA REGOLAZIONE INCENTIVANTE LA REALIZZAZIONE DI NUOVA CAPACITÀ DI TRASPORTO TRA ZONE FINO A VALORI OBIETTIVO:**

- con le deliberazioni 129/2018/R/EEL, 698/2018/R/EEL e 446/2021/R/EEL, l'Autorità ha introdotto un meccanismo incentivante la realizzazione di capacità addizionale di



- trasporto fino a valori di capacità obiettivo definiti dall’Autorità e successivamente definito e poi aggiornato i parametri per tale meccanismo (sezioni tra zone di rete, confini, capacità di trasporto di partenza e capacità di trasporto obiettivo);
- ai fini della definizione dei parametri del meccanismo incentivante, l’Autorità ha richiesto a Terna:
    - a) con le deliberazioni 884/2017/R/EEL e 129/2018/R/EEL, di predisporre la prima edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo;
    - b) con le deliberazioni 698/2018/R/EEL e 436/2020/R/EEL, di predisporre la seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo;
  - con le deliberazioni 23/2022/R/EEL e 473/2023/R/EEL, l’Autorità ha determinato premi per Terna per circa 127,3 milioni di euro complessivi in relazione al meccanismo incentivante;
  - l’Autorità, al Capitolo 17 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, ha espresso i propri orientamenti in relazione:
    - a) alla predisposizione, da parte di Terna, di una prossima edizione (la quarta) del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo nel corso del 2024, con obbligo di discussione della metodologia e di consultazione pubblica; ciò in quanto propedeutico al meccanismo incentivante per il periodo 2025-2027;
    - b) alla possibile evoluzione del meccanismo incentivante la realizzazione di nuova capacità di trasporto per gli anni 2025-2027, prevedendo:
      - a. l’incremento lineare del coefficiente di valorizzazione fino a +30% nel caso di tre anni di anticipo rispetto a quanto previsto a Piano;
      - b. la riduzione lineare del coefficiente di valorizzazione fino a -30% nel caso di tre anni di posticipo rispetto a quanto previsto a Piano;
    - c) all’introduzione di specifici accorgimenti per la definizione della premialità relativamente alle sezioni di rete non preesistenti, incrementando la quota percentuale di premialità collegata al beneficio di *socio-economic welfare* atteso;
    - d) alla prosecuzione, per il 2024, del meccanismo oggi vigente e prevedendo l’incremento in misura proporzionale del tetto di premialità pluriennale (quindi andando a un nuovo valore massimo di 180 milioni di euro per il periodo di sei anni 2019-2024);
  - in risposta alla consultazione, il gestore del sistema di trasmissione:
    - a) ha condiviso la proposta di prevedere un incentivo alla realizzazione di capacità di trasporto addizionale;
    - b) non ha ritenuto corretto fare riferimento al beneficio B1 riportato nelle analisi costi benefici degli interventi del piano di sviluppo, analisi che in molti casi sono condotte su scenari ormai obsoleti;
    - c) ha proposto di utilizzare riferimenti di mercato più aggiornati e di aggiornare i valori di capacità incrementale/obiettivo utilizzando la terza edizione del rapporto Terna di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, in quanto tale terza edizione risponde pienamente alle esigenze di robustezza e solidità dei risultati essendo costruita su scenari di sviluppo aggiornati (anche con riferimento alla prevista distribuzione geografica degli impianti rinnovabili) e tenendo in

- considerazione gli elementi metodologici rinvenienti dalla due consultazioni (su metodologie e risultati) effettuate nel 2022;
- d) in particolare, ha proposto:
- a. per le sezioni interne, di prevedere un aggiornamento della regolazione utilizzando:
    - i. le rendite di congestione di anni come il 2022 e il 2023, per tenere conto dei valori più recenti di predette rendite;
    - ii. le capacità incrementali e il valore del beneficio B1 delle diverse sezioni come desumibili dai valori contenuti nella terza edizione del rapporto capacità obiettivo pubblicato da Terna nel 2023;
  - b. la determinazione del peso del beneficio B1 desunto dal rapporto pubblicato nel 2023 pari almeno al 50% diminuendo proporzionalmente il peso delle rendite di congestione storiche;
  - c. per le nuove sezioni su cui non sono presenti rendite di congestione storiche il riferimento ad una quota annua di beneficio B1 sempre del medesimo rapporto;
  - d. il superamento del *cap* alla premialità pluriennale;
- e) ha segnalato che la proroga senza correttivi dell'attuale meccanismo non sarebbe coerente con gli obiettivi perseguiti, poiché le capacità obiettivo fissate per il periodo 2019-2023 a diverse sezioni interne risultano di fatto esaurite, determinando addirittura un incentivo a posticipare un eventuale intervento al 2025 in modo da essere premiata con metriche aggiornate;
- f) non ha condiviso l'orientamento relativo alla possibile evoluzione del meccanismo incentivante la realizzazione di nuova capacità di trasposto per gli anni 2025-2027, con particolare riferimento alla riduzione lineare del coefficiente di valorizzazione in caso di ritardo nella realizzazione dell'intervento rispetto all'anno di entrata in esercizio riportata in piano di sviluppo; rispetto a tale aspetto, Terna ritiene di essere già incentivata (penalizzata) attraverso l'applicazione di un tasso di remunerazione dei lavori in corso significativamente inferiore rispetto al WACC applicato agli investimenti entrati in esercizio;
- g) non ha condiviso la proposta di una ulteriore consultazione sulla metodologia di una potenziale quarta edizione del rapporto prospettata nel 2024 dall'Autorità, evidenziando a riguardo che negli ultimi tre anni la metodologia è stata verificata da esperti indipendenti e consultata già due volte;
- h) ha proposto invece che nel 2024 siano pubblicati eventualmente solo i risultati delle capacità obiettivo una volta disponibili gli scenari europei aggiornati di riferimento, peraltro con un'analisi più focalizzata al 2040, dovendo considerare il 2030 un orizzonte ormai di breve-medio periodo in cui lo scenario di riferimento non può che essere il rispetto dei *target* stabiliti.



**CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLA INCENTIVAZIONE ALL'EFFICIENZA DEI COSTI DI INVESTIMENTO:**

- l'articolo 46 della Regolazione *output-based* della trasmissione 2020-2023 definisce un meccanismo incentivante l'efficienza dei costi di investimento per la realizzazione della capacità aggiuntiva di trasporto, con premi aggiuntivi per Terna in caso la capacità di trasporto interzonale sia realizzata con un CAPEX effettivo inferiore al CAPEX di riferimento definito dall'Autorità;
- il meccanismo incentivante include clausole specifiche per limitare la premialità entro il costo di investimento consuntivato e, al contempo, mantenere uno stimolo alla realizzazione di interventi *capital-light*, con un premio massimo una tantum di 10 milioni di euro per la prima occorrenza di incremento di capacità di trasporto realizzato con soluzioni a bassa intensità di capitale;
- con le deliberazioni 23/2022/R/EEL e 473/2023/R/EEL, l'Autorità ha determinato premi per Terna per circa 52,8 milioni di euro complessivi in relazione al meccanismo incentivante;
- l'Autorità, al Capitolo 18 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, ha espresso i propri orientamenti in relazione:
  - a) alla conferma, per il 2024, del meccanismo incentivante vigente;
  - b) alla previsione, per il 2025, che il sovra-coste di investimento rispetto al relativo CAPEX di riferimento comporterà una riduzione del premio associato alla realizzazione della capacità di trasporto interzonale, con una riduzione crescente al crescere del sovra-coste; ad esempio, qualora il CAPEX effettivo sia superiore del 50% al CAPEX di riferimento, ciò comporterebbe una penalità pari al 50% del premio per la capacità;
  - c) alla previsione di tetti massimi a premi e penalità, pari a 30 milioni di euro per i premi e 10 milioni di euro per le penalità;
- in risposta alla consultazione:
  - a) un gruppo societario operante anche nell'attività di distribuzione di energia elettrica ha sottolineato l'opportunità di evitare meccanismi eccessivamente penalizzanti per gli operatori di trasmissione e distribuzione, seppure finalizzati al contenimento dei rischi e con logiche di asimmetria;
  - b) il gestore del sistema di trasmissione ha indicato l'opportunità di:
    - a. prorogare il meccanismo attualmente vigente almeno fino all'avvio del ROSS integrale previsto nel 2026 per il servizio di trasmissione, utilizzando i valori aggiornati dei costi unitari di riferimento espressi in €/MW e distinti per sezione/sottosezione così come desumibili dalla terza edizione del rapporto capacità obiettivo 2023;
    - b. valutare l'introduzione di una premialità anche per il secondo incremento di capacità sulla stessa sezione, di valore inferiore rispetto al primo incremento fissato pari a 10 milioni di euro nel meccanismo vigente.

**CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLA REGOLAZIONE INCENTIVANTE LA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO:**

- l'Autorità, al Capitolo 19 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, ha espresso i propri orientamenti in relazione:
  - b) ad un nuovo meccanismo incentivante con una logica principalmente di mantenimento dei buoni livelli di continuità già raggiunti, dal 2025 o 2026, caratterizzato da:
    - a. utilizzo di una metrica riferita all'energia disalimentata a livello dei clienti finali, con l'adozione dell'indicatore ENS-U;
    - b. estensione del meccanismo incentivante a tutta la rete di trasmissione (rete rilevante) o almeno anche alla RTN FSI;
    - c. ricalcolo dei livelli di partenza (su un periodo da definire) e una nuova definizione dei livelli obiettivo annuali, che potrebbero essere di mantenimento, ossia uguali al livello di partenza;
    - d. un nuovo coefficiente premi/penalità, nuovi tetti ai premi/penalità e l'eliminazione degli effetti di banda morta;
  - c) all'applicazione, per l'anno 2024, dei seguenti aspetti:
    - a. estensione temporale della regolazione vigente, con conferma dell'indicatore adottato, della funzione di limitazione per incidenti rilevanti, delle cause e del perimetro attualmente in uso;
    - b. miglioramento del 3,5% del livello obiettivo annuale rispetto all'obiettivo dell'anno precedente;
    - c. valorizzazione dei premi e delle penalità pari a 27.000 €/MWh;
    - d. nuovi tetti ai premi e alle penalità, rispettivamente nella misura di 20 milioni di euro all'anno e 8 milioni di euro all'anno;
    - e. eliminazione della banda morta;
- in risposta alla consultazione e con riferimento al meccanismo applicabile dal 2025 o 2026:
  - a) un gruppo societario operante anche nell'attività di distribuzione dell'energia elettrica ha condiviso l'introduzione di un meccanismo incentivante con logiche orientate al mantenimento dei risultati raggiunti;
  - b) il gestore del sistema di trasmissione ha:
    - a. condiviso la proroga dell'attuale schema di regolazione della qualità del servizio per il biennio 2024-25, proponendo l'opzione biennale, al fine di disporre di un tempo adeguato a definire le metriche di funzionamento del possibile nuovo meccanismo incentivante il mantenimento della qualità;
    - b. condiviso l'utilizzo della ENS-U previa garanzia in merito alla piena osservabilità e verifica da parte di Terna dell'effettiva energia non fornita all'utenza MT/BT;
    - c. ribadito l'opportunità di prevedere la definizione di un meccanismo legato alla realizzazione di interventi che consentano di incrementare la resilienza della rete di trasmissione e indicato che il possibile scorporo delle interruzioni per causa di forza maggiore dall'indicatore ENSR [elemento che evita un

effetto di doppia incentivazione dovuto alla nuova regolazione] potrebbe essere contestuale al passaggio al nuovo quadro regolatorio proposto da Terna per la qualità del servizio e per il rinnovo e il mantenimento degli *asset* di rete;

- in risposta alla consultazione e con riferimento al meccanismo relativo al 2024:
  - a) un gruppo societario operante anche nell'attività di distribuzione di energia elettrica ha sottolineato che la quantificazione dei premi e delle penalità ipotizzata dall'Autorità dovrebbe essere oggetto di una valutazione specifica a seconda della tipologia di interruzioni che si intende valorizzare;
  - b) lo stesso gruppo ha segnalato, in particolare, che *“in caso di interruzioni programmate estese andrebbero fatte delle valutazioni in merito ai reali effetti che tali interruzioni possono comportare per i clienti finali”*;
  - c) il gestore del sistema di trasmissione:
    - a. ha condiviso l'orientamento dell'Autorità, proponendo un periodo di proroga fino al 2025 e la definizione dei nuovi livelli obiettivo ENSR a partire da quelli in vigore per il 2023 (pari a 763 MWh) senza però prevedere ulteriori *target* di efficientamento;
    - b. ha proposto di aumentare la valorizzazione dell'ENSR fino a 37.000 €/MWh (rispetto ai 27.000 €/MWh) per considerare anche i valori relativi alle interruzioni di 2 minuti nei settori residenziale e terziario, desunti dallo studio Terna in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano del 2021 (effetto che porterebbe la valorizzazione a circa 33.000 €/MWh), e tenendo inoltre conto dell'inflazione effettiva e attesa nel periodo dal 1 gennaio 2022 al 31 dicembre 2025.

**CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLA REGOLAZIONE DEI SERVIZI DI MITIGAZIONE RESI DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI:**

- l'Autorità, al Capitolo 20 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, ha espresso i propri orientamenti in relazione alla conferma della disciplina dei servizi di mitigazione, aggiornando:
  - a) la valorizzazione per le prime quattro ore a 7.000 €/MWh (anziché 10.000 €/MWh) e per le ore successive a 2.000 €/MWh (anziché 3.000 €/MWh);
  - b) i tetti annui tra 2 e 12 milioni di euro (anziché tra 3 e 18 milioni di euro), mantenendo la vigente logica con incrementi in base al numero di potenziali incidenti rilevanti di responsabilità Terna (fino a un massimo di 5);
  - c) il tetto per singolo evento interruttivo a 2 milioni di euro (anziché 3,5 milioni di euro);e introducendo la specifica valorizzazione a 1.000 €/MWh per i servizi di traslazione preventiva di carico;
- in risposta alla consultazione:
  - a) un gruppo societario operante anche nell'attività di distribuzione di energia elettrica ha evidenziato l'aumento del rischio per il distributore nell'esercire le

proprie reti in condizioni fuori standard, non ritenendo opportuna la diminuzione dei corrispettivi e proponendo:

- a. l'inclusione nella regolazione dei servizi di mitigazione delle configurazioni impiantistiche caratterizzate da cabine primarie in risalita e da quelle alimentate da rete in alta tensione ex Ferrovie;
- b. la valorizzazione dei servizi di mitigazione dal primo minuto in cui viene raggiunta la percentuale del 90% o del 45% di utenti MT e BT controalimentati rispetto al totale degli utenti MT e BT inizialmente interrotti, a fronte dell'attuale *time lag* di 30 minuti;
- b) un'associazione di imprese distributrici ha segnalato l'opportunità di non aggiornare la valorizzazione economica dei servizi di mitigazione, condividendo la specifica valorizzazione dei servizi di traslazione preventiva del carico ma intesa come aggiuntiva alle valorizzazioni proposte per le prime quattro ore e per le successive, ritenendo inoltre penalizzante l'annullamento dei riconoscimenti in caso di manovre non eseguite dal distributore entro 5 minuti;
- c) il gestore del sistema di trasmissione ha condiviso la proposta di riduzione degli oneri di mitigazione, ritenendo opportuno, già dal 2024, prevedere la completa esenzione dal pagamento degli oneri associati alle traslazioni preventive di carico.

**CONSIDERATO CHE, RIGUARDO AGLI STANDARD INDIVIDUALI DI CONTINUITÀ:**

- l'Autorità, al Capitolo 21 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, ha espresso i propri orientamenti in relazione al termine delle previsioni di regolazioni individuali per i clienti finali AAT o AT;
- in risposta alla consultazione, il gestore del sistema di trasmissione ha condiviso la posizione dell'Autorità.

**CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLA DISPONIBILITÀ E INDISPONIBILITÀ DEGLI ASSET DI RETE E DEI COLLEGAMENTI HVDC:**

- l'Autorità, al Capitolo 22 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, ha espresso i propri orientamenti in relazione alla introduzione, nel corso del prossimo periodo regolatorio, di meccanismi che tendano a ridurre le indisponibilità dei collegamenti realizzati con tecnologia HVDC, valutando le disponibilità all'esercizio di ciascun collegamento HVDC su base pluriennale (per collegamenti già in esercizio: quadriennio 2024-2027) confrontata con un tempo massimo di riferimento per l'indisponibilità, e prevedendo l'annullamento dei ricavi riconosciuti corrispondenti alla remunerazione del capitale e all'ammortamento per la quota indisponibile e per i periodi che eccedono i rispettivi valori massimi di riferimento per l'indisponibilità;
- in risposta alla consultazione, il gestore del sistema di trasmissione non ha condiviso la proposta di un incentivo di natura solo penalizzante, ritenendo corretto introdurre anche elementi di premialità o di mitigazione delle penalità in casi di mantenimento della disponibilità complessiva della rete su livelli particolarmente elevati, in

particolare per gli elementi di rete che garantiscono la capacità di trasporto tra le zone di mercato, prevedendone l'avvio con la regolazione ROSS integrale a partire dal 2026.

**CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLA QUALITÀ NELLA REGOLAZIONE DELLA TRASMISSIONE:**

- l'Autorità, al Capitolo 23 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, ha espresso i propri orientamenti in relazione al trasferimento nell'ambito della regolazione *output-based* della trasmissione dell'insieme delle disposizioni attuative afferenti alla qualità del servizio di trasmissione;
- in relazione a tale orientamento non sono pervenute osservazioni.
- l'Autorità, al Capitolo 22 del documento per la consultazione 423/2023/R/EEL, aveva in precedenza espresso di essere orientata a limitare la contribuzione al fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali ai soli utenti, in quanto gli operatori di rete sono attualmente soggetti a un doppio versamento a fronte del medesimo episodio interruttivo (un pagamento al cliente e un contributo al fondo FEERAPS);
- il gestore del sistema di trasmissione ha condiviso tale orientamento.

**CONSIDERATO CHE, RIGUARDO AD ALTRI ASPETTI OUTPUT-BASED E POSSIBILI NUOVI MECCANISMI DI REGOLAZIONE:**

- l'Autorità, al Capitolo 24 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, ha espresso i propri orientamenti in relazione:
  - a) al termine dell'efficacia degli articoli 39, 41, 47 e articolo 48, comma 1, della regolazione *output-based* 2020-2023;
  - b) all'introduzione di obblighi di interazione con soggetti istituzionali e *stakeholder* ai fini dell'accelerazione dei tempi concertativi e autorizzativi prima della realizzazione dei progetti, con obblighi specifici di interazione nell'anno che precede la scadenza biennale del Piano di Sviluppo, almeno con i soggetti istituzionalmente coinvolti nelle decisioni;
- in risposta alla consultazione, il gestore del sistema di trasmissione:
  - a) ha condiviso l'introduzione di azioni riguardanti l'interazione con soggetti istituzionali e *stakeholder* ai fini di una accelerazione dei tempi concertativi e autorizzativi, con particolare riferimento ad un meccanismo di incentivazione da legare al raggiungimento di specifici standard di qualità del processo di coinvolgimento dei soggetti interessati;
  - b) ha indicato possibili soluzioni implementative per il nuovo premio riguardante l'incremento della resilienza di rete che potrebbe essere applicato dal 2026 in caso di riforma del meccanismo incentivante la continuità del servizio, come già descritto in precedenza;

- c) ha proposto di valutare l'introduzione di un premio *una tantum* per agevolare la voltura a Terna degli atti autorizzativi e del decreto di esenzione per iniziative *merchant line* non ancora realizzate;
- d) ha proposto di valutare l'introduzione di meccanismi incentivanti, anche in logica sperimentale, volti alla risoluzione delle criticità legate alle porzioni di rete topologicamente più deboli quali ad esempio gli utenti connessi in antenna.

**RITENUTO:**

- opportuno dare seguito agli orientamenti finali di regolazione formulati nel documento per la consultazione 474/2023/R/EEL, tenendo conto delle osservazioni dei soggetti interessati, sopra sintetizzate;
- in particolare, opportuno confermare gli orientamenti relativamente ai seguenti temi, per cui si è riscontrata condivisione o assenza di osservazioni, per i motivi già indicati preliminarmente alla consultazione:
  - a) conclusione delle regolazioni individuali della continuità per i clienti finali AAT o AT (Capitolo 21 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL);
  - b) integrazione degli obblighi di qualità definiti dell'Autorità nella regolazione *output-based* della trasmissione (Capitolo 23 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL), prevedendo inoltre l'integrazione delle disposizioni della deliberazione 548/2021/E/EEL riguardanti gli obblighi di comunicazione del gestore del sistema di trasmissione in caso di prolungata indisponibilità di alcuni collegamenti della rete;
  - c) conclusione di alcuni previgenti disposizioni della regolazione *output-based* 2020-2023, e prosecuzione di altre disposizioni, come puntualmente indicato nel Capitolo 24 del documento per la consultazione 474/2023/R/EEL;
- che sia opportuno trasferire la disposizione del punto 11 della deliberazione 627/2016/R/EEL, riguardante obblighi di comunicazione delle spese di investimento previste nell'ambito del Piano di Sviluppo, nell'ambito della regolazione *output-based* della trasmissione, con differente scadenza e periodicità biennale, contestualmente alla rendicontazione prevista dal punto 2, lettera b) della deliberazione 15/2023/R/EEL;
- che sia opportuno trasferire nell'ambito del TIQD le disposizioni di cui al comma 13.1 della Regolazione *output-based* 2020-2023, riguardanti le comunicazioni da parte delle imprese distributrici all'Autorità e a Terna in materia di servizi di mitigazione per la continuità, poiché sono relative a un obbligo per esercenti del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- che sia opportuno aggiornare le disposizioni per la rivalsa di Terna sul Fondo per Eventi Eccezionali, Resilienza e Altri Progetti Speciali e implementare nel TIQD analoghe disposizioni, in modo da semplificare la lettura del testo, evitare potenziali duplici interpretazioni e assicurare inequivocabilmente la coerenza delle disposizioni con quanto indicato dall'Autorità nella relazione tecnica ai testi integrati della regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023.



**RITENUTO CHE, RIGUARDO ALLA INCENTIVAZIONE ALL'OTTENIMENTO DI CONTRIBUTI PUBBLICI:**

- sia opportuno confermare, vista anche la condivisione in sede di consultazione, la presenza di un meccanismo incentivante;
- sia inoltre opportuno confermare l'orientamento di differenziazione dell'entità del premio in relazione all'utilità degli interventi per il sistema elettrico; che sia, tuttavia, da accogliere, solo parzialmente, la proposta di incremento del premio suddetto, per non imporre oneri eccessivi sugli utenti del sistema elettrico;
- sia per il momento opportuno definire il premio con variazione tra il 5% e il 15% del contributo percepito in funzione dei valori dell'indice di utilità per il sistema elettrico (IUS totale), fatta salva la possibilità di modificare le disposizioni in sede di introduzione dell'approccio ROSS-integrale;
- sia opportuno far accedere all'incentivo, in una misura inferiore, i progetti e gli interventi che non sono soggetti all'obbligo di analisi costi benefici ai sensi della deliberazione 627/2016/R/EEL;
- sia opportuno accogliere l'osservazione di corrispondere la premialità in tre rate annuali, prevedendo però, per motivi di rendicontazione e verifica, che la prima rata di premialità sia corrisposta nell'anno successivo a quello di incasso del contributo.

**RITENUTO, RIGUARDO ALLA REGOLAZIONE INCENTIVANTE LA REALIZZAZIONE DI NUOVA CAPACITÀ DI TRASPORTO TRA ZONE FINO A VALORI OBIETTIVO:**

- che sia opportuno confermare, con opportuni aggiornamenti, il meccanismo incentivante alla realizzazione di capacità di trasporto tra sezioni di rete e alle interconnessioni;
- in particolare, per l'anno 2024, che sia opportuna la prosecuzione per un anno del meccanismo vigente fino al 31 dicembre 2023, con i parametri già definiti e prevedendo l'incremento in misura proporzionale del tetto di premialità pluriennale (quindi andando a un nuovo valore massimo di 180 milioni di euro per il periodo di sei anni 2019-2024); al riguardo, si ritiene opportuno non modificare gli anni a cui si riferisce la parte di premialità legata alle congestioni per l'anno 2024 di semplice proroga del meccanismo vigente, né aggiornare le capacità di trasporto obiettivo considerando gli scenari del terzo rapporto di identificazione, in quanto gli scenari per il resto dell'Europa (che impattano sui flussi attesi tra le sezioni di rete e quindi sulle capacità obiettivo anche sulle sezioni interne e non solo sui confini, come argomentato da Terna) non lo sono;
- che sia opportuno, ai fini della successiva implementazione del meccanismo incentivante, richiedere a Terna la predisposizione della quarta edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, entro il 2024, accogliendo l'osservazione emersa dalla consultazione di non effettuare consultazione sugli aspetti metodologici del rapporto;
- che, relativamente alla successiva implementazione del meccanismo incentivante, si possa accogliere l'osservazione emersa dalla consultazione di equilibrare al 50%

ciascuna le quote di premialità legate a congestioni storiche e le quote di premialità associate al beneficio atteso B1 di incremento del *socio-economic welfare* per effetto degli interventi di sviluppo;

- che sia da chiarire che il rapporto benefici/costi è relativo a tutte le categorie di beneficio, mentre non risulta condivisibile l'osservazione emersa dalla consultazione di utilizzare solo gli scenari del piano di sviluppo caratterizzati da benefici attesi maggiori, confermando invece l'utilizzo di tutti gli scenari del piano;
- che sia opportuno prevedere con successivo provvedimento la definizione delle sezioni, dei confini, delle capacità di partenza, delle capacità obiettivo e delle modalità di valorizzazione delle rendite di congestione del meccanismo incentivante con effetto dal 1 gennaio 2025 e fino al 2027;
- al fine di non disincentivare la realizzazione di nuova capacità di trasporto già nell'anno 2024, sia opportuno prevedere che, per capacità realizzate nel corso del 2024 su sezioni interne per cui la capacità di trasporto obiettivo definita nel 2019 e aggiornata nel 2021 è già stata raggiunta nel corso degli anni precedenti, venga riconosciuto il premio come definito dal meccanismo applicabile per il periodo 2025-2027.

**RITENUTO, RIGUARDO ALLA INCENTIVAZIONE ALL'EFFICIENZA DEI COSTI DI INVESTIMENTO:**

- che sia opportuno confermare il meccanismo di incentivazione all'efficienza dei costi di investimento in relazione al periodo 2024-2025, accogliendo in relazione al 2025 l'osservazione di non introdurre penalità emersa dalla consultazione e prevedendo esplicitamente al contempo la presenza di un tetto biennale ai premi pari a 60 milioni di euro;
- che sia opportuno prevedere, in accoglimento dell'osservazione emersa, il riconoscimento di una premialità a fronte del secondo incremento di capacità di trasporto con modalità "*capital light*", in quanto tale tipo di intervento a basso CAPEX va ampiamente a vantaggio del sistema elettrico, prevedendo in particolare un premio massimo pari a 5 milioni di euro per sezioni su cui è intervenuto un primo incremento di capacità di trasporto con modalità "*capital light*".

**RITENUTO, RIGUARDO ALLA REGOLAZIONE INCENTIVANTE LA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO:**

- di accogliere l'osservazione emersa dalla consultazione, estendendo per due anni il meccanismo già vigente fino al 31 dicembre 2023, con modifiche, al fine di disporre di un tempo adeguato a definire le metriche di funzionamento del possibile nuovo meccanismo incentivante a decorrere dal 2026;
- di non accogliere le osservazioni presentate in materia di differente trattamento di alcune circostanze di cause esterne, ritenendo che tale eventuale modifica dell'impianto di regolazione sia da valutare in relazione al nuovo meccanismo incentivante a decorrere dal 2026;

- di confermare gli orientamenti presentati, valorizzando i premi e le penalità per il biennio 2024-2025 in linea con la nuova valorizzazione dei premi e delle penalità previsti per la regolazione della continuità della distribuzione, pari a 27 €/kWh per l'energia non fornita (VOLL) in assenza di preavviso; non ritenendo condivisibile la proposta di incorporare nella definizione del VOLL gli impatti delle interruzioni brevi che sono notoriamente affetti da maggiori dubbi metodologici, inoltre in misura limitata ad alcuni gruppi di utenti come proposto da Terna, proprio a fronte di incoerenze dei risultati dello studio relativamente ad altri gruppi di utenti;
- di rinviare a successivi approfondimenti l'applicazione di effetti inflattivi a tale valorizzazione a partire dal 2026;
- di confermare per il biennio 2024-2025 la traiettoria di fissazione dei livelli obiettivo con un miglioramento annuo del 3,5%, anche alla luce dei dati dell'energia non servita effettiva che indicano un significativo miglioramento nel periodo 2016-2022.

**RITENUTO, RIGUARDO ALLA REGOLAZIONE DEI SERVIZI DI MITIGAZIONE RESI DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI:**

- di confermare gli orientamenti in ordine alla riduzione della valorizzazione dei servizi di mitigazione, per tenere conto delle nuove stime del valore dell'energia non fornita, non ritenendo condivisibili le argomentazioni relative alla maggiore complessità di gestione delle reti di distribuzione in condizioni fuori standard;
- che sia opportuno adottare la nuova valorizzazione dedicata alla traslazione preventiva di carico in ragione della minore criticità di esercizio della rete MT e della maggiore programmabilità delle azioni di traslazione preventiva rispetto a controalimentazioni da attivare in tempi rapidi a valle di una disalimentazione AT.

**RITENUTO, RIGUARDO ALLA DISPONIBILITÀ E INDISPONIBILITÀ DEGLI ASSET DI RETE E DEI COLLEGAMENTI HVDC:**

- di prevedere che Terna trasmetta all'Autorità entro il 31 ottobre 2024 un documento recante le modalità di calcolo degli indici delle indisponibilità dei collegamenti della rete di trasmissione nazionale, incluso il trattamento di cause che potrebbero essere oggetto di esclusione da indicatori regolati, e in particolar modo dei collegamenti HVDC, eventualmente con proposte di modifica e integrazione delle disposizioni attualmente vigenti, al fine di costituire un elemento di supporto alle valutazioni sull'introduzione di un meccanismo incentivante;
- di rimandare, pertanto, a successivo provvedimento l'introduzione di meccanismi che tendano a ridurre le indisponibilità dei collegamenti realizzati con tecnologia HVDC.

**RITENUTO, RIGUARDO A POSSIBILI NUOVI MECCANISMI DI REGOLAZIONE:**

- di rimandare a successivo provvedimento l'introduzione del possibile nuovo meccanismo incentivante il mantenimento della continuità del servizio di trasmissione per gli anni 2026 e 2027;

- di valutare contestualmente l'eventuale introduzione di un meccanismo di regolazione dedicato specificamente e separatamente all'incremento della resilienza delle reti di trasmissione, alla luce della relativa proposta da parte del gestore del sistema di trasmissione

## **DELIBERA**

1. di approvare le disposizioni in materia di regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027, di cui all'Allegato A alla presente deliberazione, di cui forma parte integrante e sostanziale, affinché entrino in vigore con effetti a partire dal 1 gennaio 2024;
2. di prevedere che l'Allegato A alla deliberazione 567/2019/R/EEL continui a trovare applicazione ai fini dell'attuazione della regolazione *output-based* relativamente all'anno 2023, ivi incluse la comunicazione delle informazioni da esso previste e la determinazione delle partite economiche;
3. di stabilire che Terna provveda all'aggiornamento automatico del Codice di rete, inclusi gli allegati A.54 e A.66, per tenere conto delle disposizioni del presente provvedimento e che, in particolare, trasmetta all'Autorità entro il 30 giugno 2024 la proposta di aggiornamento dei suddetti Allegati al Codice di rete che incorpori le indicazioni di buone pratiche al momento definite nelle istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
4. di prevedere che Terna trasmetta all'Autorità entro il 31 ottobre 2024 un documento recante le modalità per la valutazione delle indisponibilità dei collegamenti della rete di trasmissione nazionale e in particolar modo dei collegamenti HVDC;
5. di abrogare il punto 11 della deliberazione 627/2016/R/EEL;
6. di modificare il TIQD come di seguito:
  - a) all'articolo 46, comma 4, le parole "Tale periodo di rivalsa corrisponde alle prime 72 ore dall'inizio dell'interruzione e si estende, nei casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, limitatamente alla durata di tali casi" sono sostituite da "Tale periodo di rivalsa corrisponde alle prime 72 ore dall'inizio dell'interruzione, fatti salvi i casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza occorsi tra 72 ore e 240 ore dall'inizio dell'interruzione";
  - b) all'articolo 47, comma 4, lettera a), le parole "sino alla durata massima di 240 ore" sono sostituite da "relativamente al periodo di rivalsa come specificato al precedente comma 46.4";
  - c) all'articolo 63, comma 1, le parole "quanto specificato al comma 71.1" sono sostituite da "quanto specificato ai commi 66.5 e 71.1";
  - d) alla rubrica dell'articolo 66, le parole "Comunicazioni degli indicatori di continuità del servizio" sono sostituite da "Comunicazioni in materia di continuità del servizio";

e) dopo il comma 66.4 è aggiunto il seguente comma:

- 66.5 Entro il 30 luglio di ogni anno tra il 2024 e il 2027, ogni impresa distributrice proprietaria di almeno una semisbarra MT di cabina primaria direttamente o indirettamente connessa alla RTN comunica a Terna e all'Autorità, per tutti i propri impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT e per tutte le proprie porzioni di rete MT sottese a impianti di trasformazione di proprietà di Terna, le informazioni di cui al paragrafo 2.7.1.1 del Codice di rete e, secondo i formati definiti dall'Allegato A.66 al Codice di rete, le seguenti informazioni per ogni semisbarra MT sottesa a impianti di trasformazione:
- a) il codice univoco dell'impianto di trasformazione che alimenta la semisbarra;
  - b) il numero o codice identificativo della semisbarra;
  - c) la stima del valore della potenza massima che l'impresa distributrice è in grado di fornire in schema di rete normale come controalimentazione dalla rete MT nelle condizioni di disalimentazione del solo impianto in esame; tale stima è riferita all'anno di invio della comunicazione di cui al presente comma, nelle situazioni tipiche di carico di cui al paragrafo 2.7.1.1 del Codice di rete;
  - d) l'energia prelevata dalla rete AT o AAT dalla semisbarra in esame, ove l'impianto non è di proprietà Terna, nel corso dell'anno precedente quello di invio della comunicazione di cui al presente comma;
  - e) l'energia immessa nella rete AT o AAT dalla semisbarra in esame, ove l'impianto non è di proprietà Terna, nel corso dell'anno precedente quello di invio della comunicazione di cui al presente comma;
  - f) il numero di utenti MT in sola immissione connessi in schema di rete normale alla rete MT sottesa alla semisbarra in esame nel corso dell'anno precedente quello di invio della comunicazione di cui al presente comma;
  - g) il numero di utenti MT in immissione e prelievo connessi in schema di rete normale alla rete MT sottesa alla semisbarra in esame nel corso dell'anno precedente quello di invio della comunicazione di cui al presente comma;
  - h) il numero di utenti MT in solo prelievo e il numero di utenti BT in solo prelievo connessi in schema di rete normale alla rete MT sottesa alla semisbarra in esame nel corso dell'anno precedente quello di invio della comunicazione di cui al presente comma;
  - i) l'energia complessiva prodotta dagli utenti MT in immissione o immissione e prelievo connessi in schema di rete normale alla rete MT sottesa alla semisbarra in esame nel corso dell'anno precedente quello di invio della comunicazione di cui al presente comma;
  - j) la potenza efficiente lorda degli impianti di generazione di qualunque fonte connessi in schema di rete normale alle reti MT e BT sottese alla semisbarra in esame, alla fine dell'anno precedente quello di invio della comunicazione di cui al presente comma;

- k) la potenza efficiente lorda degli impianti di generazione alimentati a fonte rinnovabile connessi in schema di rete normale alle reti MT e BT sottese alla semisbarra in esame, alla fine dell'anno precedente quello di invio della comunicazione di cui al presente comma;
  - l) la presenza di altre imprese distributrici in condizione di poter effettuare servizi di mitigazione per la semisbarra in esame;
  - m) la potenza nominale del trasformatore che alimenta la semisbarra in esame.”
7. di trasmettere il presente provvedimento alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali;
8. di pubblicare il presente provvedimento e il TIQD, come integrato e modificato dal presente provvedimento, sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

27 febbraio 2024

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*