

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

332/2025/R/EEL

**ORIENTAMENTI PER L'AGGIORNAMENTO DELLA REGOLAZIONE
OUTPUT-BASED DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA
DELL'ENERGIA ELETTRICA, A PARTIRE DAL 1 GENNAIO 2026**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente 18 aprile 2023, 165/2023/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica

15 luglio 2025

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 18 aprile 2023, 165/2023/R/EEL, per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027.

Con la deliberazione 27 dicembre 2023, 617/2023/R/EEL, sono stati approvati il Testo integrato della regolazione output-based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027, in vigore dal 1° gennaio 2024 (di seguito: TIQD) e il Testo integrato della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, in vigore dal 1° gennaio 2024 (di seguito: TIQC). Il quadro di regolazione infrastrutturale degli output dei servizi di distribuzione e misura include anche le c.d. "direttive 2G", ossia la deliberazione 724/2022/R/EEL di aggiornamento, per il triennio 2023-2025, delle direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione.

Il presente documento espone gli orientamenti dell'Autorità in materia di aggiornamento della regolazione output-based applicabile per gli anni 2026-2027 e di estensione delle direttive 2G per il prossimo triennio.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **15 settembre 2025**.*

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.

In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

***Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia***

piazza Cavour, 5 - 20121 – Milano

tel. 02.655.65.800

pec: protocollo@pec.arera.it

sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo email rpd@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo email professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

PARTE I Aspetti introduttivi	7
1 Inquadramento procedurale, ambito e obiettivi della consultazione	7
2 Struttura del documento.....	8
PARTE II Orientamenti in materia di regolazione output-based	9
3 Premessa	9
4 Evoluzione della regolazione individuale della continuità.....	10
5 Aggiornamento della definizione di interruzioni rilevanti	12
6 Opzioni per l'aggiornamento del meccanismo per l'identificazione dei c.d. periodi di condizioni perturbate.....	14
7 Aggiornamento della regolazione in materia di monitoraggio a campione delle variazioni lente di tensione nelle reti BT	17
8 Aspetti puntuali di alcuni meccanismi disciplinati dal TIQD	19
PARTE III Orientamenti in materia di regolazione della qualità commerciale	23
9 Nuovi standard di qualità commerciale in relazione al distacco della generazione distribuita in condizioni di elevata tensione BT	23
PARTE IV Orientamenti in materia di smart metering 2G.....	27
10 Premessa	27
11 Estensione temporale delle direttive 2G	27

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Inquadramento procedurale, ambito e obiettivi della consultazione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 18 aprile 2023, 165/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 165/2023/R/EEL), in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 ed illustra alcuni orientamenti dell'Autorità in relazione alla regolazione *output-based* per i servizi di distribuzione e di misura.
- 1.2 Nel dettaglio i suddetti orientamenti riguardano:
- interventi sulla regolazione *output-based* per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica la cui introduzione nel corso del periodo regolatorio è già prevista dall'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2023, 617/2023/R/EEL, (c.d. TIQD);
 - aspetti volti a dettagliare considerazioni di "medio periodo" già indicati nel documento per la consultazione 26 settembre 2023, 423/2023/R/EEL (in particolare, capitolo 16);
 - esigenze di intervento derivanti dagli elementi che sono emersi nell'ambito delle attività di monitoraggio del settore di distribuzione dell'energia elettrica condotte dall'Autorità o che derivano dall'esperienza applicativa nella prima fase di attuazione della deliberazione 617/2023/R/EEL e, in tal caso, sono funzionali a chiarimenti o miglioramenti applicativi puntuali.
- 1.3 In particolare, esclusi i provvedimenti attuativi delle disposizioni vigenti quali la fissazione dei livelli di partenza e dei livelli obiettivo per gli anni 2026 e 2027, il TIQD ha previsto l'adozione di successivi provvedimenti di aggiornamento di disposizioni esistenti nel corso del periodo regolatorio in materia di:
- definizione della regolazione individuale della continuità del servizio per gli anni 2026 e 2027 (articolo 33) e definizione di uno o più indicatori di continuità e di livelli specifici di continuità per gli utenti in bassa tensione (articoli 40 e 41);
 - integrazione dei contenuti minimi del rapporto annuale degli *output* del servizio (articolo 58);
 - introduzione di (ulteriori) meccanismi di incentivazione basati sulle prestazioni/output delle imprese distributrici (articolo 84).
- 1.4 Le finalità e gli obiettivi generali dell'Autorità definiti dall'articolo 1 della legge istitutiva 14 novembre 1995, 481/95 e dal decreto legislativo 1 giugno 2011, 93/11 includono la promozione dell'efficienza e un adeguata qualità nel servizio di distribuzione e l'eliminazione di eventuali barriere (di riflesso, quindi, il supporto alla transizione energetica). Tali obiettivi generali sono stati già dettagliati nel

capitolo 2 del documento per la consultazione 26 settembre 2023, 423/2023/R/EEL, a cui si rimanda.

- 1.5 Gli obiettivi specifici del presente documento sono di implementare gli aggiornamenti regolatori già previsti, nonché affinare o definire attività per cui sono emerse necessità di miglioramento.

2 Struttura del documento

2.1 Oltre alla presente parte introduttiva, il documento comprende:

- la Parte II, nella quale sono riportati gli orientamenti dell’Autorità relativi ad aspetti di regolazione *output-based* per il servizio di distribuzione dell’energia elettrica (TIQD);
- la Parte III, nella quale sono riportati gli orientamenti dell’Autorità relativi all’aggiornamento della qualità commerciale (TIQC);
- la Parte IV, nella quale sono riportati gli orientamenti dell’Autorità relativi l’applicazione delle direttive 2G al periodo 2026-2028.

PARTE II

ORIENTAMENTI IN MATERIA DI REGOLAZIONE OUTPUT-BASED

3 Premessa

- 3.1 La presente Parte del documento per la consultazione presenta gli orientamenti dell’Autorità in relazione alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione, ossia l’aggiornamento di alcune disposizioni del TIQD.
- 3.2 La presente Parte è così strutturata:
- a) opzioni di aggiornamento della regolazione individuale della continuità (capitolo 4);
 - b) aggiornamento della definizione di interruzioni rilevanti (capitolo 5);
 - c) opzioni per l’aggiornamento del meccanismo per l’identificazione dei c.d. periodi di condizioni perturbate (capitolo 6);
 - d) aggiornamento della regolazione in materia di qualità della tensione e in particolare del monitoraggio a campione delle variazioni di tensione sulle reti BT tramite l’utilizzo di misuratori elettronici (capitolo 7);
 - e) aggiornamenti e chiarimenti su aspetti puntuali della regolazione (capitolo 8).
- 3.3 Non sono invece presentate proposte per l’introduzione di ulteriori meccanismi incentivanti (cfr. articolo 84 del TIQD), in ragione della presenza già nell’attuale regolazione di meccanismi di incentivazione sia relativi alla regolazione *output-based*, ma anche ad esempio, relativamente alle perdite di rete e alle aggregazioni tra imprese distributrici e in considerazione del fatto che non sono emersi al momento nuovi indicatori per i quali possano essere discussi nuovi meccanismi.¹
- 3.4 Per i seguenti aspetti, sui quali l’Autorità ha recentemente ricevuto specifiche proposte da alcuni operatori, si intendono invece raccogliere ulteriori elementi in fase di consultazione:
- a) la definizione di una nuova finestra temporale per il meccanismo di incentivazione *benefit-based* degli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione (Titolo 10, articolo 80 del TIQD);
 - b) il potenziamento dell’incentivazione alla compensazione delle immissioni reattive in aree omogenee, incrementando a 36 mesi la valorizzazione dell’incentivo (periodo di annullamento dei corrispettivi) che è attualmente riferita a un periodo di 24 mesi (articolo 83 del TIQD).

¹ Questi temi erano stati trattati nel capitolo 15 del documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL e nel capitolo 27 del documento per la consultazione 26 settembre 2023, 423/2023/R/EEL, a cui si rimanda per approfondimenti.

S I. Osservazioni su eventuali nuovi meccanismi incentivanti le prestazioni delle reti di distribuzione e su altri aspetti di regolazione output-based non trattati puntualmente nei successivi capitoli.

4 Evoluzione della regolazione individuale della continuità

- 4.1 Attualmente la regolazione individuale della continuità del servizio (detta anche regolazione individuale per utenti MT - Titolo 4 del TIQD) prevede, per gli anni 2024 e 2025, livelli specifici di continuità per utenti MT relativi al numero totale di interruzioni lunghe e brevi di responsabilità delle imprese e indennizzi automatici nel caso di superamento dei livelli specifici.
- 4.2 I livelli specifici di continuità per utenti MT sono differenti in relazione al grado di concentrazione, come indicato nella seguente Tabella 1.

Tabella 1: livelli specifici di continuità per utenti in media tensione

Tipo di interruzione	Grado di concentrazione territoriale	Livelli specifici per utenti MT [numero interruzioni]
Interruzioni senza preavviso lunghe e brevi	Alta concentrazione	6
	Media concentrazione	9
	Bassa concentrazione	10

- 4.3 Non sono previsti meccanismi analoghi per gli utenti connessi alle reti BT.
- 4.4 Con il documento per la consultazione 26 settembre 2023, 423/2023/R/EEL, l’Autorità ha indicato:
- a) che i meccanismi individuali a garanzia degli utenti non possano essere limitati a una selezione degli utenti, mentre attualmente, sono applicati ai soli utenti connessi in MT;
 - b) l’intenzione di approfondire e valutare l’introduzione di standard specifici di continuità per utenti BT;
 - c) l’intenzione, parallelamente all’introduzione di standard specifici di continuità per utenti BT e a valere dal 2026, di valutare l’unificazione dello standard di numero di interruzioni per utenti MT, ossia rimuovendo la differenziazione legata ai diversi gradi di concentrazione. Tale omogeneizzazione sarebbe determinata da motivi di uguale tutela per utenti simili;
 - d) che qualora invece nei primi anni del periodo regolatorio 2024-2027 non risultasse praticabile la definizione di meccanismi di regolazione individuale a tutela degli utenti BT, dovrà essere valutata l’eliminazione della regolazione individuale per utenti MT, ad esempio a partire dal 2026.
- 4.5 L’articolo 33 del TIQD prevede che, con successivo provvedimento, l’Autorità definisca la regolazione individuale della continuità del servizio per gli anni 2026 e 2027.

- 4.6 L'articolo 41 del TIQD prevede che, con successivo provvedimento, l'Autorità definisca i livelli specifici di continuità per gli utenti BT.

Orientamenti dell'Autorità

- 4.7 L'Autorità intende considerare tre opzioni per l'evoluzione della regolazione individuale della continuità per il periodo 2026-2027.
- 4.8 L'opzione zero è la conferma della regolazione attualmente vigente.
- 4.9 Tale opzione non risulta preferibile per quanto finora detto e per il differente trattamento tra utenti MT in diversi gradi di concentrazione, nonché tra utenti MT e utenti BT.
- 4.10 L'opzione A prevede la regolazione per gli utenti in MT per il biennio 2026-2027 rimuovendo la differenziazione legata ai diversi gradi di concentrazione; in tal caso l'Autorità è orientata ad introdurre un unico livello specifico pari a 8 interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.
- 4.11 Tale valore è indicato sulla base dei dati storici comunicati dalle imprese distributrici, con le logiche di identificazione degli utenti peggio serviti già utilizzate nei precedenti periodi regolatori².
- 4.12 L'opzione B, in linea con quanto indicato nelle premesse della deliberazione 617/2023/R/EEL, prevede di proseguire la regolazione individuale per gli utenti in MT e di introdurre la regolazione individuale per gli utenti BT.
- 4.13 Per ragioni di pari trattamento, agli utenti BT dovrebbe essere applicato lo stesso livello di continuità che sarà applicato agli utenti MT.
- 4.14 In questa opzione B, sulla base dei dati attualmente disponibili e al fine di mantenere l'impatto economico atteso per le imprese distributrici in linea a quello dell'opzione A, l'Autorità è orientata a prevedere un livello di continuità pari a 10 interruzioni all'anno per utente (BT o MT), indipendentemente dai gradi di concentrazione, in linea con le logiche di uguale trattamento di tutti gli utenti già introdotte a partire dal 2024 in riferimento alle interruzioni prolungate.
- 4.15 Il livello specifico di continuità sarebbe soggetto alle medesime esclusioni attualmente definite dall'articolo 31 del TIQD. In particolare, sarebbero escluse le interruzioni prolungate, che sono già oggetto di specifica regolazione e relativi rimborsi.
- 4.16 Troverebbero inoltre applicazione disposizioni analoghe a quelle previste per le interruzioni prolungate in materia di esclusione degli ammontari meno significativi: in particolare, non si applicherebbero indennizzi in caso di ammontare annuale complessivo inferiore a 30,00 euro (per ragioni di materialità e semplicità amministrativa).

² Punto 5.4 del documento per la consultazione 40/10: “Nella definizione dei nuovi standard specifici l'Autorità intende adottare il medesimo approccio utilizzato per l'introduzione e l'aggiornamento degli standard specifici sulle interruzioni lunghe, individuando per ogni grado di concentrazione una percentuale di clienti peggio serviti (pari al 10-15% circa) ...”

- 4.17 Per gli utenti BT verrebbe applicata la medesima formula di calcolo oggi utilizzata per gli utenti MT (cfr. articolo 34, comma 2, del TIQD), che prevede di moltiplicare:
- a) il numero di interruzioni oggetto di penalizzazione (ossia, le interruzioni eccedenti il livello specifico, limitate dall'applicazione di un tetto pari a tre volte il livello specifico);
 - b) un coefficiente di valorizzazione differenziato tra prelievo e immissione (e pari a 2,70 Euro/kW interrotto in caso di prelievo e 0,1 Euro/kW in caso di immissione);
 - c) la potenza effettiva (media) interrotta, differenziata quando applicabile tra potenza effettiva media interrotta in prelievo e potenza effettiva media interrotta in immissione.
- 4.18 Per gli utenti con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 kW (tipicamente gli utenti domestici e altre utenze con prelievi di potenza relativamente contenuti), sulla base dei dati disponibili all'Autorità, per fini di semplicità applicativa, il parametro di potenza effettiva interrotta PEI potrebbe essere convenzionalmente fissato a un dodicesimo della potenza contrattuale (quindi, ad esempio, pari a 0,25 kW per l'utenza tipica con potenza contrattualmente impegnata di 3 kW e potenza disponibile di 3,3 kW)³.
- 4.19 Infine, al fine di mantenere il medesimo impatto economico massimo per le imprese distributrici, l'Autorità ritiene di confermare la modalità di definizione del tetto alle penalità attualmente prevista dall'articolo 35 del TIQD.

S 2.Osservazioni in merito alla regolazione individuale della continuità, all'opzione preferibile e alle relative motivazioni

5 Aggiornamento della definizione di interruzioni rilevanti

- 5.1 L'articolo 68, comma 1, del TIQD prevede una comunicazione dell'impresa distributtrice all'Autorità a seguito di interruzioni rilevanti.
- 5.2 L'articolo 58 del TIQD prevede che l'impresa distributtrice con oltre 100.000 punti di prelievo pubblici un rapporto annuale degli output del servizio di distribuzione e che tale rapporto contenga, tra l'altro, la descrizione degli (eventuali) episodi di interruzioni rilevanti sulla rete di distribuzione.
- 5.3 Tali interruzioni rilevanti sono definite come una sequenza di interruzioni tali da soddisfare le condizioni di cui alla seguente Tabella 2.

³ I dati disponibili indicano un rapporto potenza impegnata / consumo medio leggermente superiore a quanto proposto per i clienti domestici, mentre il rapporto per i clienti BTA4 e BTA5 (potenze impegnate tra 6 e 15 kW) è grossomodo in linea con quanto proposto. Il dimensionamento tiene conto, in una logica *forward-looking*, del previsto incremento dell'uso finale di energia elettrica.

Tabella 2: soglie ai fini dell'identificazione delle interruzioni rilevanti

N. utenti disalimentati	Durata dell'interruzione
Oltre 25.000	24 h
Oltre 50.000	12 h
Oltre 100.000	6 h
Oltre 150.000	4 h
Oltre 300.000	2 h

- 5.4 Come si può vedere dalla moltiplicazione dei valori previsti in tabella, l'attuale soglia di interruzione rilevante corrisponde a un momento di interruzione di 600.000 utenti*ora.
- 5.5 Sulla rete di trasmissione, l'analogo concetto di "incidente rilevante" corrisponde a una o più interruzioni con energia non fornita pari ad almeno 250 MWh.
- 5.6 Ciò comporta come, in condizioni di carico medio sulla rete nazionale (ossia, dell'ordine di 40 GW, di cui oltre 35 GW sulle reti BT e MT), si possa stimare in modo semplificato che una disalimentazione teorica⁴ di circa 1 milione dei poco più 37 milioni di utenti MT e BT per un'ora avrebbe un impatto di disalimentazione di circa 1000 MWh. Conseguentemente, l'energia disalimentata per un'ora per 250.000 utenti MT e BT (assunti per semplicità con prelievo medio) corrisponde ai 250 MWh che individuano l'incidente rilevante di trasmissione.
- 5.7 Nel periodo 2020-2024 si è registrato un numero estremamente limitato di interruzioni rilevanti, anche nullo in alcuni di questi anni.
- 5.8 Il livello dell'attuale soglia, peraltro più elevata rispetto a quella utilizzata per il servizio di trasmissione, non permette quindi di avere informazioni sufficienti circa gli episodi di interruzioni rilevanti sulla rete di distribuzione.

Orientamenti dell'Autorità

- 5.9 Per motivi di incremento della trasparenza e di armonizzazione con le scelte effettuate per il servizio di trasmissione, l'Autorità ritiene opportuno calibrare in modo differente e semplificare le logiche di individuazione di interruzione rilevante, introducendo un momento di interruzione pari a 250.000 utenti*ora in sostituzione della Tabella di cui all'articolo 68, comma 1, del TIQD.
- 5.10 Tale momento di interruzione corrisponde a 250.000 utenti interrotti per un'ora oppure 25.000 utenti interrotti per dieci ore.
- 5.11 Al fine di indicare pubblicamente le azioni per mitigare il rischio di future interruzioni rilevanti e di rendere note tali pratiche ad altre imprese distributrici per la gestione di eventuali azioni analoghe, l'Autorità è orientata inoltre a integrare la previsione di cui all'articolo 58 del TIQD includendo - analogamente a quanto già previsto per i rapporti degli output della trasmissione elettrica - nei

⁴ Le interruzioni più frequenti (in termini hanno origine Il caso è teo

rapporti a partire dall'edizione 2027, relativi alle interruzioni rilevanti 2026, "le misure adottate per la loro gestione e quelle previste per evitare il ripetersi degli stessi".

- 5.12 L'Autorità non intende - per il momento - introdurre ulteriori disposizioni in materia di comunicazione ad uso pubblico dell'entità delle interruzioni di maggiore impatto. Ciò in ragione del fatto che in caso di accadimento di interruzioni estese di particolare gravità (anche senza raggiungere l'attuale soglia di interruzione rilevante) le imprese distributrici sono tenute a comunicare pubblicamente, oltre che direttamente verso le istituzioni coinvolte, aggiornamenti sullo stato delle interruzioni. Inoltre, dal 1° gennaio 2026, l'articolo 5, comma 1, del TIQD, prevede che le imprese distributrici debbano rendere disponibile una pagina *web* dedicata al monitoraggio dello stato della rete elettrica, al fine di consentire agli interessati di verificare la presenza di interruzioni per guasti o lavori programmati. Tale pagina per la consultazione dello stato delle interruzioni è già al momento resa disponibile da numerose imprese distributrici.

S 3. Osservazioni in materia di interruzioni rilevanti del servizio di distribuzione

6 Opzioni per l'aggiornamento del meccanismo per l'identificazione dei c.d. periodi di condizioni perturbate

- 6.1 Al capitolo 16 del documento per la consultazione 423/2023/R/EEL, l'Autorità ha indicato tre temi già oggetto di interlocuzione con le imprese; fra questi, l'Autorità ha espresso l'orientamento di proseguire nei primi anni del periodo regolatorio l'interlocuzione con le imprese distributrici sul meccanismo per l'identificazione dei c.d. periodi di condizioni perturbate (PCP) che richiede studi approfonditi, con input principalmente da parte delle imprese distributrici.
- 6.2 Nelle premesse della deliberazione 27 dicembre 2023, 617/2023/R/EEL, l'Autorità ha confermato l'orientamento di proseguire le attività, già in corso, di interlocuzione con le imprese distributrici nella prospettiva di revisione del meccanismo per la definizione dei PCP.
- 6.3 Prima di descrivere l'oggetto delle recenti interlocuzioni, si richiama che il meccanismo di identificazione dei periodi di condizioni perturbate (PCP) è stato inizialmente definito per il periodo regolatorio 2008-2011 (a valle di un'attività prototipale nel precedente periodo regolatorio) ed è stato periodicamente oggetto di analisi e affinamenti nel corso degli anni.
- 6.4 I periodi di condizioni perturbate sono una delle tre circostanze di eccezionalità che comporta l'esclusione di interruzioni dal calcolo degli indicatori oggetto della regolazione incentivante (cfr. Tabella 3 del TIQD che dettaglia le cause di secondo livello delle interruzioni):
- a) interruzioni dovute a eventi eccezionali con superamento dei limiti di progetto degli impianti, corrispondenti alla causa di secondo livello FMD, in cui gli eventi eccezionali sono definiti come eventi che provocano danni agli impianti e interruzioni anche in periodi di condizioni normali in zone circoscritte;

- b) interruzioni eccezionali (metodo statistico PCP), corrispondenti alla causa di secondo livello FMS, la cui definizione è contenuta nella Scheda 1 – Sezione 1A del TIQD;
 - c) interruzioni eccezionali (metodo statistico GFE), corrispondenti alla causa di secondo livello GFE, la cui definizione è contenuta nella Scheda 1 – Sezione 1B del TIQD.
- 6.5 I motivi che hanno portato all'introduzione del metodo statistico dei periodi di condizioni perturbate sono descritti nel documento per la consultazione 27 aprile 2009, 9/09, dedicato pressoché esclusivamente a un riesame delle disposizioni in materia di periodi di condizioni perturbate, a cui si rimanda per eventuali approfondimenti⁵.
- 6.6 Già prima dell'inizio del periodo regolatorio 2024-2027, le imprese distributrici avevano segnalato impatti differenziati nelle diverse realtà territoriali. In particolare, alcune imprese hanno chiesto un *“aggiornamento del PCP per cogliere meglio la variabilità meteo sempre più frequente ed estrema e non sempre intercettata da PCP”*.
- 6.7 Una impresa distributtrice aveva segnalato che l'attuale modalità di calcolo del PCP *“basandosi sulla determinazione di una soglia minima di guasti per fascia oraria, sfavorisce i DSO di grandi dimensioni: maggiore è il numero di guasti critico di un DSO, minore è la probabilità di intercettare il PCP a parità di tasso unitario di guasto”*; la medesima impresa ha proposto quindi l'integrazione del meccanismo facendo rientrare nei PCP anche le giornate in cui il numero (su base giornaliera) di guasti rappresenta un *outlier* rispetto alla distribuzione storica registrata dall'impresa distributtrice nei tre anni precedenti.
- 6.8 L'osservazione è stata recentemente ribadita dalla medesima impresa distributtrice, secondo cui l'attuale modalità di determinazione del PCP, basandosi sul calcolo di una soglia di eccezionalità dei guasti (numero minimo di guasti per fascia oraria), pare sfavorire i DSO con province servite di grandi dimensioni: maggiore è l'estensione della rete e, di conseguenza, il numero di guasti critico registrato dall'impresa, minore è la probabilità di intercettare il PCP.
- 6.9 Nel corso delle interlocuzioni con le imprese è inoltre stata sollevata la critica che la durata di 6 ore (fisse e non *“rolling”*) per l'individuazione dei PCP sia insufficiente a catturare tutte le circostanze eccezionali.
- 6.10 Tra il 2024 e i primi mesi del 2025, sono poi stati svolti ulteriori approfondimenti tecnici con le tre maggiori imprese distributtrici che hanno illustrato una proposta di integrazione dell'algoritmo per l'identificazione dei periodi di condizione perturbate per ondate di calore.

⁵ Si veda in particolare il punto 1.3 del documento: *“da un lato il metodo ha l'obiettivo, riconosciuto dalle imprese distributtrici, di evitare l'onere della prova documentale per danni agli impianti provocati da eventi meteorologici diffusi e di grande intensità; dall'altro lato è legato alla necessità di evitare contenziosi tra l'Autorità e le imprese distributtrici che possano comportare un sistematico ed eccessivo spreco di risorse, come avvenuto nel periodo di regolazione 2000-2003 in assenza di algoritmo statistico”*.

- 6.11 La proposta delle suddette imprese distributrici si basa su una duplice definizione di periodi di condizioni perturbate:
- a) la conferma dell'attuale metodo (a intervalli di 6 ore) per l'individuazione dei PCP;
 - b) l'individuazione di ulteriori PCP sulla base di due condizioni: l'occorrenza di un periodo giornaliero di c.d. *heatwave* (sulla base di un indicatore presentato in alcune pubblicazioni scientifiche)⁶ e un numero giornaliero di interruzioni (calcolate separatamente per origine MT e per origine BT) che rappresenti un valore superiore al 97% percentile della distribuzione delle interruzioni nei giorni del triennio di riferimento (definito analogamente all'attuale metodo PCP come il triennio dall'anno t-4 all'anno t-2).

Orientamenti dell'Autorità

- 6.12 L'Autorità è intenzionata a valutare almeno le seguenti opzioni in materia di identificazione della causa di secondo livello di c.d. forza maggiore statistica (periodi di condizione perturbate).
- 6.13 L'opzione zero sarebbe la conferma dell'attuale regolazione anche per gli anni 2026 e 2027, con l'applicazione di possibili innovazioni a partire dal successivo periodo di regolazione.
- 6.14 Tale opzione risulterebbe preferibile perlomeno sotto il profilo dell'impatto amministrativo, visto che non richiederebbe ricalcoli di dati storici. Va infatti tenuto presente che in caso di modifiche del meccanismo di identificazione dei PCP, le imprese distributrici sarebbero tenute non solo ad effettuare le nuove registrazioni, ma anche a effettuare ricalcoli a partire dal 2022 per il principio generale della regolazione della qualità relativo alla coerenza tra le modalità di calcolo dei livelli di partenza, dei livelli obiettivo e dei livelli effettivi di continuità.
- 6.15 L'opzione A sarebbe l'adozione di una soglia giornaliera (a periodi fissi di 24 ore corrispondenti a un giorno di calendario) di interruzioni in sostituzione dell'attuale algoritmo di calcolo dei PCP sulla base di periodi fissi di sei ore (0-6; 6-12; 12-18; 18-24).
- 6.16 Tale opzione risulterebbe preferibile in termini di semplicità (essendo simile o meglio leggermente più semplice rispetto al meccanismo attualmente vigente), ad eccezione della necessità di ricalcoli dei livelli di partenza, e futura verificabilità da parte degli Uffici dell'Autorità.
- 6.17 Anche se *prima facie* questa soluzione non appare preferibile per motivi di complessità applicativa e di maggiori difficoltà in fase di verifica, potrebbe essere inoltre valutata l'eventualità di utilizzare periodi "rolling", ossia a ora di inizio non fissa.

⁶ Si veda l'indice giornaliero di *heatwave* in M. Pompili, L. Calcara, S. Sangiovanni "Heatwaves and underground MV cable joints failures", conferenza AEIT 2021

- 6.18 L'opzione B corrisponderebbe alla proposta delle tre citate imprese distributrici di integrazione dell'attuale algoritmo di calcolo del PCP con un meccanismo funzionale all'esclusione di "giorni di calore e interruzioni eccezionali".
- 6.19 Se da un lato tale proposta può rispondere a un obiettivo di "maggiore esclusione" delle interruzioni con modalità automatiche, nella valutazione di questa opzione vanno anche tenuti presente il rischio di potenziale deresponsabilizzazione dell'impresa distributtrice a fronte di interruzioni in condizioni di ondata di calore e una maggiore complessità (sia in termini di ricalcoli degli indici di continuità per gli anni precedenti, sia in termini di applicazione di un duplice meccanismo) rispetto al metodo attuale.

S 4. Osservazioni in materia di possibile aggiornamento della definizione dei periodi di condizioni perturbate

7 Aggiornamento della regolazione in materia di monitoraggio a campione delle variazioni lente di tensione nelle reti BT

- 7.1 Già da oltre 15 anni, come indicato nel documento per la consultazione 30 novembre 2010, 42/10, interamente dedicato alla qualità della tensione, l'Autorità ha concentrato le proprie attività in materia di qualità della tensione su due aspetti: i buchi di tensione (e in generale le microinterruzioni, termine che include anche le interruzioni transitorie) e le variazioni lente di tensione sulla rete BT.
- 7.2 Il mantenimento di adeguati valori di tensione, con particolare riferimento alle reti in bassa tensione, rappresenta un aspetto importante al fine di garantire il funzionamento ottimale degli impianti degli utenti connessi a tali reti, evitando, ad esempio, meccanismi di riduzione automatica della potenza prelevata o immessa (ad es. per punti di ricarica elettrica privata e per impianti di produzione fotovoltaica di potenza limitata).
- 7.3 Con riferimento alle variazioni della tensione di alimentazione nelle reti di distribuzione in bassa tensione, fino al 2011 la deliberazione 333/2007 ha disposto "fino all'emanazione di provvedimenti dell'Autorità in materia" l'applicazione di quanto previsto dalla norma CEI EN 50160.
- 7.4 A far data dal 1° gennaio 2012, con la deliberazione 27 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, in merito alle variazioni della tensione di alimentazione nelle reti di distribuzione in bassa tensione esercite alla tensione nominale di 230V (fra le fasi per le reti trifasi a tre conduttori e fra fase e neutro per le reti trifasi a quattro conduttori), l'Autorità ha definito direttamente i limiti di variazione della tensione, tra un massimo di 253 V ed un minimo di 207 V.
- 7.5 Tali limiti, senza ulteriori specificazioni o margini di tolleranza, sono oggi definiti dall'articolo 50 del TIQD.
- 7.6 Con gli articoli 9 e 10 del TIQC (Allegato B alla deliberazione 617/2023/R/EEL), l'Autorità ha chiarito le modalità di verifica della tensione di fornitura, disponendo che tali verifiche accertino eventuali valori della tensione di fornitura non

compresi nei limiti di variazione definiti dal Titolo 6 del TIQD (ossia, il suddetto articolo 50).

- 7.7 La disciplina di regolazione delle variazioni lente di tensione include inoltre il monitoraggio a campione delle variazioni della tensione in reti in bassa tensione tramite misuratori elettronici, introdotto dal 2012 e attualmente regolato dall'articolo 54 del TIQD, che rispecchia le disposizioni allora vigenti.
- 7.8 L'articolo 54 del TIQD dispone che il monitoraggio a campione sia effettuato in conformità alla norma CEI EN 50160, quindi tenendo conto della percentuale di misure che superano determinate soglie di tolleranza dei valori di tensione⁷, e prevede che il distributore attui iniziative di ripristino del corretto valore efficace della tensione.
- 7.9 Il riferimento alla norma CEI EN 51060 è fonte di incertezze anche perché le prescrizioni di variazione di tensione entro +10% / - 10% della tensione nominale (punto 4.2.2.1 della norma) sono differenti da alcune tensioni utilizzate per il metodo di prova (punto 4.2.2.2 della norma).
- 7.10 La disposizione di utilizzare il riferimento della norma CEI EN 51060 per il monitoraggio a campione, oltre che per motivi storici, è determinata da una caratteristica funzionale dei misuratori. Infatti, ai sensi della deliberazione 292/06, i misuratori elettronici di prima generazione (1G) relativi ai punti di prelievo in bassa tensione devono effettuare la misura del valore efficace della tensione in conformità alla norma CEI EN 50160 (articolo 4, comma 2, lettera o) dell'Allegato A alla deliberazione 292/06).
- 7.11 Le specifiche funzionali dei misuratori elettronici di seconda generazione - definite dall'Autorità con la deliberazione 8 marzo 2016, 87/2016/R/EEL - prevedono maggiori funzionalità in materia di registrazione delle tensioni.

Orientamenti dell'Autorità

- 7.12 L'Autorità intende valutare un'evoluzione del monitoraggio a campione delle variazioni lente della tensione: grazie alla disponibilità, ormai pressoché totale, di misuratori elettronici di seconda generazione sarà possibile il superamento della misurazione sulla base delle caratteristiche dei misuratori elettronici 1G e quindi della norma CEI EN 50160.
- 7.13 In particolare, secondo una logica *forward-looking* di individuazione delle porzioni di rete maggiormente esposte a problemi di tensione, anche futuri per effetto dell'evoluzione dell'utenza connessa (sia lato generazione, sia lato incremento del carico), ove tecnicamente fattibile in base ai registri di tensione

⁷ - punto 4.2.2.1: in condizioni normali di esercizio, esclusi i periodi con interruzioni, le variazioni della tensione di alimentazione non dovrebbero superare $\pm 10\%$ della tensione nominale;

- punto 4.2.2.2: a seguito della verifica della tensione:

- i. durante ciascun periodo di una settimana, il 95 % dei valori efficaci della tensione di alimentazione, mediati nei 10 min, deve essere compreso nell'intervallo $U_n \pm 10\%$,
- ii. tutti i valori efficaci della tensione di alimentazione, mediati nei 10 min, devono essere compresi nell'intervallo $U_n + 10\% / - 15\%$.

disponibili e configurabili sui misuratori elettronici, sarebbe opportuno estendere il monitoraggio a campione con logiche più stringenti, quali ad esempio, la misurazione degli interventi decaminutali durante una settimana in cui la tensione:

- a) è superiore al 108% della tensione nominale;
 - b) è inferiore al 92% della tensione nominale.
- 7.14 Inoltre, verrebbe confermata la registrazione del valore massimo e del valore minimo della tensione, calcolati come valori medi della tensione su intervalli di 10 minuti (articolo 54, comma 1, lettera c) del TIQD).
- 7.15 Oltre a quanto già proposto, per quanto riguarda la registrazione delle tensioni negli intervalli di dieci minuti, in luogo delle lettere a) e b) dell'articolo 54, comma 1, del TIQD, verrebbero registrati il numero di intervalli nell'arco di una settimana in cui la tensione media decaminutale:
- a) è inferiore all'85% della tensione nominale;
 - b) è compresa tra 85% e 90% della tensione nominale;
 - c) è compresa tra 90% e 110% della tensione nominale;
 - d) è compresa tra 110% e 115% della tensione nominale.
- 7.16 Verrebbero inoltre superate le disposizioni del comma 54.3 e delle lettere c) e d) del comma 54.2 relative a gravi non conformità alla norma CEI EN 50160.
- 7.17 La sintesi dei risultati del monitoraggio a campione delle variazioni lente della tensione e delle informazioni minime relative ai buchi di tensione (cfr articolo 52, comma 1, lettera b) del TIQD) saranno *output* da presentare nel rapporto annuale di cui all'articolo 58 del TIQD a partire dall'edizione del 30 giugno 2027 riferita ai dati dell'anno 2026.

S 5. Osservazioni in materia di aggiornamento dal 2026 del monitoraggio a campione delle variazioni lente di tensione

8 Aspetti puntuali di alcuni meccanismi disciplinati dal TIQD

Aggiornamento di tempistiche e modalità delle comunicazioni delle imprese distributrici in materia di utenti MT e di interruzioni prolungate

- 8.1 L'articolo 69, comma 3, del TIQD e l'articolo 70, comma 2, del TIQD prevedono che ogni impresa distributtrice comunichi all'Autorità alcune informazioni in relazione a ogni utente MT e in materia di interruzioni prolungate entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello al quale si riferiscono le interruzioni.
- 8.2 Le altre comunicazioni in materia di continuità del servizio, di regolazione individuale della continuità per gli utenti MT e di interruzioni prolungate (cfr. articolo 66, comma 1, articolo 69, comma 1 e articolo 70, comma 1 del TIQD) sono effettuate entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello in esame.

- 8.3 Queste ultime informazioni sono organizzate mediante una raccolta dati predisposta dalla Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità, il cui utilizzo si è consolidato nel corso degli anni.
- 8.4 La gestione operativa da parte delle imprese distributrici e da parte dell’Autorità, delle suddette comunicazioni “30 giugno”, al momento effettuata mediante file *excel* trasmessi a mezzo posta elettronica certificata, si è invece dimostrata molto onerosa ed è stata oggetto di segnalazioni per le vie brevi da parte delle imprese.
- 8.5 Al fine di razionalizzare e semplificare le comunicazioni riguardanti i vari aspetti della regolazione della continuità e i relativi oneri amministrativi per tutti i soggetti coinvolti, l’Autorità ritiene opportuno integrare tutte le comunicazioni sopra dettagliate nella consolidata raccolta on line, tramite portale *web* ARERA, inerente alla “Continuità del servizio”.
- 8.6 Pertanto, la tempistica per le comunicazioni di cui ai commi 69.3 e 70.2 del TIQD attualmente prevista entro il 30 giugno verrebbe modificata al 31 marzo.

S 6.Osservazioni sull’aggiornamento di tempistiche e modalità di alcune comunicazioni in materia di utenti MT e di interruzioni prolungate

Aggiornamento della comunicazione di alcuni dati relativi agli impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT

- 8.7 Il comma 66.5 del TIQD prevede che entro il 30 luglio di ogni anno tra il 2024 e il 2027, ogni impresa distributtrice proprietaria di almeno una semisbarra MT di cabina primaria direttamente o indirettamente connessa alla RTN comunichi 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:
- a) le informazioni di cui al paragrafo 2.7.1.1 del Codice di rete (che sono riferite alla cabina primaria dove è situata la semisbarra e hanno natura previsiva a 5 anni) e,
 - b) secondo i formati definiti dall’Allegato A.66 al Codice di rete, le informazioni di dettaglio per ogni semisbarra MT sottesa a impianti di trasformazione (che sono effettive, normalmente riferite all’anno precedente).
- 8.8 Per effetto di un aggiornamento del Codice di rete, le informazioni richiamate dal comma 66.5 del TIQD sono oggi definite al paragrafo 2.7.1.2 del Codice di rete, in particolare, relativamente alle cabine primarie:
- a) le previsioni (a 5 anni) della potenza attiva/reattiva richiesta o immessa sulle cabine primarie esistenti e future, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo);
 - a) la stima della produzione sulle reti in questione con indicazione del valore di potenza attiva di generazione immessa a livello di singola cabina primaria (lato MT), nelle citate situazioni tipiche.

- 8.9 In relazione alle comunicazioni relative all'anno 2023 (scadenza 30 luglio 2024) le imprese distributrici hanno inviato i dati di dettaglio richiesti secondo le modalità operative definite dall'Allegato A.66 al Codice di rete con alcune difficoltà di implementazione e, in particolare, interpretazioni differenti in relazione alla potenza controalimentabile in caso di disalimentazione della cabina primaria: alcuni hanno fatto riferimento alla potenza controalimentabile del singolo trasformatore, altri alla potenza controalimentabile dell'intera cabina primaria (che normalmente comprende due o più trasformatori).
- 8.10 Oltre a ribadire il perimetro delle informazioni richieste, come qui sopra dettagliato, l'Autorità è orientata a prevedere alcuni aggiornamenti dei dati da comunicare:
- la stima del valore della potenza massima controalimentabile nelle condizioni di disalimentazione della sola cabina primaria in esame, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo) attualmente lettera c) del comma 66.5 del TIQD, diventerebbe riferita all'intera cabina primaria;
 - l'informazione sul numero degli utenti MT in prelievo e immissione e degli utenti MT in sola immissione (lettere f) e g) del comma 66.5 del TIQD) verrebbe integrata dal numero degli utenti BT in prelievo e immissione e degli utenti BT in sola immissione;
 - l'informazione sull'energia complessiva prodotta dagli utenti MT connessi alla rete di distribuzione sottesa alla semisbarra in esame (lettera i) del comma 66.5 del TIQD) verrebbe integrata dalla migliore stima dell'energia complessiva prodotta dagli utenti BT nella medesima porzione di rete.
- 8.11 Come di consueto, Terna provvederebbe poi all'aggiornamento automatico del Codice di Rete per allineare le parti del testo dell'Allegato A.66 al Codice di Rete interessate dalle modifiche prima descritte.

S 7. Osservazioni in relazione alla comunicazione dei dati per reti MT

Incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici (chiarimento)

- 8.12 L'articolo 81 del TIQD ha introdotto una nuova modalità per la premialità al fine di incentivare il ricorso ai contributi pubblici (c.d. "*grants for works*") per la realizzazione di interventi infrastrutturali sulle reti di distribuzione⁸.
- 8.13 Nella fase di implementazione di questa nuova modalità, sono emersi alcuni dubbi interpretativi.
- 8.14 Al fine di fugare ogni incertezza sulle modalità di applicazione della regolazione, si coglie l'opportunità per chiarire che i corrispettivi versati da soggetti pubblici

⁸ Si ricorda che esiste una disposizione incentivazione simile, con differenziazione del premio su logica *benefit-based*, per i contributi pubblici per le infrastrutture di trasmissione (cfr. articolo 41 dell'Allegato A alla deliberazione 55/2024/R/EEL) e una disposizione incentivante, di natura *performance-based* collegata all'avanzamento del *roll-out* dello *smart metering* 2G, per i contributi pubblici per le attività di misura (cfr. articolo 22 dell'Allegato A alla deliberazione 724/2022/R/EEL).

richiedenti specifiche prestazioni all'impresa distributrice, inclusi in particolare i corrispettivi relativi a spostamento di impianti di rete (cfr. articolo 30 del Testo Integrato Connessioni TIC, Allegato C alla deliberazione 616/2023/R/EEL), non sono contributi pubblici ai fini dell'incentivazione ex articolo 81 del TIQD.

PARTE III

ORIENTAMENTI IN MATERIA DI REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE

9 Nuovi standard di qualità commerciale in relazione al distacco della generazione distribuita in condizioni di elevata tensione BT

- 9.1 La sempre maggior diffusione della produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili, in particolar modo nel caso della produzione fotovoltaica connessa alle reti di distribuzione in bassa tensione, se non gestita mediante il controllo della tensione sulla rete, determina incrementi delle tensioni in particolare nelle reti BT con bassa potenza di cortocircuito.
- 9.2 La norma CEI 0-21, Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica, prevede il distacco dell'impianto di produzione dalla rete con tensione pari al 110% della tensione nominale misurato tramite media mobile su un intervallo di 10 minuti (cfr. punto 8.6.2.1).
- 9.3 Informazioni disponibili all'Autorità indicano una crescente criticità a immettere energia elettrica nelle reti di distribuzione in bassa tensione per l'elevato valore della tensione di rete, tale da determinare lo scollegamento dell'impianto di produzione dell'utente in modo automatico:
- a) i dati di qualità commerciale hanno registrato un significativo incremento dei reclami e richieste relativi al sub-argomento di secondo livello "valori della tensione" (cfr. Tabella 8 del TIQC);
 - b) i piani di sviluppo delle reti di distribuzione e le istanze per interventi di sviluppo riguardano in modo crescente la sostituzione anche di impianti di trasformazione primari AT/MT a causa delle difficoltà di controllo delle tensioni sulle reti di distribuzione e in particolare sulla rete BT (cfr. ad esempio la deliberazione 22 ottobre 2024, 426/2024/R/EEL e la deliberazione 30 aprile 2025, 186/2025/R/EEL);
 - c) tra ottobre 2024 e inizio luglio 2025, l'Autorità ha avviato 15 procedimenti di trattazione dei reclami presentati da operatori contro un gestore di un sistema di distribuzione per motivazioni legate al distacco del proprio impianto di produzione, fotovoltaico tipicamente di potenza limitata entro 6 kW.
- 9.4 Alcuni di questi ultimi procedimenti sono già stati conclusi per cessata materia del contendere, dopo che l'impresa distributrice ha effettuato differenti tipi di azione (ad es. equilibratura di carichi e generazione su ciascuna fase BT, traslazione dell'utenza su altra porzione di rete BT, realizzazione di nuove tratte di rete BT) che hanno risolto o fortemente mitigato le preesistenti criticità.
- 9.5 Come osservato nella recente risoluzione del Parlamento europeo del 19 giugno 2025 sulle reti elettriche: colonna portante del sistema energetico dell'UE, cresce la *"preoccupazione che nel 2023 i costi legati alla gestione della congestione nella rete elettrica di trasmissione nell'Unione sono stati pari a 4,2 miliardi di euro e continuano ad aumentare e che il curtailment di fonti rinnovabili costituisce un ostacolo all'aumento della quota di fonti energetiche rinnovabili; osserva che tale*

cifra non comprende la rete di distribuzione dell'energia elettrica; sottolinea che nel 2023 quasi 30 TWh di energia elettrica da fonti rinnovabili sono stati distaccati in diversi Stati membri a causa dell'insufficiente capacità dell'infrastruttura di rete”.

Orientamenti dell'Autorità

- 9.6 L'Autorità ritiene che, alla luce dei succitati segnali di crescente criticità, sia opportuno introdurre uno specifico intervento di regolazione, al fine di ridurre il più possibile il taglio dell'immissione di energia da fonti rinnovabili nelle reti di distribuzione, con particolare riferimento ad impianti di piccola potenza in connessione monofase.
- 9.7 Nel dettaglio, l'Autorità intende adottare due nuovi livelli specifici (o “standard”) di qualità commerciale di seguito descritti.
- 9.8 Un primo standard si baserebbe sull'introduzione, a seguito di una richiesta di verifica da parte del cliente/produttore (o in generale da qualunque richiedente che agisca su richiesta/mandato dell'utente), del taglio di immissioni rinnovabile in rete.
- 9.9 L'implementazione potrebbe prevedere:
- a) un limite massimo di taglio del 10% della potenziale energia settimanale immettibile nella rete dall'impianto di produzione, con modalità di calcolo che saranno definite da parte della principale impresa distributrice nazionale, dopo aver sentito almeno le imprese distributrici che servono almeno 100.000 clienti e valutato loro eventuali osservazioni; oppure
 - b) un limite al numero massimo di distacchi di un singolo impianto di produzione in un periodo di sette giorni consecutivi.
- 9.10 Ai fini del calcolo di cui ai punti precedenti sono esclusi i periodi occorsi per interruzioni della fornitura: l'implementazione riguarderebbe i soli periodi per “distacchi per tensioni elevate e conseguente scatto del sistema di protezione di interfaccia”; inoltre la verifica dovrà essere effettuata disinserendo la modalità di limitazione automatica dell'immissione di potenza attiva da parte dell'impianto di generazione in condizioni di tensione elevata (cfr. punto 8.5.3.1. della norma CEI 0-21), quando tale modalità è disponibile.
- 9.11 Qualora venisse adottata la seconda opzione di regolazione, tenendo conto dei tempi tipici di distacco e ripresa dell'immissione di potenza (e conseguentemente dell'energia rinnovabile persa) la soglia di distacchi settimanali che comporta successive azioni dell'impresa distributrice in caso di raggiungimento (vd. successivi punti) potrebbe essere 25.
- 9.12 Il richiedente consentirebbe all'impresa distributrice eventuali verifiche sull'impianto di utenze (ad es. differenziale tra tensione all'impianto e tensione al punto di connessione oppure impedenza dell'impianto di utenza), per escludere difetti di taratura del sistema di protezione di interfaccia dell'impianto o configurazioni (in particolare, impedenze) atipiche dell'impianto di utenza.

- 9.13 Qualora venisse accertato il raggiungimento o superamento del livello specifico (espresso in energia distaccata o in numero di distacchi), l'impresa distributrice sarebbe tenuta ad adeguare la rete BT e non vi sarebbe nessun corrispettivo per l'effettuazione della verifica.
- 9.14 Qualora non venisse raggiunto lo standard, il richiedente sarebbe tenuto a versare un corrispettivo di 150,00 euro.⁹
- 9.15 La proposta si applicherebbe almeno ad impianti di produzione fino a 6 kW, fermo restando che la potenza dell'impianto sia uguale o inferiore a quella richiesta in fase di connessione, poiché per tali impianti di taglia contenuta non ci si aspettano limitazioni all'immissione di potenza nella rete.
- 9.16 Si intende comunque valutare in esito alla presente consultazione se i nuovi standard di qualità commerciali possano applicarsi anche ad impianti di produzione di taglia maggiore connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione.
- 9.17 Il nuovo standard "Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del taglio di immissioni rinnovabile in rete" sarebbe inteso come il tempo, misurato in giorni lavorativi, intercorrente tra la data di ricevimento da parte del distributore della conferma della richiesta di verifica (a meno di richiesta di esecuzione posticipata, vedi nel seguito) e la data di messa a disposizione al richiedente del documento recante l'esito della verifica.
- 9.18 Il tempo massimo di esecuzione della prestazione e l'indennizzo automatico base in caso di semplice sfioramento dei tempi massimi sarebbero gli stessi applicabili in base all'articolo 9 e alla Tabella 1 del TIQC¹⁰ (20 giorni lavorativi) e all'articolo 26 del TIQC (40,25 euro, indipendentemente dal tipo di utente BT - domestico o non domestico - poiché l'indennizzo è concettualmente associato alla perdita di possibilità di produzione individuale dell'utente, oltre che alla perdita di valore sistemico per la produzione rinnovabile distaccata. Si applicherebbero inoltre le logiche di incremento dell'indennizzo in caso di ritardi ancora superiori, come già previsto dal TIQC per gli altri livelli specifici.
- 9.19 Il richiedente avrebbe la possibilità di richiedere la posticipazione della verifica fino al primo mese di aprile successivo alla propria richiesta, per poter verificare l'immissione in rete in condizioni di elevata producibilità dell'impianto (e di altri impianti nella medesima porzione di rete).
- 9.20 Il secondo nuovo standard di qualità commerciale riguarderebbe l'adeguamento della rete BT per consentire l'immissione di potenza da parte di piccoli impianti di generazione. Il computo dei tempi per il secondo nuovo standard decorrerebbe dall'invio dell'esito della verifica (con esito negativo) del primo standard¹¹.
- 9.21 Poiché le attività coinvolte in questo secondo standard sono paragonabili (se non addirittura le stesse) a quelle da eseguire per applicare l'attuale standard di

⁹ La quantificazione proposta è in analogia con la quantificazione del corrispettivo per la verifica della tensione di fornitura.

¹⁰ Tempo di comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura e relativo corrispettivo.

¹¹ In analogia con i tempi di decorrenza dello standard di qualità commerciale di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

“ripristino del valore corretto della tensione di fornitura” (articolo 10 del TIQC), i tempi massimi di esecuzione della prestazione e gli indennizzi automatici sarebbero gli stessi applicabili in base all’articolo 10 del TIQC (50 giorni lavorativi, come indicato nella Tabella 1 del TIQC) e all’articolo 26 del TIQC (40,25 euro, indipendentemente dal tipo di utente BT - domestico o non domestico - poiché l’indennizzo è concettualmente associato alla perdita di possibilità di produzione individuale dell’utente, oltre che alla perdita di valore sistemico per la produzione rinnovabile distaccata). Anche per questo secondo standard caso si applicherebbero le logiche di incremento dell’indennizzo in caso di ulteriori ritardi.

S 8.Osservazioni in merito all’introduzione di un nuovo standard di qualità commerciale in relazione al distacco della generazione distribuita di piccola taglia per tensioni di rete elevate

S 9.Osservazioni in merito all’introduzione di un nuovo standard di qualità commerciale in relazione all’adeguamento della rete BT per consentire l’immissione di potenza da parte di piccoli impianti di generazione

PARTE IV

ORIENTAMENTI IN MATERIA DI SMART METERING 2G

10 Premessa

- 10.1 Facendo seguito al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102/2014, l’Autorità, con la deliberazione 8 marzo 2016, 87/2016/R/EEL, ha definito i requisiti funzionali ed i livelli attesi di prestazione dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) e, in sede di prima applicazione, con la delibera 646/2016/R/EEL ha definito la regolazione per la messa in servizio di tali sistemi e per il riconoscimento dei relativi costi di capitale per il triennio 2017-2019 per le imprese distributrici con almeno 100.000 punti di prelievo.
- 10.2 La regolazione è stata aggiornata dalla deliberazione 306/2019/R/EEL per il triennio 2020-2022, e dalla deliberazione 724/2022/R/EEL per il triennio 2023-2025.

11 Estensione temporale delle direttive 2G

- 11.1 Le direttive 2G comprendono, in estrema sintesi:
- a) disposizioni relative ai piani di messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G e alle modalità di loro aggiornamento (articoli 5-8, 10 e 11);
 - b) disposizioni relative ai piani di dettaglio della fase massiva (articolo 9);
 - c) disposizioni per la consuntivazione delle spese di capitale e per il riconoscimento di tali costi (articoli 12-17 e 19);
 - d) penalità per mancato avanzamento del piano durante la fase massiva e per mancato rispetto lieve dei livelli attesi di qualità e relative attività di monitoraggio (articoli 18, 20 e 21);
 - e) incentivazione per l’accelerazione dei piani a seguito dell’ottenimento di contributi pubblici (articolo 22).
- 11.2 I piani di messa in servizio dovevano prevedere una copertura di almeno il 90% dei punti entro il 31/12/2025. Nonostante limitati ritardi per effetto della pandemia Covid-19 e del conseguente blocco delle installazioni nella primavera 2020 e della carenza di semiconduttori registrata in particolare nel 2022, i piani sono di fatto ormai in fase di completamento. Con l’eccezione di un’impresa (per quantità di misuratori peraltro marginali), tutte le imprese distributrici hanno rispettato le percentuali minime di avanzamento dei piani. Il numero delle installazioni 2G complessive al 31 dicembre 2023 (per tutte le imprese, comprensivo di misuratori in sostituzione di misuratori di prima generazione o elettromeccanici, in corrispondenza di nuovi punti e in sostituzione di misuratori 2G già installati) è superiore a 34,8 milioni di misuratori. Il dettaglio per le principali imprese è disponibile sul sito internet dell’Autorità.

Orientamenti dell’Autorità

- 11.3 Non essendo emerse significative criticità nell’applicazione delle disposizioni regolatorie (e nonostante alcune disposizioni relative ai piani di messa in servizio e ai piani di dettaglio della fase massiva non saranno più efficaci), in logica di

continuità e semplicità, l’Autorità intende confermare le disposizioni vigenti anche nel triennio 2026-2028.

S 10. Osservazioni in merito all’estensione temporale delle disposizioni delle Direttive 2G per il triennio 2026-2028