

## Risposta Enel al

### DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE ARERA 332/2025/R/com

#### Orientamenti per l'aggiornamento della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, a partire dal 1° gennaio 2026

##### Osservazioni generali

Da un punto di vista generale, Enel accoglie con favore la pubblicazione del presente documento di consultazione contenente gli orientamenti dell'Autorità in materia di aggiornamento della regolazione *output-based* a valere per gli anni 2026-2027 e di estensione delle direttive 2G per il prossimo triennio.

Si ritiene, infatti, che tale consultazione, rappresenti un importante momento di confronto e analisi a valle dell'introduzione delle profonde revisioni regolatorie che hanno caratterizzato l'avvio del sesto periodo di regolazione (2024-2027), di cui alla deliberazione ARERA 617/2023/R/eel e ai suoi Allegati A e B (TIQD e TIQC rispettivamente).

Si riportano di seguito alcune osservazioni di carattere generale, suddivise per paragrafi relativi ai singoli argomenti trattati nel documento per la consultazione in oggetto.

- *I piani di sviluppo come strumento strategico per la pianificazione della rete*

Nell'attuale scenario di profondi cambiamenti, i distributori elettrici si trovano a dover fronteggiare contemporaneamente una pluralità di sfide che rendono il quadro in cui operano più incerto e complesso rispetto al passato, chiamandoli a un impegno operativo e finanziario senza precedenti.

In questo contesto, i Piani di Sviluppo rappresentano uno strumento strategico per garantire l'affidabilità e l'innovazione delle reti di distribuzione. La pianificazione della rete di distribuzione dell'energia elettrica diventa, infatti, un elemento essenziale per accelerare la transizione energetica e, in più, l'applicazione di un approccio "anticipatorio" allo sviluppo delle infrastrutture appare imprescindibile.

Divengono, quindi, essenziali orientamenti normativi e regolatori per garantire che i gestori delle reti siano adeguatamente incentivati a esplorare e implementare le migliori soluzioni disponibili, nonché accelerare il processo di cambiamento in atto.

L'ARERA - attraverso le previsioni regolatorie di cui all'articolo 80 dell'Allegato A alla deliberazione 617/2023/R/eel (TIQD) - ha riconosciuto il rapido cambiamento dello scenario attuale e la conseguente necessità di fornire sostegno alle imprese di distribuzione, introducendo uno schema di incentivazione specifico per gli interventi di sviluppo per il periodo 2025 – 2027 correlati a *cost benefit analysis* positive.

Stante il sopra descritto contesto sfidante, Enel accoglie con favore l'orientamento dell'Autorità (rif. paragrafo 3.4 del DCO) di voler raccogliere ulteriori elementi in merito alla possibilità di ampliare l'attuale finestra temporale per il meccanismo di incentivazione *benefit-based* degli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione (Titolo 10, articolo 80 del TIQD); con riferimento a tale meccanismo incentivante, infatti, **si ritiene fondamentale introdurre un'estensione dell'attuale finestra temporale prevista in regolazione per la presentazione di successive future istanze di incentivazione** - ad esempio presentando una nuova istanza in concomitanza con il prossimo piano di sviluppo - ciò al fine di poter trarre in considerazione gli importanti progetti di sviluppo pianificati e in corso di pianificazione da parte dei gestori delle reti di distribuzione.

Inoltre, con specifico riferimento alle tempistiche di completamento degli interventi oggetto di istanza di accesso al meccanismo incentivante, si evidenzia, così come già osservato in occasione della presentazione dell'istanza del 30 giugno 2025 e della prima applicazione del meccanismo premiale, che potrebbero sopraggiungere fenomeni al momento non prevedibili nel periodo di esecuzione dei lavori, tali da produrre uno slittamento nell'ultimazione del 100% dell'intervento oltre l'attuale termine atteso del 2027.

**A tal riguardo, si ritiene che l'erogazione integrale del premio sia prevista anche in caso di slittamento oltre il termine atteso del 2027 per il completamento dei lavori.**

Come ulteriore elemento, si sottolinea che, a seguito della prima applicazione delle Linee Guida che definiscono i criteri per la valorizzazione dei benefici derivanti dagli interventi sulla rete di distribuzione elettrica nell'ambito dell'analisi costi-benefici, sono emerse alcune criticità nella metodologia di calcolo di specifici benefici. In particolare, i vantaggi legati all'abilitazione di nuova *hosting capacity* per impianti da fonti rinnovabili risultano poco coerenti con l'attuale configurazione della rete, generando valori quasi nulli, con l'attuale formulazione matematica dei benefici (cfr. Delibera 112/2025).

Al contrario, il beneficio associato alla risoluzione della saturazione per eccesso di carico risulta sistematicamente più rilevante, determinando una priorità negli investimenti orientati

all'aumento della capacità di carico rispetto a quelli finalizzati all'incremento della *hosting capacity*.

Tuttavia, l'esperienza operativa quotidiana del Distributore evidenzia numerosi casi in cui interventi mirati alla *hosting capacity* potrebbero generare benefici concreti. Una corretta prioritizzazione di questi interventi di natura anticipatoria sarebbe essenziale per accelerare la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili con ricadute positive sia dal punto di vista ambientale che economico. Tali interventi, infatti, contribuirebbero a ridurre i tempi di connessione e, nel lungo periodo, a diminuire il prezzo medio dell'energia grazie a una maggiore produzione da fonti rinnovabili.

- *Evoluzione della regolazione output-based*

Con riferimento all'**evoluzione della regolazione individuale della continuità**, Enel ritiene che laddove ARERA si orienti verso "l'opzione A", sarebbe opportuno portare a 9 la soglia unica di interruzioni per i soli clienti MT. Riguardo invece la previsione di cui "all'opzione B" (rif. paragrafo 4.12 del DCO), di proseguire la regolazione individuale per gli utenti in MT e di **introdurre una nuova regolazione individuale anche per gli utenti BT**, con conseguente erogazione di un indennizzo anche per i medesimi utenti BT in caso di superamento delle soglie prefissate, si ritiene che questa **costituirebbe un indesiderato precedente di "doppia penalizzazione" riferita ad una medesima interruzione**.

Si rimanda allo specifico spunto di consultazione per ulteriori approfondimenti.

Inoltre, con riferimento agli orientamenti espressi da ARERA di **voler aggiornare la definizione di interruzioni rilevanti** (rif. paragrafo 5 del presente DCO) con conseguente **abbassamento della soglia degli "eventi rilevanti"** rispetto agli attuali valori contenuti nella Tabella 2 del TIQD, adeguandola alla soglia del cosiddetto "incidente rilevante" sulla rete di trasmissione, non si concorda con l'ipotizzato orientamento e si propone di mantenere i valori attualmente esposti in Tabella 2 del TIQD anche per il prossimo emi-periodo regolatorio.

Anche per tale aspetto, si rimanda allo specifico spunto di consultazione per ulteriori approfondimenti.

In aggiunta, riguardo alle opzioni poste in consultazione nel presente DCO per **l'aggiornamento del meccanismo per l'identificazione dei c.d. periodi di condizioni perturbate**, si accoglie con favore l'orientamento dell'Autorità a voler rivedere tale meccanismo. Tra quelle poste in consultazione, si ritiene preferibile l'Opzione A, che introduce un nuovo meccanismo complessivo che, qualora venisse adottato mediante le modalità operative e di calcolo delle soglie descritte nella successiva risposta allo spunto S4, appare preferibile rispetto alle proposte avanzate in precedenza (Opzione B).

Si rimanda allo specifico spunto di consultazione per ulteriori approfondimenti.

Infine, riguardo agli orientamenti espressi al paragrafo 7 del presente DCO in merito a **possibili aggiornamenti sulle modalità di monitoraggio a campione delle variazioni lente della tensione**, Enel ritiene che quanto proposto al punto 7.15 del DCO per essere messo in pratica, necessita di definire, ad esempio, i valori dei campioni con tensione media decaminutale rilevata al di sotto dell'85% del valore della tensione elettrica, come quelli tra il 110% ed il 115% oltre i quali potrebbe essere necessario provvedere ad effettuare interventi sulla rete.

Tenuto conto che la materia è estremamente tecnica con diverse normative impattanti, si ritiene di primaria importanza di coinvolgere in primis il Comitato Italiano CEI nella figura del CT316 prima di qualsiasi decisione in merito, essendo questo l'organo preposto alla emissione delle norme tecniche italiane relative alle connessioni alla rete di bassa tensione e di media tensione. Tale Comitato, oltre ad approfondire gli aspetti tecnici, potrà valutare quali sono gli aggiornamenti che dovranno essere richiesti alle norme europee che regolano espressamente questa materia (ad es. CEI EN 50160).

- *Regolazione della qualità commerciale*

Con riferimento agli orientamenti espressi in materia di regolazione della qualità commerciale, riportati nella parte III del presente DCO, si evidenzia che se da un lato l'incremento delle richieste di connessione della capacità fotovoltaica verificatosi negli ultimi anni ha modificato l'andamento delle tensioni di linea, in particolare nelle reti BT, dall'altro lato i distributori sono costantemente impegnati nelle implementazioni di interventi tecnici sulla rete, atti alla risoluzione puntuale di eventuali problematiche legate al nuovo profilo delle tensioni summenzionato. Tra tali interventi, a titolo esemplificativo, si evidenziano le iniziative specifiche attuate negli ultimi anni, tra cui: interventi mirati e straordinari di regolazione del variatore di presa a vuoto del TR MT/BT in Cabina Secondaria; interventi di

equilibratura dei carichi e degli utenti sulla rete BT; interventi di sostituzione dei cavi di collegamento, con cavi di sezione maggiore; installazione di trasformatori MT/BT dotati di Commutatore Sotto Carico e con capacità di regolazione differenziata sulle tre fasi; installazione di regolatori di tensione lungo le linee di distribuzione BT; in occasione di interventi di sostituzione di trasformatori AT/MT in Cabina Primaria, sostituzione del commutatore sotto carico al fine di adeguare/aumentare la capacità di regolazione della tensione.

Tutto ciò premesso, con specifico riferimento alle proposte riportate nel presente DCO, si apprezza il tentativo dell'Autorità di voler agire sulla regolazione, **introducendo un mirato intervento finalizzato a ridurre il fenomeno del taglio dell'immissione di energia** da fonti rinnovabili nelle reti di distribuzione, in particolare per gli impianti di piccola potenza (impianti fino a 6 kW). Tuttavia, in relazione al primo standard proposto "*Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del taglio di immissioni rinnovabile in rete*", **si rilevano importanti criticità sostanziali sia per quanto attiene alla misurazione dell'indicatore che alla certificazione dei dati**. Si ritiene, infatti, imprescindibile individuare indicatori oggettivi e certificabili, fondati su misure verificabili dal Gestore o da strumenti terzi indipendenti.

Rimandiamo allo specifico spunto di consultazione (S8) per il dettaglio delle suddette criticità applicative.

Inoltre, con riferimento alle tempistiche di entrata in vigore delle disposizioni su possibili nuovi indicatori di qualità commerciale, preme sottolineare che quanto ipotizzato (entrata in vigore dal 1° gennaio 2026) non sia percorribile poiché l'implementazione *ex novo* di nuovi standard richiede importati sviluppi informatici sui sistemi di tutti gli operatori coinvolti nel processo di verifica. Di conseguenza, si propone che per l'introduzione di eventuali nuovi standard di qualità commerciale sia in ogni caso da considerare una data non antecedente al 1° gennaio 2027.

Infine, sempre con riferimento alla regolazione della qualità commerciale, si coglie tale occasione di revisione del TIQC per **rappresentare una richiesta di aggiornamento dei contenuti del preventivo**, in ottica di efficientamento e maggior supporto al cliente. In particolare, attualmente la regolazione, agli articoli 5 comma 3 e al 6 comma 4 del TIQC, prevede che il preventivo debba contenere "*il riferimento e il recapito telefonico della persona responsabile per conto del distributore*"; analogamente la medesima previsione si

ritrova anche per la comunicazione degli esiti delle verifiche sui gruppi di misura che ne richiedono la conseguente sostituzione (art. 19 comma 7).

In merito a tali aspetti, si ritiene che sarebbe più efficace ampliare le modalità di contatto del distributore prevedendo una nuova possibilità: poter indicare al cliente il recapito del contact center, unitamente all'informazione del numero identificativo univoco della pratica oggetto della sua richiesta.

In conseguenza di tale ulteriore possibilità prevista dalla regolazione, potrà essere indicata dal distributore al cliente la modalità di contatto più idonea a gestire il processo in oggetto, garantendo in ogni caso l'interlocuzione con la figura competente per la sua richiesta.

A livello procedurale, il contact center verrebbe conseguentemente "ampliato" prevedendo la creazione di un nuovo ramo nell'IVR (*Interactive Voice Response*) dedicato all'inserimento del codice di rintracciabilità univoco della pratica, che il cliente potrà indicare per ottenere informazioni mirate sulla sua richiesta. La chiamata verrebbe quindi gestita in prima istanza dall'operatore telefonico e indirizzata, in caso di necessità, o direttamente al referente della pratica o, in caso di sua indisponibilità, alle unità territoriali competenti in grado di fornire informazioni tecniche di "contenuto" sullo stato della pratica stessa.

L'adozione della nuova possibile modalità di contatto consentirebbe di:

- garantire in ogni caso una risposta al cliente, anche nell'eventualità di chiamate fuori orario lavorativo o di indisponibilità del tecnico (ad esempio, se impegnato in un'emergenza, in un'attività non interrompibile legata alla sicurezza o al ripristino a seguito di guasti, o se si trova fuori servizio);
- poter indirizzare comunque la chiamata al tecnico che sta seguendo la pratica, se necessario e se reperibile al momento della chiamata, o in alternativa all'unità territoriale competente;
- limitare eventuali utilizzi impropri del numero telefonico dei tecnici, anche successivamente alla conclusione della attività di connessione richiesta.

La possibilità per le imprese distributrici di indicare al cliente la modalità di contatto più idonea a gestire il processo avrebbe, inoltre, il vantaggio di ampliare i canali di contatto per i distributori più strutturati organizzativamente e per quelli che fossero interessati a farlo in ottica di *caring* nei confronti dei clienti e, per gli altri, di poter mantenere la consueta modalità di contatto senza dover far fronte a spese o riorganizzazioni dei processi per creare un contact center.

- *Orientamenti in materia di smart metering 2G*

Infine, riguardo agli orientamenti espressi nel presente DCO in merito alla disciplina regolatoria in vigore sullo *smart metering 2G* e, in particolare, alla conferma delle disposizioni vigenti anche nel triennio 2026-2028, si concorda con quanto proposto da Codesta Autorità, ovvero di estendere temporalmente le disposizioni già vigenti.

## **Risposte agli spunti di consultazione**

Ad integrazione dei concetti già esposti nel precedente capitolo di osservazioni generali, si riportano di seguito le risposte agli specifici spunti di consultazione.

### **S 1. 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.**

Con riferimento agli orientamenti dell’Autorità di voler raccogliere ulteriori elementi in merito alla possibilità di ampliare l’attuale finestra temporale per il meccanismo di incentivazione *benefit-based* degli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione (Titolo 10, articolo 80 del TIQD), espressi al paragrafo 3.4 del presente DCO, Enel ritiene **fondamentale introdurre il suddetto ampliamento rispetto al termine del 2027 previsto attualmente in regolazione**, ad esempio con possibilità di presentare una nuova istanza in corrispondenza del prossimo Piano di Sviluppo. Questo consentirebbe ai gestori delle reti di distribuzione una maggiore flessibilità per la presentazione di successive future istanze di incentivazione, al fine di poter trarre in considerazione gli importanti progetti di sviluppo pianificati e in corso di pianificazione da parte dei gestori delle reti di distribuzione.

Inoltre, come già anticipato nelle osservazioni generali, con riferimento alle tempistiche di completamento degli interventi oggetto di istanza di accesso al meccanismo incentivante, si sottolinea come possano sopraggiungere, nel periodo di esecuzione dei lavori, fenomeni non prevedibili in fase di pianificazione degli interventi, tali da produrre uno slittamento nell’ultimazione del 100% dell’intervento oltre l’attuale termine atteso del 2027.

**A tal fine si richiede a codesta Autorità di confermare in regolazione l’erogazione integrale del premio, anche in caso di slittamento oltre i limiti temporali previsti dall’attuale regolazione.**

Infine, sempre riguardo agli orientamenti espressi dall’Autorità nel suddetto paragrafo 3.4 del presente DCO, Enel accoglie favorevolmente l’iniziativa di **voler raccogliere ulteriori elementi a supporto di un potenziamento dell’incentivazione alla compensazione delle immissioni reattive in aree omogenee**. A tale proposito, l’estensione da 24 a 36 mesi del periodo per il quale l’impresa distributrice, a seguito dell’entrata in esercizio di impianti di compensazione, ha diritto a recuperare i corrispettivi dovuti a Terna, è

sicuramente necessaria per tener conto dei fattori esogeni che possono determinare l'allungamento dei tempi di realizzazione degli interventi.

Tuttavia, come già segnalato in più occasioni, con riferimento più in generale alla regolazione dei flussi di energia reattiva verso RTN, riteniamo essenziale in primis che ARERA confermi, attraverso lo strumento delle “deroghe” che Terna può richiedere, l'esonero con decorrenza 1° aprile 2023 dall'applicazione dei corrispettivi per l'immissione di reattiva nei casi di:

1. Cabine Primarie (di seguito, “CP”) appartenenti alle “Aree Non Omogenee” identificate da Terna come non critiche ai fini della gestione dei flussi di reattivo sulla RTN per problematiche di tensione elevate;
2. CP appartenenti alle “Aree Omogenee” per le quali i flussi di reattivo in risalita dalle reti di distribuzione influiscano solo marginalmente sui profili di tensione della RTN o CP situate in porzioni di rete in cui Terna ha già effettuato l'installazione di dispositivi di compensazione.

Cogliamo l'occasione, inoltre, per richiamare l'attenzione di codesta Autorità sulla necessità di definire alcuni aspetti applicativi della regolazione tariffaria dell'energia reattiva – più volte segnalati – quali la valutazione finale e l'approvazione dei criteri proposti congiuntamente da distributori e Terna nel marzo 2024, per il calcolo di dettaglio dei volumi di reattiva immessa in RTN, soggetti ai corrispettivi (coefficiente di riporto delle misure in AT, granularità temporale dei dati da considerare).

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

Così come già anticipato nelle osservazioni generali, con riferimento agli orientamenti espressi in materia di **evoluzione della regolazione individuale della continuità**, Enel ritiene che la previsione di cui “all'opzione B” (rif. paragrafo 4.12 del DCO), di proseguire la regolazione individuale per gli utenti in MT e di **introdurre la regolazione individuale anche per gli utenti BT**, con conseguente erogazione di un indennizzo anche per i medesimi utenti BT in caso di superamento delle soglie prefissate, **costituirebbe un indesiderato precedente di “doppia penalizzazione” riferita ad una medesima interruzione**. Infatti, nell'ipotesi di mantenere in essere la regolazione generale per gli utenti BT attualmente in vigore e sovrapporla con la nuova regolazione individuale di cui alla

“opzione B” si avrebbero, per una medesima interruzione che interessa la fornitura dell’utente, due meccanismi di penalizzazione sovrapposti a carico del gestore di rete.

**L’opzione A** prevede la rimozione della differenziazione legata ai diversi livelli di concentrazione. **Tale opzione appare condivisibile a patto che la soglia unica per tutti i livelli di concentrazione sia impostata pari a 9 invece che 8 come proposto.** Questa soglia infatti permette di non avere penalizzazioni né vantaggi economici, mantenendo l’orientamento, espresso da ARERA, di eliminare discriminazioni per livelli di concentrazione

**L’opzione B**, inoltre, appare non praticabile per diverse ragioni, di seguito esposte:

- Secondo la vigente regolazione, la certificazione delle interruzioni che interessano la rete BT ha connotazione statistica. Implementare un meccanismo di regolazione individuale su una regolazione statistica porterebbe ad una forte approssimazione per eccesso delle interruzioni conteggiate per il riconoscimento dell’indennizzo individuale, venendo meno quanto riportato al Par. 4.14 del DCO 332/2025 e comportando un rilevante esborso economico
- Estendere il meccanismo attualmente utilizzato per i clienti connessi in Media Tensione alla rete di Bassa Tensione comporterebbe un aggravio gestionale e tecnico rilevante, proprio per la necessità di intercettare la potenza assorbita/immessa al momento dell’interruzione. Questi dati sono al momento presenti sul sistema di telegestione ed esulano dal meccanismo statistico menzionato al punto precedente e dalla regolazione prevista dall’allegato A alla Delibera 617/2023 (TIQD). Una eventuale integrazione e sviluppo dei sistemi attualmente in uso comporterebbe dei tempi molto lunghi e non compatibili con le tempistiche previste dal DCO (entrata in vigore delle nuove regole dal 01/01/2026).
- Le interruzioni che interessano i clienti connessi alla rete di bassa tensione sono già considerate nella regolazione generale della continuità (indicatori D1 e N1). L’applicazione dell’opzione B del presente DCO comporterebbe una sostanziale sovrapposizione regolatoria.

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

Con riferimento agli orientamenti espressi da ARERA di voler aggiornare la definizione di interruzioni rilevanti (rif. paragrafo 5 del presente DCO) con conseguente abbassamento della soglia degli “eventi rilevanti” rispetto agli attuali valori contenuti nella Tabella 2 del TIQD, adeguandola alla soglia del cosiddetto “incidente rilevante” sulla rete di trasmissione,

non si concorda con l'ipotizzato aggiornamento delle soglie per l'identificazione dell'incidente rilevante e si propone di mantenere i valori attualmente esposti in Tabella 2 del TIQD anche per il prossimo semi-periodo regolatorio.

Estendere il concetto (e il relativo valore numerico) di "incidente rilevante" definito per la rete di trasmissione alla rete di distribuzione appare non condivisibile. La rete di distribuzione e la rete di trasmissione sono profondamente diverse sia per la loro funzione all'interno del Sistema Elettrico che per le logiche che ne determinano l'esercizio, ivi compreso il tasso di guasto. L'incidente rilevante sulla rete di trasmissione è originato generalmente da pochissimi eventi di rete (al limite da un singolo evento), mentre le casistiche che portano la rete di distribuzione a subire disalimentazioni rilevanti (che superino la soglia dell'art. 68 del TIQD) sono generalmente dovute a numerosi guasti sulla rete MT (diverse decine). Le disalimentazioni rilevanti sulla rete di distribuzione sono inoltre gestite con le dichiarazioni di allarme ed emergenza, disciplinate dalla norma CEI 0-17 e dal par. 6.4 del TIQD. La gestione di tali eventi sulla rete di distribuzione segue quindi dinamiche differenti, che rendono fuorviante il paragone con l'incidente rilevante sulla rete di trasmissione.

Si segnala, infine, che l'incidente rilevante sulla rete di trasmissione comporta l'esclusione delle interruzioni dal calcolo degli indicatori regolati. Questo aspetto, invece, non è automaticamente valido per le interruzioni eccezionali che superano le soglie previste dalla tabella 1 di cui all'art. 68 del TIQD

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

Come già anticipato nelle osservazioni generali, riguardo alle opzioni poste in consultazione nel presente DCO per l'aggiornamento del meccanismo per l'identificazione dei c.d. periodi di condizioni perturbate, l'opzione preferibile è l'opzione A (par. 6.15 del DCO). Essa risulta l'opzione più solida e, con le modalità operative e di calcolo delle soglie descritte di seguito, tale opzione appare anche preferibile rispetto alle proposte avanzate dai DSO in precedenza (Opzione B).

In particolare, si propone che le soglie per provincia vengano calcolate seguendo un metodo legato al criterio del 97° percentile.

Il metodo attuale, basato sulla media triennale degli eventi giornalieri, anche se sfrutta coefficienti moltiplicativi e termini noti, rimane legato alla tendenza centrale della

distribuzione. Inoltre, i coefficienti correttivi che definiscono la formula attuale introducono un elemento che riduce la comparabilità tra le diverse Province e la stabilità del metodo stesso con il passare degli anni e con la variazione degli scenari.

Per calcolare il valore della soglia di eventi oltre la quale si rientri in periodi di condizioni perturbate per ogni Provincia, Giorno, ed Origine (BT e MT), si propone, come anticipato, un metodo legato al 97° percentile per il triennio di riferimento (n-2, n-3 e n-4).

Tale metodo risulterebbe statisticamente più solido ed operativamente più efficace rispetto alle soglie derivate dall'applicazione del metodo attuale (media triennale corretta da coefficienti). Inoltre, l'introduzione di un cap (15 eventi per la MT e 60 eventi per la BT) alle soglie ottenute, nelle nostre simulazioni si applicherebbe ad un numero di Province ed Origine confrontabile con quelle "cappate" con il metodo attuale: Il mantenimento del cap consente di consolidare un limite legato alla saturazione delle capacità operative, senza alterare la rilevazione degli eventi. Le considerazioni sulla saturazione operativa e logistica dei DSO (che portano al "cap" di 15 e 60 delle soglie) non cambiano, infatti, passando dal lasso temporale attuale al lasso temporale di 24 ore.

Il 97° percentile, invece, lavora direttamente sulla coda della distribuzione, identificando per definizione una quota fissa di giorni come eccezionali. Questo approccio garantisce:

- robustezza al numero di giorni che possano rappresentare degli outlier,
- stabilità temporale dei criteri di superamento,
- comparabilità tra Province per entrambe le origini.

Il 97° percentile viene calcolato considerando la distribuzione degli eventi giornalieri di ciascuna Provincia ed Origine (B o M) nell'intero triennio di riferimento. Ciò significa che:

- per ogni Provincia ed Origine si raccolgono i valori di tre anni consecutivi;
- si costruisce la distribuzione complessiva dei valori giornalieri;
- la soglia viene fissata al valore al di sopra del quale ricade soltanto il 3% delle osservazioni.

In questo modo, la soglia risulta:

- stabile, perché non dipende dalle fluttuazioni casuali che si potrebbero avere in un singolo anno;

- rappresentativa, perché integra anni normali e anni con eventi estremi, ancorandosi al comportamento tipico ma restando sensibile alla rarità;
- comparabile, perché la stessa regola (97° percentile su media triennale) è applicata allo stesso modo a tutte le Province.

**La modalità descritta di calcolo delle soglie è da intendersi parte integrante della proposta.** Inoltre, nell'opzione A si deve intendere incluso il meccanismo di estensione del periodo di condizioni perturbate alle 6 ore precedenti e successive ad ogni fascia. Tale lasso temporale è necessario per intercettare correttamente i fenomeni di perturbazione che si possono manifestare in concomitanza del passaggio da una fascia di osservazione all'altra.

Laddove l'opzione A non sia accettata integralmente con le modalità applicative sopra descritte, e-distribuzione considera ammissibile, in subordine, l'opzione B prevista dal Documento di Consultazione.

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

Ad oggi il comportamento del misuratore elettronico di seconda generazione è conforme alla Delibera 87/2016 e più precisamente al capitolo 2 "Rilevazione e registrazione di indici di qualità della tensione – R-2.01 Misure di tensione" dell'Allegato A e alle norme CEI 0-21 e CEI EN 50160. Pertanto, si richiede a codesta Autorità di evitare quanto più possibile la disseminazione delle caratteristiche funzionali dei misuratori elettronici e far riferimento solo alla succitata Delibera 87/2016, alle sue eventuali evoluzioni e alle norme tecniche di riferimento.

Si ritiene inoltre non necessario introdurre nuove soglie in quanto quelle previste dalla già citata Delibera 87/2016 sono sufficientemente rappresentative ed inoltre ampliano già quanto definito dalla norma europea CEI EN 50160. Qualora codesta Autorità ritenga necessario introdurre diverse modalità di calcolo delle caratteristiche tecniche della rete di distribuzione, si ritiene che le stesse dovranno essere presentate in prima istanza al CEI che ha curato e che curerà tutti gli aggiornamenti delle varie norme sulle connessioni sia MT, sia BT (CEI 0-16 e CEI 0-21).

In particolare, quanto proposto al punto 7.15 del DCO per essere messo in pratica, necessiterà di definire, ad esempio, i valori dei campioni con tensione media decaminutale

rilevata al di sotto dell'85% del valore della tensione elettrica, come quelli tra il 110% ed il 115% oltre i quali potrebbe essere necessario provvedere ad effettuare interventi sulla rete, che è nel perimetro del CT316.

Qualora l'Autorità intenda procedere con un nuovo monitoraggio basato su diversi livelli di soglia per la determinazione della qualità della tensione di rete, siamo disponibili ad approfondimenti tecnici, congiuntamente agli attori proposti, al fine di valutare sia gli impatti sul sistema e gli apparati, sia l'ampiezza del campione che dovrà essere opportunamente dimensionato e distribuito sul territorio nazionale. Si evidenzia infine che, essendo, come precedentemente richiamato, i misuratori elettronici utilizzati da e-distribuzione conformi a quanto definito dalla Delibera 87/2016, nel caso che alla fine si decida di variare le soglie di campionamento, gli stessi dovranno essere riprogrammati richiedendo tempo ed investimenti.

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

Non si ravvedono motivi ostativi alla modifica proposta dal DCO 332/2025.

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

La modifica proposta dal par. 8.10 del DCO richiede una modifica agli applicativi, al momento in esercizio, per l'elaborazione dei dati previsti dall'Allegato A66 del Codice di Rete. Si propone perciò di rendere operativa la modifica a partire dall'anno solare 2026 (con prima consegna di questi nuovi dati prevista per il 30/07/2027).

#### **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.**

Come detto nelle osservazioni generali, si rilevano importanti difficoltà applicative in relazione allo standard proposto, sia per quanto attiene alla misurazione che alla certificazione dei dati. Si riportano nel dettaglio di seguito i commenti puntuali alle 2 opzioni, proposte nel DCO al paragrafo 9.9, di applicazione dell'indicatore.

##### **Opzione a) - Limite massimo di taglio del 10% della potenziale energia settimanale immettibile in rete dall'impianto di produzione**

Con riferimento a tale modalità applicativa si ravvedono le seguenti criticità.

- *Non prevedibilità del clima e della produzione da fonti rinnovabili:* la potenza realmente prodotta dagli impianti da fonti rinnovabili (in particolare fotovoltaico) è fisiologicamente ridotta in caso di maltempo o scarsa radiazione solare, anche oltre la soglia del 10% proposta. In tali circostanze, la quota di energia non immettibile non è necessariamente imputabile a criticità di rete, ma a fattori esogeni. Inoltre, il calcolo da effettuare ai fini dell'implementazione del suddetto standard, presuppone la possibilità di stimare con sufficiente precisione la produzione attesa dell'impianto. Tuttavia, come detto, per impianti da fonte non programmabile, la producibilità è fortemente dipendente da fattori aleatori;
- *Difficoltà di distinguere le cause del taglio delle immissioni:* non è possibile individuare una metodologia universalmente valida per scorporare la quota di energia non immessa per cause ascrivibili a condizioni proprie dell'impianto utente da quella derivante da problematiche sulla rete di distribuzione, con conseguente rischio di risultati contestabili.

In conclusione, la proposta di un indicatore basato sulla percentuale di taglio massimo dell'energia potenzialmente immettibile in rete è poco affidabile e difficilmente certificabile, con rischio di produrre falsi positivi o negativi.

**Opzione b) - Limite al numero massimo di distacchi di un singolo impianto in un periodo di 7 giorni consecutivi**

Con riferimento a tale modalità applicativa si ravvedono le seguenti criticità.

- *Impossibilità di certificazione:* il numero dei distacchi è registrato dal Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI), che appartiene all'impianto di produzione e non rientra nella sfera di responsabilità del distributore. Il gestore di rete non può quindi certificarne con certezza l'attendibilità e conseguentemente i dati prodotti;
- *Pluralità di fattori causali del distacco:* l'intervento del SPI può dipendere non solo dalla qualità della tensione di rete, ma anche da fattori endogeni all'impianto di produzione, come:
  - errata taratura del Sistema di Protezione Interfaccia;
  - impedenze anomale dell'impianto di utenza (es. conduttori sottodimensionati, componentistica non idonea, ecc...);
  - configurazioni particolari del SPI (es: programmazione ad immissione 0).

- *Difficoltà di distinguere le cause del distacco*: non esiste un criterio oggettivo per distinguere interventi del SPI imputabili alla rete da quelli riconducibili all'impianto d'utenza.

In conclusione, l'indicatore in esame non appare a nostro avviso oggettivo né certificabile, poiché fa riferimento ad un apparato (SPI) che esula dal controllo e dalla responsabilità del distributore e che è influenzato da variabili anche indipendenti dalla rete.

Si denota come, in generale, la materia sia per sua natura tecnicamente complessa e pertanto le proposte che codesta Autorità ha formulato nel presente paragrafo del DCO dovrebbero essere valutate nell'ambito del CT316 "Connessioni alle reti elettriche Alta, Media e Bassa Tensione", organo preposto per la gestione delle norme CEI 0-21 e CEI 0-16.

Inoltre, si fa presente che le modalità di intervento degli inverter non sono sincronizzabili con gli strumenti di controllo posti sulla rete. Si ritiene, pertanto, che il controllo dell'immissione di energia elettrica sia compito dei costruttori dei dispositivi (esempio Inverter) che, con riferimento alle norme tecniche, certifichino i loro prodotti con le caratteristiche desiderate.

Detto ciò, premesso e confermato che le due proposte innovative poste in consultazione, come detto, non sono a nostro avviso risolutive e affidabili, si ritiene che quella del calcolo del numero di distacchi dalla rete di distribuzione sia tecnicamente preferibile a quella della percentuale di energia teorica non immessa, in quanto meno complessa nella sua ipotetica attuazione, tenendo conto che i processi di misura del Distributore e dell'inverter non sono sincronizzabili.

Si ribadisce, infine, che non si ritiene corretto il fatto che il Distributore debba avere l'obbligo di controllare l'impianto dell'utente, in quanto non di sua competenza e disponibilità, di conseguenza non si ritiene fattibile quanto definito al paragrafo 9.12 del DCO.

### **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.**

In merito all'introduzione del nuovo standard di qualità commerciale, così come proposto nel documento per la consultazione, riguardante l'adeguamento della rete BT in seguito alla verifica svolta (con esito negativo) sul distacco della generazione distribuita, si fa presente

che, per quanto attiene gli eventuali adeguamenti strutturali di impianti di rete, di loro natura complessi, qualora necessari, si ritiene che debbano essere previsti tempi di intervento differenziati in funzione del progetto risolutivo. Essendo i possibili interventi sulla rete di distribuzione variabili e di diversa natura, si propone di definire le suddette tempistiche soltanto a valle di un apposito tavolo tecnico con le imprese di distribuzione.

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

Si rimanda a quanto già riportato nelle Osservazioni Generali.