



**Risposta di Enel S.p.A. al
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE ARERA 423/2023/R/EEL**

**Orientamenti per la regolazione infrastrutturale dei servizi di
distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo
di regolazione 2024-2027**

Premessa

Il nuovo periodo regolatorio per la distribuzione elettrica si apre in un momento di forte cambiamento per il settore, dopo quattro anni di eventi che hanno avuto ripercussioni eccezionali su clientela e operatori e hanno visto le Istituzioni prendere iniziative straordinarie per superare il momento di crisi senza rallentare, anzi accelerando, il percorso verso la transizione energetica.

In tale contesto si apprezza la capacità di visione da parte dell'Autorità e la decisione di innovare un quadro regolatorio consolidato sia dal punto di vista economico che della qualità del servizio reso attraverso la definizione della nuova regolazione per obiettivi e spesa sempre più correlata agli *output* del settore della distribuzione elettrica. Infatti, come già segnalato in risposta al DCO 381/2023 è essenziale che la nuova regolazione tariffaria accompagni e supporti gli operatori in un periodo di forte necessità di investimenti sulle reti di distribuzione, resi ancora più urgenti dalla dirompente crescita della generazione distribuita, dalla richiesta di elettrificazione dei consumi e, anche in virtù del ruolo chiave del vettore elettrico, della necessità di prevenire prolungati disservizi derivanti da eventi meteo estremi oramai caratterizzati da frequenze di accadimento allarmanti.

Tutto ciò in un contesto economico molto volatile anche a causa del susseguirsi di eventi geopolitici traumatici, con la conseguenza di impatti rilevanti sui prezzi delle materie prime e della forza lavoro nonché sul costo di accesso al mercato dei capitali.

Con particolare riferimento alle tematiche trattate nel presente documento di consultazione, si riportano di seguito i principali punti di attenzione, che saranno poi meglio declinati negli spunti specifici.

- **Continuità del servizio:** La scrivente società apprezza la previsione di una maggiore personalizzazione dei percorsi di miglioramento, sia per la durata che per il numero delle

interruzioni, così come illustrata nell' Opzione 2 del presente DCO. Si segnala, tuttavia, l'opportunità di procedere a degli aggiustamenti a tali proposte finalizzati a non penalizzare singoli ambiti virtuosi che hanno raggiunto già i precedenti livelli obiettivo.

- **Esperimenti regolatori:** si apprezza l'apertura a far proseguire le sperimentazioni innovative, tuttavia, affinché il posticipo sia realmente efficace anche nel breve e si raccordi coerentemente alla nuova regolazione, si propone di aumentare la spinta incentivante riducendo il saldo da versare nel 2023 e subordinando le restanti penali al raggiungimento dei nuovi livelli obiettivo, con una accelerazione sul 2024 volta a fornire prima possibile ad un numero molto significativo di clienti risultati soddisfacenti e poter poi proseguire la sperimentazione negli altri ambiti;
- **Contributi Pubblici:** si apprezza la conferma e l'allineamento del meccanismo ai valori degli altri settori per i fondi già assegnati; per le assegnazioni dal 2026 in poi si suggerisce una modulazione semplificata dell'incentivo e criteri per le CBA che valorizzino anche l'aderenza ai requisiti dei bandi.
- **Cessione Asset AT:** non concordiamo con l'assunzione sottostante il meccanismo, che prefigura come tecnicamente ed economicamente più efficiente il trasferimento della proprietà di tutti gli asset AT gestiti dai DSO al TSO. Ciò con particolare riferimento non tanto alle linee AT quanto agli ulteriori componenti di cabina primaria (stalli, sbarre e altri componenti). Per quanto concerne il meccanismo, non si ritiene condivisibile l'approccio teso a disincentivare il possesso di taluni asset andando addirittura a modificare i parametri tariffari sottostanti.
- **Meccanismi incentivanti in ottica *output-based*:** si condivide l'approccio dell'Autorità di voler dare un segnale che promuova gli investimenti dei DSO ritenuti prioritari, in particolare in resilienza e sviluppo della rete. Si propone di poter avviare già nel 2024 una prima sperimentazione attraverso la presentazione di CBA a supporto degli interventi selezionati,

raccordando il meccanismo con l'ultimo anno di regolazione resilienza secondo gli orientamenti del DCO 173/23.

Osservazioni generali

Con specifico riferimento alla continuità del servizio, il contesto italiano, già tra i migliori in Europa, è migliorato ulteriormente negli ultimi anni con un incremento più marcato negli ambiti del Sud Italia.

Il contesto in cui operano i DSO in questi anni ha subito un'evoluzione radicale. Si apprezza, pertanto, l'ipotesi posta in consultazione di personalizzazione dei target di miglioramento sulla base delle *performance* storiche delle imprese, anche in linea con la regolazione degli altri Paesi (sia per la durata che per il numero c.d. "Opzione 2" della consultazione).

Riguardo alla metodologia di clusterizzazione degli ambiti territoriali sia per l'indicatore durata che per la suddetta "Opzione 2" per il numero delle interruzioni, si ritiene che al fine di poter valorizzare interamente i risultati conseguiti negli ambiti territoriali che hanno già raggiunto i target rispetto agli obiettivi fissati, questi debbano essere annoverati tutti tra gli ambiti "migliori". Al contempo i restanti ambiti territoriali potrebbero essere inseriti in due o più cluster che dovranno garantire miglioramenti proporzionati al loro punto di partenza, anche in linea con quelli proposti da ARERA.

Come più volte riportato negli incontri propedeutici alla pubblicazione del presente DCO, lo scenario e i fattori di contesto che hanno caratterizzato gli ultimi anni hanno imposto ai distributori nuove priorità da gestire parallelamente alla regolazione per esperimenti a forte contenuto innovativo e tecnologico. Su questo tema, si condivide l'approccio ARERA volto a dare più tempo agli operatori per il conseguimento degli obiettivi con particolare riferimento alla prosecuzione e al consolidamento delle evoluzioni sull'automazione delle reti che costituisce un *unicum* a livello

mondiale per tipologia ed estensione. Tuttavia si segnala che la proposta di prevedere comunque il pagamento della maggior parte delle penali già nel 2023, unito alla conferma che il parametro di confronto dei risultati degli anni successivi resta il livello di qualità fissato per il 2023, ovvero un dato oltremodo sfidante per questi ambiti e superato dalla stessa proposta ARERA presentata nel DCO con l'opzione 2, risulti di fatto inefficace sia per conseguire migliori risultati per gli ambiti sperimentali che per proseguire nel percorso virtuoso di innovazione promosso dal meccanismo regolatorio degli esperimenti.

Si propongono pertanto le seguenti modifiche al meccanismo proposto, che potrebbero garantire il conseguimento di risultati positivi per una parte significativa della clientela già nel 2024 e manterrebbero la spinta incentivante per gli operatori a proseguire nella sperimentazione.

- 1) La prima è relativa alla riduzione della quota da versare a valere sul 2023 al 10% del saldo in modo da mantenere un sufficiente incentivo negli anni a seguire per il conseguimento dei risultati.
- 2) La seconda riguarda il restante 90% il cui annullamento dovrebbe essere condizionato al raggiungimento dei nuovi livelli tendenziali del periodo 2024-2027.
- 3) Qualora l'impresa si impegni a raggiungere già nel 2024 risultati significativi in termini di clienti "a nuovo livello obiettivo" (ad es. con una soglia abilitante molto significativa di almeno il 20% dei clienti interessati dagli esperimenti) prevedere che la quota residua da versare a valere dal 2025, nel caso in cui i restanti ambiti non arrivino al nuovo livello obiettivo, sia rideterminata usando i nuovi parametri C proposti nel presente DCO.

L'importanza di utilizzare le penali sospese per incentivare il raggiungimento degli obiettivi di cui ai punti 2) e 3) è legata al fatto che anche il raggiungimento dei nuovi livelli tendenziali 2024-2027 è particolarmente complesso in ambiti con elevati livelli di complessità realizzativa quali ad esempio le alte e altissime concentrazioni (con relativa complessità realizzativa di tanti cantieri contemporanei in ambiti cittadini peculiari).

Con riferimento agli orientamenti posti in consultazione riguardo alla possibile premialità per i benefici associati agli interventi di sviluppo, si condividono in linea generale gli orientamenti di ARERA.

Un rilancio dei piani di investimento in sviluppo si rende necessario anche per far fronte alla crescita esponenziale, in frequenza e intensità, degli eventi meteo estremi e dei loro effetti sul servizio elettrico, anche in contemporanea in più aree del Paese.

In tale scenario gli effetti negativi potrebbero essere esponenzialmente maggiori per la difficoltà da parte delle imprese di dover gestire molteplici emergenze data la disponibilità dei fattori produttivi (capacità esecutiva sia degli Operatori che dei terzi).

In tal senso, si propone l'introduzione di un meccanismo *output-based*, come meglio specificato negli spunti specifici che tenga conto, nei meccanismi di quantificazione dei benefici attesi, di tutte le esternalità positive derivanti dagli interventi e degli effetti positivi legati all'evoluzione da un approccio di intervento su guasto a uno di tipo preventivo.

Con riferimento agli aspetti di natura economica, accogliamo con favore la proposta relativa all'adeguamento del meccanismo di promozione del reperimento di contributi pubblici riportandolo al valore originario del 10%, per tutti i contributi assegnati ante 2026. Per quanto riguarda invece il meccanismo post 2026 si richiama la necessità di mantenere un livello congruo di promozione pur in presenza di opportune CBA, tenendo conto che gli Enti eroganti i contributi possono dare specifiche prescrizioni sull'utilizzo dei fondi che vanno considerate nella loro utilità sistemica generale e non solo specifica.

Infine, non si ritiene una proposta condivisibile, come sarà meglio descritto negli spunti specifici, la previsione di un meccanismo incentivante la cessione di asset AT a Terna (e disincentivante in



caso di mancata cessione) con riferimento alle sbarre e stalli di Cabina Primaria, senza parlare dell'ipotizzata estensione ad altri componenti di Cabina Primaria.

Si riportano di seguito le risposte puntuali agli spunti di consultazione.

Risposte agli spunti per la consultazione

PARTE II - ORIENTAMENTI IN MATERIA DI REGOLAZIONE ECONOMICA E TARIFFARIA

S1. Osservazioni relative alle proposte dell'Autorità per favorire le aggregazioni tra imprese distributrici, di cui almeno una che serva fino a 25.000 punti di prelievo

Con riferimento a quanto proposto in caso di aggregazioni tra imprese in regime ROSS e imprese in regime parametrico, si condivide sia l'orientamento favorevole alla conferma del costo implicitamente riconosciuto, quale metodo per determinare il valore dell'impresa oggetto di aggregazione (cfr. deliberazione 237/2018/R/eel), che l'introduzione di un incentivo una tantum. In particolare, sebbene l'introduzione di tale incentivo vada nella giusta direzione, rileviamo come la misura proposta (pari al 30% dei costi operativi riconosciuti dell'impresa in regime parametrico) non si traduca in un adeguato incentivo per le imprese acquirenti.

Sulla base delle esperienze maturate dalla scrivente, riteniamo inoltre necessario evidenziare come gli asset oggetto di acquisizione si trovino di norma in una situazione di vetustà tale da comportare un peggioramento, nell'ambito interessato, degli indicatori di qualità tecnica e commerciale della società che ha completato l'acquisizione, tali da richiedere una serie di importanti interventi di adeguamento. La valorizzazione dell'incentivo in oggetto deve pertanto tenere adeguatamente in conto tale circostanza.

In aggiunta, tali interventi di adeguamento determinano nel breve termine un incremento del carico operativo dell'impresa, al quale non corrisponde un immediato raggiungimento di efficienze e sinergie operative.



Per questi motivi, anche tenendo conto dei costi operativi e di struttura sostenuti dalle imprese per il completamento di tali operazioni, riteniamo necessario che il premio una tantum venga fissato nella misura minima del 100% dei costi operativi riconosciuti dell'impresa acquisita.

Anche in considerazione delle ragioni sopra esposte, con riferimento alla baseline dei costi operativi dell'impresa soggetta a regolazione ROSS, risulta necessario che per il relativo aggiornamento si consideri il costo operativo unitario massimo tra quello dell'impresa acquirente e quello dell'impresa cedente. Come detto, il raggiungimento delle sinergie tra le due imprese non è infatti immediato.

Infine, riterremmo necessaria, in fase di deliberazione e di redazione del relativo testo integrato, una esplicita conferma che l'incentivo venga riconosciuto all'impresa che opera l'aggregazione (e non a quella oggetto dell'operazione).

S2. Osservazioni riguardo alle ulteriori azioni proposte per promuovere le aggregazioni tra imprese distributrici di più grandi dimensioni

S3. Osservazioni riguardo l'eventuale correlazione del premio una-tantum a obiettivi di migliori performance in termini di riduzione della spesa e/o di qualità del servizio, da verificare qualche anno dopo la cessione dell'impresa distributtrice tra 25.000 e 100.000 clienti

Con riferimento alla proposta di cui al punto 6.4, relativa ai casi di aggregazioni tra imprese che servono tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo e imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, al fine di fornire un adeguato incentivo al raggiungimento dei relativi benefici per il sistema, si ritiene necessario un incremento della premialità una tantum. Ad esempio, al completamento di un'operazione che preveda l'acquisizione di un'impresa con un numero di punti di prelievo nell'intorno del range più alto in quello individuato (es. 100.000), si potrebbe prevedere un incentivo complessivamente pari a una soglia di significatività dell'impatto per l'impresa che opera l'acquisizione. Tale soglia potrebbe corrispondere a una quota dello 0,5% del costo operativo riconosciuto.

In aggiunta, tale premialità non dovrebbe essere limitata agli anni 2024-2025 come previsto dal DCO, ma riteniamo che andrebbe confermata per l'intero periodo di regolazione. Il processo di transizione energetica in corso, la gestione dei fondi PNRR e il prossimo avvio della regolazione Ross, impongono infatti ai gestori di rete uno sforzo organizzativo e operativo senza precedenti, con ricadute temporali sul potenziale completamento delle operazioni in oggetto.

S4 Osservazioni riguardo agli elementi da considerare in vista delle gare per le concessioni di distribuzione dell'energia elettrica, eventualmente anche in ottica di *sector coupling*

In riferimento a quanto riportato ai punti 6.8 e 6.9 del DCO, date le diverse dinamiche dimensionali, tecnologiche e operative dei due settori, non si rinvergono concreti benefici né sinergie industriali



nella previsione di una eventuale iniziativa di *sector coupling* per lo svolgimento dei servizi di distribuzione elettrico e gas.

S5 Osservazioni riguardo il meccanismo incentivante le imprese distributrici a cedere a Terna linee in alta tensione

S6 Osservazioni riguardo la possibile estensione del meccanismo incentivante ad altre porzioni di cabine primarie AT/MT

La Scrivente società deve rilevare in premessa come una previsione di tale portata, con particolare riferimento alla situazione italiana, risulti quanto meno inattesa tanto più perché non adeguatamente supportata da motivazioni che ne dimostrino la superiorità sia in termini di efficienza operativa che economica per il sistema elettrico nel suo complesso.

Rileviamo inoltre che la situazione internazionale, pur estremamente variegata, non consente di individuare un ottimo tecnico per tutte le casistiche e che anzi, normalmente, i DSO europei sono proprietari sia delle sbarre/stalli nelle cabine di trasformazione AT/MT che delle linee di subtrasmissione, senza che questo determini un nocumento all'operatività del TSO.

Pertanto, la previsione del DCO, che pure commenteremo nei contenuti qui di seguito, si basa su assunti tecnici che non riteniamo condivisibili. Ad ogni modo sono necessari importanti modifiche a quanto proposto in modo che siano rimossi i disincentivi o gli obblighi per chi decide di non cedere gli asset.

Venendo al meccanismo proposto si evidenzia quanto segue.

Dal punto di vista tariffario, per quanto riguarda l'orientamento di cui al punto 7.22 del DCO, si precisa che l'applicazione agli stalli e alle sbarre AT di un WACC e vite utili differenziate sarebbe

non realizzabile considerando che tali parti di impianto non hanno una distinta contabilità. In ogni caso l'applicazione di differenti criteri di remunerazione determinerebbe una discontinuità nel riconoscimento dei costi sostenuti che non appare accettabile, anche in relazione alla necessaria certezza che la regolazione tariffaria è chiamata ad assicurare nei confronti dei gestori di rete.

La revisione del WACC per gli asset di cabina primaria, infatti, supererebbe l'adesione dello stesso alle peculiarità del settore (in particolare con riferimento al beta) e creerebbe, ex-post, un regime di remunerazione differenziato e ridotto rispetto quello di riferimento dell'attività di distribuzione.

Più nello specifico anche da un punto di vista tecnico, non si ritiene condivisibile l'approccio proposto da ARERA che incentiva la cessione di asset nel perimetro della cabina primaria, compresi gli stalli e le sbarre AT e se ne evidenzia l'impossibilità realizzativa anche per aspetti correlati alle tipicità costruttive di gran parte di tali asset (si pensi alle cabine primarie nei complessi ambiti cittadini) e all'operatività nella gestione di tali impianti. Infatti, i suddetti asset risultano fondamentali per operare la rete di distribuzione e garantire la sicurezza del sistema, e non è possibile assegnarne la gestione a un soggetto terzo in quanto elementi inscindibili dal resto della cabina primaria.

Inoltre, per evidenti motivi di sicurezza, per le cabine primarie in esercizio si renderebbe necessaria una separazione fisico funzionale per evitare promiscuità tra i due soggetti, consistente a titolo esemplificativo nella necessità di: creare accessi separati all'impianto (laddove possibile), realizzare nuovi locali per installare le apparecchiature necessarie nonché allestire servizi ausiliari dedicati.



Ogni eventuale e necessaria modifica di layout comporterebbe, quindi, dei costi di investimento con ricadute economiche dirette per i clienti finali, oltre che a diminuire l'efficienza di gestione e manutenzione degli stessi.

Ad ogni modo, oltre alle attività che regolarmente vengono svolte dal distributore su richiesta esplicita di Terna, ci rendiamo disponibili a valutare congiuntamente eventuali azioni di efficientamento dei processi, nonché interventi infrastrutturali, ad oggi non noti, che dovessero rendersi necessari per le esigenze della RTN (peraltro, contestualmente, si potrebbero definire analoghe iniziative di efficientamento dei processi legati a esigenze della rete di distribuzione, che partono generalmente da esigenze/richieste della clientela).

Infine, si ritiene che la proposta avanzata relativa al trasferimento delle linee AT, vada in contrasto con le recenti soluzioni di connessione per la realizzazione di nuove cabine primarie, che spesso prevedono la realizzazione di elettrodotti AT a cura del distributore a partire da stazioni di Terna.

In aggiunta a quanto già esposto sopra, non si ritiene affatto condivisibile estendere tale meccanismo ad altri elementi costituenti le cabine primarie AT/MT, in particolare per i numerosi aspetti legati all'esercizio della rete di distribuzione MT che si riflettono sulla qualità del servizio fornito ai clienti, la cui responsabilità è in capo al DSO e che sono di seguito brevemente richiamati. In primo luogo, il **coordinamento dei sistemi di protezione** di interruttori di TR AT/MT, di interruttori in partenza dalla cabina primaria e lungo linea MT è fondamentale per garantire la selezione dei guasti ed il back-up in caso di mancati interventi. La **modalità di messa a terra del neutro** del TR AT/MT è direttamente legata all'entità della corrente di guasto monofase a terra e quindi ha implicazioni sulla sicurezza e sulle tecniche di automazione della rete MT adottabili. La notevole presenza di impianti di generazione distribuita (GD) da fonte rinnovabile connessi alla rete di distribuzione può determinare **inversione dei flussi di potenza sulle linee MT** e possibilità di risalite di energia, attraverso il TR AT/MT, verso la RTN. Questo tema ha rilevanti implicazioni sull'esercizio della rete di distribuzione in merito a manovre per lavori o in seguito a guasti, ma anche in merito alla sicurezza e alle modalità di **regolazione di tensione**.

Proprio in merito alla regolazione della tensione della rete MT, e di conseguenza della rete BT sottesa, questa è attuata tramite il variatore sotto carico del TR AT/MT. La presenza di impianti di generazione distribuita (GD) da fonte rinnovabile connessi alla rete di distribuzione implica profili di tensione non "monotoni" sulla rete MT e richiede funzionalità innovative di regolazione della tensione basate sulla gestione integrata di variatori sotto carico del rapporto del TR AT/MT, sistemi di stima dello stato integrati nel sistema di controllo della rete MT, il dispacciamento del reattivo degli impianti di generazione distribuita.

La qualità della tensione fornita ai clienti ed in particolare i buchi di tensione è determinata, fra le altre cose, dalle caratteristiche dei TR AT/MT e dalle relative modalità di esercizio. **La gestione dei sovraccarichi** dei trasformatori può essere effettuata efficacemente solo dal Distributore che può prevedere accuratamente l'andamento dei prelievi dei clienti finali e le immissioni degli impianti

di produzione ed ha la responsabilità della conduzione della rete MT. Ciò vale anche per la gestione di eventuali indisponibilità di altri trasformatori AT/MT della stessa CP o linee MT congiungenti con CP limitrofe (contro-alimentazioni). Oltre a ciò, è necessario tenere in considerazione che la dinamica della rete di distribuzione, a maggior ragione nell'attuale contesto di elettrificazione dei consumi e diffusione delle rinnovabili nell'ambito della transizione energetica, è tale da richiedere una risposta rapida da parte del Distributore che deve quindi poter disporre in piena autonomia degli impianti primari, di cui la sbarra AT e i TR AT/MT costituiscono gli elementi cruciali. Da tutto quanto esposto in precedenza, si evince come la proprietà della componentistica AT/MT della cabina primaria, il completo controllo del trasformatore AT/MT e dei relativi regolatori di tensione sotto carico, organi di manovra e sistemi di controllo e protezione, non possa che essere e rimanere del Distributore che deve poterli gestire in piena autonomia, come per altro avviene negli altri paesi europei, ovviamente nel rispetto delle esigenze di sicurezza e sviluppo del sistema elettrico nel suo complesso.

S7 Osservazioni in materia di incentivi all'ottenimento di contributi pubblici

Appreziamo l'orientamento dell'Autorità a confermare anche per il periodo 2024-2027 il meccanismo incentivante l'ottenimento di contributi pubblici e, in particolare, l'intenzione di riportare al valore originariamente previsto anche per la distribuzione elettrica 10% (effettivo) dei contributi incassati, in modo da sanare la disparità attualmente esistente tra servizi regolati.

Per contro, esprimiamo qualche perplessità in merito alla proposta di Arera di adottare a partire dal 2026 diversi "scaglioni" di valorizzazione dell'incentivo (dal 5% al 13%) in base al risultato dell'analisi costi-benefici (CBA) effettuata sui progetti finanziati.

A tale proposito, osserviamo che le finalità di "utilità sociale" perseguite dagli enti erogatori di contributi pubblici (tipicamente l'UE attraverso il MASE o le Regioni) sono per definizione

complementari, o sovrapponibili parzialmente, agli attuali obiettivi di “utilità sistemica” perseguiti da ARERA, in termini di efficienza economica.

Pertanto, non risulta a nostro avviso agevole e significativo un “monitoraggio” dell’utilità dei progetti finanziati attraverso l’effettuazione di analisi costi-benefici (CBA) volte a misurare essenzialmente il livello di efficienza ossia il beneficio economico degli stessi.

Per risultare significative, tali CBA dovrebbero pertanto essere quanto meno integrate da valutazioni effettuate sulla base di indicatori e criteri in grado di “catturare” i benefici sociali correlati ai progetti finanziati, valutazioni peraltro già svolte dal Ministero competente.

A titolo di esempio basti pensare alle modalità di valutazione dei progetti PNRR contenute nell’“Avviso pubblico per la presentazione di Proposte di intervento finalizzate a migliorare la resilienza della rete elettrica di distribuzione a eventi meteorologici estremi” in cui si premia la realizzazione degli interventi a prescindere dal numero di clienti impattati, che viceversa nei Piani di Resilienza rappresenta uno dei principali criteri di valutazione.

Tale approccio è stato pertanto definito dal Ministero proprio per favorire la realizzazione di quegli interventi che, sulla base del numero di clienti coinvolti, sarebbero altrimenti stati considerati di scarso interesse per gli operatori.

Tutto ciò premesso, riteniamo che il meccanismo di incentivazione non necessiti di ulteriori revisioni. Tuttavia, qualora l’Autorità intendesse in ogni caso apportare delle integrazioni, si propone quanto segue:

- **orizzonte temporale di applicazione:** l’eventuale revisione del meccanismo dovrebbe applicarsi solo ai progetti finanziati oggetto di aggiudicazione a partire dal 2026, lasciando la misura fissa del 10% per i progetti già approvati dall’ente erogatore prima del 2026 (ad es. i fondi PNRR). Ciò sia al fine di mantenere invariato il meccanismo incentivante sulle aggiudicazioni già avvenute, garantendo una certezza delle regole tariffarie, sia per non

introdurre complessità gestionali e di rendicontazione, in quanto dal 2026 in poi saranno incassati quote di contributi relativi a progetti aggiudicati negli anni precedenti per i quali non è prevista alcuna valutazione con CBA o per i quali la CBA era stata effettuata puramente a fini di monitoraggio;

- **caratteristiche dell'analisi costi benefici:** è apprezzabile che si preveda di effettuare nel corso del biennio 2024-2025 analisi costi benefici al solo scopo di monitoraggio, tuttavia sottolineiamo che le suddette CBA devono: i) essere opportunamente calibrate sulle tempistiche dei bandi di gara, in modo da non generare eccessiva onerosità agli operatori, creando rigidità nelle varie fasi di partecipazione al bando (progettuale, di aggiudicazione, esecutiva, di verifica); ii) essere coerenti, negli obiettivi generali, con i requisiti e le finalità dichiarate nei bandi pubblicati dal Ministero; iii) tenere conto non solo di aspetti puramente economici ma anche di benefici che, anche quando non direttamente misurabili in termini economici, sono espressione degli obiettivi di fondo dei progetti, ad esempio in termini di vantaggi ambientali e utilità "sociale". Inoltre, laddove debbano essere svolte anche su progetti significativi ricadenti nel PNRR, dal momento che verrebbero svolte per testare e calibrare il meccanismo futuro, nel caso della scrivente società interessata da un numero considerevole di interventi, si richiede di ridurre il numero di CBA a casistiche tipiche/campioni di progetti o aggregati in modo da non rendere troppo onerosa la previsione proprio negli anni di maggiore carico operativo e gestionale nella realizzazione degli interventi.
- **valorizzazione dell'incentivo:** riteniamo che la valorizzazione minima dell'incentivo debba attestarsi in ogni caso ad un valore non inferiore al 10% attuale (in assenza di analisi costi benefici o con rapporto benefici/costo fino a 1) e che al più si possa prevedere l'assegnazione di extra-incentivi per investimenti finanziati ad alta "utilità" per il sistema elettrico.

A tal fine si potrebbe semplificare la scala di valorizzazione dell'incentivo, prevedendo:

- 10% del contributo ricevuto garantito;
- 13% del contributo ricevuto con rapporto benefici/costi pari almeno a 2;
- 15% del contributo ricevuto con rapporto benefici/costi pari almeno a 3.

Una siffatta scala di valorizzazione, mirata a premiare i progetti con un alto valore di rapporto benefici/costi, senza tuttavia penalizzare i progetti con CBA negativa o comunque inferiore ad 1, magari derivanti da scelte specifiche dell'Ente erogante, eviterebbe il rischio di un possibile ridimensionamento del ricorso ai fondi pubblici da parte dei distributori, in un momento storico in cui gli stessi sono essenziali per supportare e accelerare il processo di transizione energetica ed ecologica.

S8 Osservazioni riguardo ai criteri di definizione delle tariffe parametriche

Non ci sono osservazioni.

S9 Osservazioni in merito alla regolazione tariffaria dell'energia reattiva sulle reti di distribuzione

Riguardo all'intenzione dell'Autorità di definire per ciascun livello di tensione (reti MT e reti BT) un corrispettivo unitario unico da applicarsi agli eccessivi prelievi di energia reattiva superando il meccanismo a scaglioni, non si ravvedono controindicazioni significative. Si condivide l'ipotesi in base alla quale tale corrispettivo possa essere determinato come media aritmetica semplice dei corrispettivi unitari per prelievi di energia reattiva precedentemente applicabili a ciascuno scaglione.

In merito alla proposta di modificare la fissazione convenzionale delle due quote di ripartizione dei ricavi, l'ipotizzata determinazione su base annuale della "quota parte infrastrutture" e della "quota

parte perdite” del corrispettivo unitario applicato ai clienti finali introdurrebbe un fattore di “instabilità” nella regolazione, sfavorevole ai fini della pianificazione delle attività del distributore. Pertanto, si suggerisce di mantenere costante nel tempo la ripartizione tra le due quote, eventualmente introducendo – ove necessario - un aggiornamento una tantum dell’attuale ripartizione, da parametrare sulla base dei dati di consuntivo relativi ai flussi di reattiva e agli investimenti correlati, da mantenere stabile per un congruo numero di anni successivi. Si evidenzia infine che per dare certezza regolatoria agli operatori per un anno ravvicinato come il 2024 tale revisione potrebbe essere prevista dal 2025 lasciando pertanto inalterato il valore vigente.

S10 Osservazioni in materia di altre prestazioni specifiche di distribuzione e misura

In primo luogo, pur non condividendo a pieno l’ipotesi di socializzazione degli oneri amministrativi per i casi di:

- voltura
- subentro
- variazioni contrattuali che non richiedano aumenti di potenza
- disattivazione e riattivazione di un punto di prelievo a seguito di morosità o per utenze stagionali;
- aumenti di potenza.

per un tema di corretta allocazione dei costi di sistema, desideriamo evidenziare che riterremo più opportuno valutarne l’adozione nell’ambito della discussione del prossimo TICR-E; ciò anche in virtù della possibile minore prevedibilità dei costi riconosciuti al DSO proprio nell’anno del passaggio al regime ROSS.

In ogni caso laddove si decida di perseguire tale proposta, evidenziamo la necessità che la stessa risulti sostanzialmente neutra da un punto di vista tariffario per gli operatori; questo comporta che

alla baseline delle opex 2024 (determinata a partire dal COE 2022) siano aggiunti gli importi delle voci di ricavo in oggetto, in quanto nell'Appendice E dei CAS 2022 le stesse voci erano state incluse nei ricavi a copertura dei costi operativi, quindi a decurtazione del COE.

Con riferimento al punto 11.8, seppur siano stati rivisti in maggiorazione i costi delle verifiche del funzionamento del gruppo di misura e delle verifiche di tensione, suggeriamo un'ulteriore riflessione sugli importi, in modo da orientarli maggiormente verso un'ottica *cost-reflective*.

Nello specifico, rispetto agli importi proposti da ARERA i costi sostenuti da e-distribuzione ammontano al doppio per le verifiche di tensione e ad almeno tre-quattro volte per le verifiche di funzionamento dei Gruppi di Misura.

Pertanto, sarebbe più opportuno riconsiderare la quantificazione di tali corrispettivi anche per dare il giusto segnale di prezzo.

Inoltre, non si ritiene opportuna la proposta di reintrodurre l'obbligo di consegnare al cliente copia del verbale compilato al termine della verifica sul complesso di misura, in quanto ciò richiederebbe sempre la presenza del cliente al momento della stessa, anche nei casi di verifiche eseguibili in autonomia da parte del DSO e per le quali il cliente non ritiene necessario presenziare. In ogni caso, il cliente riceve tale documentazione contestualmente alla comunicazione dell'esito della verifica da lui richiesta: una doppia consegna sarebbe ridondante anche nell'ottica di snellimento e di efficientamento delle attività operative.

PARTE III – ORIENTAMENTI IN MATERIA DI REGOLAZIONE OUTPUT-BASED

S 11. Osservazioni in merito alla struttura del nuovo TIQD 2024-2027 e alla riorganizzazione dei contenuti del TIQD

Si condivide l'intento dell'Autorità di voler razionalizzare e strutturare la regolazione, anche attraverso l'ipotizzata separazione dei due testi integrati posta in consultazione (TIQD e TIQC) e della relativa razionalizzazione dei contenuti.

S 12. Osservazioni su aspetti indicati nello schema di TIQD 2024-2027, Allegato A al presente documento, che non sono espressamente trattati nell'ambito dei successivi capitoli

Si propone l'aggiornamento delle definizioni contenute all'articolo 2 dello schema di TIQD posto in consultazione, con particolare riferimento a:

- Lettera h) *“casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza sono i casi in cui non sussistono le condizioni di sicurezza necessarie allo svolgimento delle operazioni di ripristino della fornitura dettate dalle norme tecniche vigenti in materia di sicurezza documentate e comprovate dal preposto alla sicurezza dell'impresa distributrice, o in cui le operazioni di ripristino della fornitura sono impedito o ritardate per applicazione di provvedimenti della Protezione civile o di altra autorità competente per motivi di sicurezza”*

Si ritiene necessario specificare meglio la suddetta definizione contemplando tra i casi in cui *“non sussistono le condizioni di sicurezza necessarie allo svolgimento delle operazioni di ripristino della fornitura”* anche le casistiche di temperature estremamente elevate o più in generale tutte quelle condizioni climatiche estreme che impediscono l'esecuzione dei lavori mettendo a repentaglio il benessere psicofisico e la sicurezza degli operatori, condizioni che vengono autocertificate dal preposto alla sicurezza incaricato dall'impresa, che esercita

“funzionale potere di iniziativa” come previsto dal D.Lgs 81/08. Tale potere di iniziativa non dovrebbe infatti influire sugli indicatori di qualità del servizio delle società distributrici.

In merito alla registrazione dell'avvenuta esecuzione delle procedure di preavviso si richiede un aggiornamento nella modalità di preavviso individuale previsto attualmente dall'allegato B *“Istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica”* del. 566-2019. In particolare, si vuole richiedere il superamento del mezzo fax, tecnologia obsoleta e di difficile reperimento, a favore dell'utilizzo di più aggiornate modalità come la PEC e/o posta elettronica semplice.

Un'ulteriore osservazione riguarda l'Articolo 65 del TIQD (“Comunicazioni a seguito di interruzioni rilevanti”), si ritiene di poter specificare che la sequenza di interruzioni che soddisfano le condizioni necessarie per la comunicazione ad ARERA (25.000 clienti per 24h, etc.) devono essere relative allo stesso evento emergenziale, con la struttura di gestione di cui si è dotata la società di distribuzione (come da prescrizioni della norma CEI 0-17, par. 3.2). Si propone di modificare la frase come segue: *“Entro 10 giorni dalla data di accadimento della prima interruzione di una sequenza di interruzioni relative alla stessa dichiarazione di emergenza tali da soddisfare le condizioni di cui ...”*.

Inoltre, suggeriamo un aggiornamento dei criteri di compilazione del registro segnalazioni, laddove pervenga una richiesta di informazioni generica non correlata a richieste di pronto intervento; nei suddetti casi si propone di non includere nel registro delle segnalazioni tali richieste generiche.

S 13. Osservazioni in relazione all'aggiornamento degli obblighi in materia continuità del servizio e in particolare ai nuovi contenuti degli articoli 4, 5 e 6 dello schema di TIQD 2024-2027

In merito al contenuto **al comma 4.4** nel quale si stabilisce che - *"a fronte di una richiesta di pronto intervento che non corrisponda a un'interruzione già segnalata o già identificata o già in corso di ripristino nella stessa porzione di rete oggetto della richiesta e che non sia identificata dall'impresa distributrice come guasto lato utente nella fase di gestione telefonica della richiesta, l'impresa distributrice invia una squadra di pronto intervento"* – si vuole proporre la possibilità di subordinare la verifica di NON responsabilità da parte dell'impresa distributrice all'interrogazione del CE dell'utente segnalante. Questo è possibile grazie alle nuove tecnologie disponibili che rendono questa verifica effettuabile in *near real-time*.

La nuova interazione con l'utente che segnala una interruzione sulla propria utenza vedrebbe la possibilità di verificare da remoto la presenza di prelievo sul CE. In caso affermativo, quindi in caso si verifichi la presenza di prelievo, verrebbe comunicato all'utente la NON responsabilità del distributore e la conseguente invalidazione della segnalazione. Si sottolinea che la proposta si riferisce al solo caso positivo di verifica di presenza di prelievo, per la quale risulta esclusa la responsabilità del distributore.

Inoltre, si precisa che in caso di verifica sul CE in una fase successiva alla segnalazione dell'utente, previa conferma della presenza di prelievo, si dovrebbe procedere alla richiamata dell'utente per comunicare l'esito della verifica e al contestuale annullamento della segnalazione.

Con riferimento all'articolo 5 del nuovo schema di TIQD oggetto della presente consultazione, in merito ai contenuti del sito internet della scrivente società, si ritiene che questi siano già *compliant* con l'orientamento di ARERA in merito alla possibilità di offrire funzionalità con interfaccia web al cliente sia con riferimento alla messa a disposizione di mappe di disalimentazione (rif. Articolo 14.2

del DCO) sia relativamente a strumenti per l'identificazione della presenza di interruzioni per guasti o lavori programmati (rif. Art. 14.8 del DCO).

Più nello specifico, all'interno del sito web e-distribuzione.it è presente una pagina dedicata alle interruzioni per guasti o lavori programmati <https://www.e-distribuzione.it/interruzione-corrente-primo.html>, nella quale sono presenti servizi accessibili, senza registrazione, per verificare guasti o lavori programmati (i.e. mappa delle disalimentazioni/ servizio di "verifica interruzioni" mediante inserimento del POD).

La suddetta sezione include anche contenuti informativi per supportare i clienti nella gestione delle interruzioni, delle segnalazioni di eventuali guasti che interessano la loro fornitura e nelle modalità di erogazione degli indennizzi.

Nell'area riservata sono, inoltre, a disposizione ulteriori servizi attraverso i quali i clienti possono verificare in modo personalizzato la presenza di guasti o lavori programmati (in corso o futuri) che interessano la propria fornitura.

Con riferimento all'articolo 6 del nuovo schema TIQD, il Piano di Emergenza della scrivente società è già *compliant* con le previsioni ARERA e con la Norma CEI 0-17.

In particolare, e-distribuzione si è dotata di un piano di emergenza nazionale che viene declinato per ciascuno degli Esercizi territoriali. Il piano di emergenza viene aggiornato al massimo ogni tre anni (si registrano 6 aggiornamenti negli ultimi 6 anni). In corrispondenza di ciascun aggiornamento, tutto il personale coinvolto nella gestione delle emergenze viene formato.

Tutte le prescrizioni dei piani territoriali di emergenza vengono testate due volte all'anno, in corrispondenza dei cosiddetti "piano estate" e "piano inverno", ossia nella fase di preparazione per le emergenze estive ed invernali. Tali verifiche periodiche sono registrate mediante la compilazione di apposite check list, che vengono archiviate nei sistemi aziendali.

Si fa inoltre presente che, entro tre mesi dalla pubblicazione del nuovo TIQD, e-distribuzione integrerà la propria procedura di gestione delle emergenze introducendo anche l'attività di

predisposizione di un verbale di aggiornamento anche del piano di aggiornamento nazionale, che verrà archiviato con le medesime modalità attualmente in essere per le check list territoriali.

Con riferimento alle nuove previsioni introdotte **all'articolo 7** del nuovo schema di TIQD oggetto della presente consultazione e **al comma 14.13** del DCO, si ritiene che l'ipotizzato passaggio da 3 a 5 giorni per il preavviso a tutti i clienti sia notevolmente impattante anche in termini di pianificazione del lavoro da parte delle imprese di distribuzione.

Si tenga infatti in conto che, in media, ogni anno la scrivente Società esegue circa 400.000 lavori programmati (di cui circa 140.000 lavori cosiddetti complessi, ossia con compilazione del piano di lavoro). Tale attività di pianificazione sta subendo notevoli incrementi, dati i crescenti volumi di attività e manutenzione sulla rete degli ultimi anni.

Pertanto, non si condivide l'orientamento di ARERA di intervenire modificando le tempistiche di preavviso ritenendo invece opportuno mantenere il preavviso a tre giorni così come da regolazione attualmente vigente.

Piuttosto, in ottica di una maggiore sostenibilità ambientale e di migliore raggiungibilità della clientela in termini sia di capillarità che di efficacia nella lettura delle notifiche di preavviso delle interruzioni per lavori, si ritiene opportuno valutare la possibilità di prevedere la facoltà per le imprese di distribuzione di eliminare gradualmente il preavviso cartaceo, mediante il ricorso ad opportuni canali digitali complementari e progressivamente alternativi quali sistemi di messaggistica etc.

Si ritiene che una valida alternativa possa essere il ricorso all'APP IO, l'app dei servizi pubblici gestita da PagoPA e utilizzata da oltre 30 milioni di persone in Italia, sfruttando il relativo sistema di notifiche che garantirebbe la possibilità di raggiungere un gran numero di clienti, canale già implementato da e-distribuzione a partire dallo scorso maggio 2023.

Ai fini di erogare e garantire un servizio di pubblica utilità quale la distribuzione e la misura di energia elettrica, in relazione a titolo esemplificativo alla comunicazione di preavviso di interruzioni programmate, si ritiene opportuno per le imprese di distribuzione di poter inoltre disporre anche di dati di contatto aggiornati per il tramite del SII e/o piattaforme nazionali di base dati alternative, utili ad esempio in particolare per comunicazioni importanti durante le emergenze consentendo di raggiungere anche clientela che ancora non dispone dei servizi tipo Applo o registrazione al sito/App .

Inoltre, con riferimento alle previsioni poste in consultazione all'articolo 14.9 del presente DCO, la scrivente Società ritiene di essere egualmente già conforme alle suddette previsioni, in quanto:

- Nell'area riservata del sito e-distribuzione.it è disponibile un servizio di notifica denominato "*e-notify*" per tutti i clienti (sia BT che MT) che permette di ricevere *alert* automatici per interruzioni causate da lavori programmati selezionando il/i canale/i preferito/i (sms/mail/telegram);
- Il servizio di preavviso per interruzioni dovute a lavori programmati è attivo anche attraverso l'App IO (app dei servizi pubblici);
- Nella medesima area clienti, è disponibile lo storico degli indennizzi erogati a seguito interruzioni di energia elettrica, con riferimento agli ultimi 12 mesi;
- Nella sezione "FAQ e Guide" (<https://www.e-distribuzione.it/supporto.html>), disponibile in area pubblica, sono presenti contenuti informativi volti a supportare i clienti interessati da interruzioni della propria fornitura anche nella gestione dei rimborsi e degli indennizzi automatici.

Infine, anche con riguardo alle previsioni consultate all'articolo 14.10 del presente DCO, e-distribuzione ritiene di essere già conforme a quanto ipotizzato dall'Autorità, in quanto il sito web

e-distribuzione.it integra al suo interno le sezioni web relative a: interruzioni di corrente, informazioni sulla sostituzione contatore 2G e PESSE.

S 14. Osservazioni in materia di struttura e orizzonte temporale della regolazione incentivante la continuità del servizio e relativo ambito di applicazione

Si accoglie positivamente l'intenzione dell'Autorità di adottare un "percorso di transizione dall'attuale regolazione organizzata sulla base di obiettivi di lungo periodo verso un approccio maggiormente personalizzato che correli la performance ottenibile con le risorse (di investimento e di personale) dell'impresa". La suddivisione in due semiperiodi di regolazione è in linea con le proposte avanzate negli incontri preliminari alla predisposizione del presente documento di consultazione.

S 15. Osservazioni sui temi relativi alla continuità del servizio da approfondire nel corso del periodo regolatorio 2024-2027

Si accoglie con favore la volontà dell'Autorità di aprire ad un periodo di studio, su temi proposti dalle imprese distributrici, nel corso del periodo 2024-2027. Tali temi sono stati già manifestati durante le precedenti interlocuzioni propedeutiche all'inizio della consultazione per il 6° periodo regolatorio e ben rappresentate al comma 16.1. In particolare, il maggiore interesse risiede nel superamento dell'attuale definizione di grado di concentrazione a favore di una diversa metrica da studiare nel corso del prossimo biennio.

Una possibile diversa classificazione potrebbe essere collegata a temi di natura infrastrutturale superando anche l'attuale difformità rappresentata al comma 16.3. La maggiore aderenza a temi tecnici di sviluppo, pianificazione ed esercizio consentirebbe di investigare nuove modalità statistiche per l'individuazione dei periodi sottoposti a PCP e nuove metodologie di valutazione della continuità del servizio.

S 16. Osservazioni in materia di azioni di regolazione su questi temi che potrebbero essere considerate già a partire dal 2024

Con riferimento al meccanismo statistico di determinazione dei periodi di condizioni perturbate (PCP) attualmente in essere nella regolazione TIQE 2020-2023 e per cui ARERA non ha attualmente previsto di introdurre aggiornamenti (rif. Scheda 1 - Sezione 1A allegata allo schema di TIQD posto in consultazione), si propone di anticipare già al 2024 l'introduzione di modifiche alle modalità di calcolo delle soglie di PCP come di seguito descritto:

- Introdurre per il calcolo delle soglie il concetto di percentile della distribuzione del numero di interruzioni per fascia. La società scrivente ritiene che applicare un metodo di calcolo delle soglie che consideri il percentile permetta di identificare correttamente le condizioni di regime perturbato e le fasce in cui si registra un comportamento anomalo rispetto al triennio di riferimento (calcolato come indicato nell'attuale TIQE cioè per l'anno di rendicontazione t , si fa riferimento agli anni $t-4$, $t-3$, $t-2$) in quanto riflette l'andamento della distribuzione degli eventi sul perimetro provinciale, come previsto dalla vigente regolazione.
- In riferimento alla proposta richiamata anche al comma 16.13 si condivide la soluzione tesa a integrare il meccanismo facendo rientrare nei PCP anche le giornate (su fascia di 24h) caratterizzate da un numero di eventi anomalo rispetto alla distribuzione dei 3 anni precedenti. Coerentemente con il metodo già in vigore si propone di mantenere lo stesso triennio di riferimento (calcolato come indicato nell'attuale TIQE cioè per l'anno di rendicontazione t , si fa riferimento agli anni $t-4$, $t-3$, $t-2$).

S 17. Osservazioni in materia di regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso

Si accoglie positivamente la volontà di semplificare la vigente regolazione incentivante la riduzione della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe con le seguenti possibili modifiche rispetto

a quanto proposto nel documento di consultazione. In particolare, gli ambiti territoriali che hanno raggiunto in media, nel periodo 2020-2023, il livello obiettivo fissato dall'Autorità sulla durata delle interruzioni, dovrebbero essere inclusi all'interno dei cluster con media o migliore qualità e rientrare nella direzione di una regolazione di mantenimento. Questa proposta vuole identificare con maggiore precisione i casi nei quali la qualità del servizio ha già raggiunto un livello in linea con le migliori prestazioni per cui occorrerebbe introdurre una azione di consolidamento piuttosto che di ulteriore miglioramento. In secondo luogo, si propone, come livello di partenza e determinazione della clusterizzazione, l'introduzione della media 2019-2021-2022-2023 in luogo della media quadriennale 2020-2023 in quanto l'anno 2020 si deve ritenere rappresentativo di uno scenario elettrico non standard sia dal punto di vista dell'energia distribuita (picco negativo) sia dal punto di vista della gestione dell'infrastruttura a causa delle normative orientate al contrasto del Covid-19.

S 18. Osservazioni in materia di regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso

Come già esposto nello spunto precedente si apprezza la volontà di semplificazione e superamento di alcune peculiarità dell'attuale regolazione sul numero delle interruzioni. In particolare, si accoglie con favore la proposta di superamento dei livelli obiettivo per grado di concentrazione a favore della determinazione di livelli tendenziali personalizzati determinati su una baseline di performance specifici per singoli ambiti territoriali. Analogamente a quanto osservato per la durata, si propone di inserire nel cluster degli ambiti a "migliore" qualità tutti quelli che hanno raggiunto in media, nel periodo 2020-2023, il livello obiettivo attualmente fissato dall'Autorità e di procedere con ulteriori clusterizzazioni nei restanti ambiti. Alcune proposte potrebbero essere:

- suddivisione al 50% nei cluster a media e peggiore qualità con tendenza di miglioramento proposto in consultazione

- suddivisione in ulteriori 3 cluster con suddivisione al 33% dei restanti ambiti con tendenza di miglioramento per singolo cluster pari ad esempio a 3%, 5%, 10%

Così come motivato allo spunto precedente, anche per la regolazione sul numero delle interruzioni, si propone di includere l'anno 2019 ed escludere l'anno 2020 dalla baseline quadriennale per la determinazione del livello di partenza 2024.

S 19. Osservazioni in materia di struttura e valorizzazione dei parametri C in relazione alla regolazione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso, all'utilizzo del numero di utenti (anziché l'energia non fornita) per la formula di calcolo e alla determinazione del tetto ai premi e alle penalità

L'aggiornamento dei parametri C a favore di un unico valore per il numero e separatamente per la durata, nonché la semplificazione della formulazione del calcolo premi/penali risulta una proposta condivisibile. Si vuole suggerire di strutturare nel biennio 2024-2025 uno studio sul VOLL congiunto più mirato sulla distribuzione elettrica orientato ad una nuova valorizzazione economica dell'energia non fornita da rendere operativa nel successivo periodo 2026-2027.

S 20. Osservazioni sull'incremento della leva incentivante della continuità mediante l'incremento dei coefficienti C per le imprese che sceglieranno l'opzione ROSS-base ad alta potenza di incentivo alla riduzione dei costi operativi

Come già osservato in risposta al DCO 381/2023/R/eel, la scelta dell'opzione SAP verrebbe ulteriormente disincentivata qualora la sua adozione da parte di un distributore di energia elettrica comporti una rimodulazione dell'incentivazione *output-based* relativa alla regolazione generale della durata e numero delle interruzioni senza preavviso. La proposta ARERA di modificare i coefficienti di premio/penalità di tale regolazione moltiplicandoli "per un fattore stabilito in

funzione del rapporto tra il valore dell'incentivo definito nell'opzione SAP e nell'opzione SBP", esporrebbe infatti l'impresa a potenziali maggiori penali a parità di performance di qualità del servizio. Tra l'altro la previsione di interrelazioni complesse tra i diversi sistemi incentivanti introduce delle complessità non indifferenti rendendo il risultato atteso nei diversi meccanismi impattati meno prevedibile e non in linea con la semplificazione auspicata nel DCO.

S 21. Osservazioni in materia di trattamento degli ambiti territoriali in esperimento regolatorio 2020-2023 che non raggiungeranno gli obiettivi fissati

Al fine di fornire un segnale di apertura verso il raggiungimento degli obiettivi in tema di continuità del servizio attraverso l'utilizzo di tecnologie innovative si accoglie positivamente la proposta posta in consultazione. Tuttavia, si propone una diversa distribuzione del saldo premi/penali per gli ambiti ad esperimento che non raggiungono il target. In particolare, in virtù di tutto quanto già esposto durante le interlocuzioni propedeutiche a questo documento di consultazione in tema di fattori esogeni che hanno contribuito al mancato raggiungimento dell'obiettivo, si richiede:

- la riduzione della quota da versare a valere sul 2023 al 10% del saldo in modo da mantenere un sufficiente incentivo negli anni a seguire per il conseguimento dei risultati.
- l'annullamento della restante quota in caso di raggiungimento dei nuovi livelli tendenziali del periodo 2024-2027 in luogo degli obiettivi della vigente regolazione.

Inoltre, qualora l'impresa si impegni a raggiungere già nel 2024 risultati significativi in termini di utenti "a nuovo livello tendenziale" (ad es. con una soglia abilitante molto significativa di almeno il 20% degli utenti interessati dagli esperimenti), si propone di prevedere che la quota residua da versare a valere dal 2025, nel caso in cui i restanti ambiti non arrivino al nuovo livello tendenziale, sia rideterminata usando i nuovi parametri C proposti nel presente DCO o nella deroga regolatoria richiesta negli esperimenti.

S 22. Osservazioni in merito all'evoluzione di medio termine della regolazione individuale della continuità e la possibile introduzione di un meccanismo destinato a tutelare gli utenti BT

Si condivide l'opportunità di prevedere ulteriori attività di monitoraggio della qualità del servizio purché non in sovrapposizione con le rendicontazioni già in vigore e che non determinino pro-futuro doppie penalizzazioni per le medesime interruzioni del servizio.

S 23. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla regolazione delle interruzioni prolungate

Si concorda con l'introduzione di una fascia univoca per tutti i clienti; tuttavia, la vigente valorizzazione era da interpretarsi in relazione allo sforzo operativo e logistico nella copertura delle aree rurali e/o urbane, piuttosto che in una disparità di servizio verso la tipologia di utenti. Proprio in questo verso si precisa che tale fascia non dovrà essere inferiore alle 8 ore, così come posto in consultazione. Tale soglia oraria costituisce già, infatti, da un lato una adeguata tempistica per l'indennizzazione ai clienti e dall'altra un sufficiente incentivo indiretto alla riduzione delle interruzioni programmate per le imprese, pur nel rispetto delle tempistiche da attuare in tema di sicurezza.

S 24. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica delle comunicazioni all'Autorità in materia di regolazione individuale e interruzioni prolungate

Non ci sono osservazioni in merito.

S 25. Osservazioni in relazione alla regolazione in materia di qualità della tensione

Si concorda con il prolungamento delle attività di monitoraggio e registrazione dei buchi di tensione, condividendo le finalità di ottenere una base dati stabile poste in consultazione da ARERA.

S 26. Osservazioni in relazione ai contratti per la qualità

Seppur condividendo le osservazioni dell’Autorità in merito allo scarso ricorso a tale strumento da parte delle imprese e dei clienti, si ritiene di voler mantenere ancora aperta questa ulteriore possibilità anche in ottica di poter definire in periodi futuri una regolazione maggiormente “customizzata” a clienti con particolari richieste o esigenze di qualità del servizio specifiche.

S 27. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica degli indici per la valutazione della validità dei dati di continuità e loro effetti

Con riferimento alle nuove modalità di determinazione e applicazione delle relative penalità poste in consultazione nello Schema di TIQD allegato – cfr. Titolo 9 , articoli da 71 a 74 – si conferma, in linea con la proposta dell’Autorità, che gli effetti di eventuali non conformità riscontrate attraverso gli indici IC, IP e ISR debbano essere quantificate sugli ambiti oggetto di controllo, individuati all’inizio del controllo tecnico, e non su tutti gli ambiti territoriali afferenti al centro di telecontrollo oggetto della verifica (come da vigente comma 32.1 del TIQE).

Inoltre, pur condividendo l’intento dell’Autorità espresso al comma 26.5 del DCO di voler fornire alle imprese certezza degli impatti di un eventuale controllo negativo, non si condivide la proposta posta in consultazione di determinare penalità pari, per l’ISR, ad un valore di 0,5 euro per utente BT per ogni punto percentuale al di sotto del 95% e pari, per gli indicatori IC e IP, a 2 euro per

utente BT. I suddetti importi comporterebbero, in caso di esito negativo dei controlli, una penalizzazione di molto superiore rispetto a quella mediamente attesa applicando la regolazione attuale. Peraltro, non si ravvisano elementi di discontinuità tali da supportare tale previsione.

Si propone, pertanto, un dimezzamento dei valori unitari posti in consultazione al fine di mantenere un impatto economico di un eventuale controllo negativo in linea con le attuali valorizzazioni.

S 28. Osservazioni in merito ad indicatori di performance e possibili meccanismi incentivanti in logica output-based

Come riportato nella risposta al documento per la consultazione 173/2023/R/EEL, si concorda con l'introduzione di nuovi meccanismi incentivanti atti a premiare gli operatori che offrono più alti livelli di performance, destinati in particolare ai distributori che eseguono le prestazioni a loro carico con tempi inferiori rispetto al tempo standard. In particolare, si fa riferimento alla possibilità di introdurre tale meccanismo incentivante premi/penali anche per la qualità commerciale.

S29. Osservazioni in merito al possibile meccanismo premiale di benefici degli interventi di sviluppo

Si condivide la proposta di ARERA riportata nel DCO 423/2023 di introdurre un meccanismo regolatorio in grado di indirizzare gli investimenti di sviluppo dei distributori incentivando gli interventi prioritari.

[Omissis]

S 30. Osservazioni in merito alla possibile incentivazione alla realizzazione di dispositivi di compensazione delle immissioni di energia reattiva in aree omogenee

Enel accoglie positivamente l'introduzione di un "segnale economico" utile a indirizzare le imprese distributrici nell'attribuzione di priorità sugli investimenti di compensazione delle immissioni di energia reattiva nelle aree maggiormente critiche. Si condivide anche l'ipotesi esposta dall'Autorità riguardo al meccanismo, imperniato sulla restituzione dei corrispettivi tariffari per immissione di energia reattiva pagati dall'impresa distributtrice nel periodo precedente l'entrata in servizio del dispositivo di compensazione. Si ritiene tuttavia necessario che la restituzione consideri un periodo minimo di 24 mesi, dato che il tempo necessario per la realizzazione e l'effettiva messa in esercizio di tali impianti è nell'ordine dei 30 mesi. Si ritiene necessario, inoltre, che la previsione di cui al punto 2 lettera e) della del. 712/2022/R/EEL sia resa permanente anche per gli anni successivi al 2023.

Si segnala altresì che, oltre alla definizione di criteri di prioritizzazione degli interventi anche derivanti dalle recentissime indicazioni di Terna, sarebbe auspicabile riesaminare l'opportunità di rimuovere la previsione di corrispettivi per tutte le cabine primarie che immettono reattiva a prescindere dal loro vero impatto sulla RTN o introdurre deroghe volte a: esonerare dal pagamento dei corrispettivi le CP nelle aree omogenee "non critiche" o quantomeno le CP nelle aree non omogenee; per queste ultime in subordine, sarebbe opportuno individuare dei criteri di aggregazione tali da ottimizzare l'installazione di sistemi di compensazione.

Tali considerazioni saranno meglio approfondite in risposta al DCO per il prossimo periodo regolatorio della trasmissione elettrica.

S 31. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di qualità commerciale

In relazione all'orientamento di incrementare nella misura del 15% la quantificazione di tutte le voci di indennizzo previste, si ritiene innanzitutto che potrebbe essere più idoneo valutare la

revisione dei suddetti importi nell'ambito della più ampia definizione del nuovo TICR-E, in modo da poter avere una visione complessiva degli impatti delle diverse previsioni regolatorie. In generale, si rileva ad oggi che tale misura sia di una non trascurabile onerosità per gli Operatori, già interessati negli ultimi anni da un importante aumento delle richieste di connessione, in particolar modo da parte dei produttori, che ha comportato in generale una maggiore operatività sia per il personale tecnico che commerciale, con un conseguente aumento degli indennizzi erogati.

Inoltre, come detto sopra, si ritiene che un eventuale aumento degli importi degli indennizzi, se non evitabile, dovrebbe almeno avvenire in concomitanza con l'introduzione di un meccanismo premiale e incentivante per gli Operatori più virtuosi che eseguono le prestazioni di qualità commerciale con tempi inferiori agli standard, in modo da bilanciare l'aumento della quantificazione degli indennizzi con la previsione di tali premialità.

Si suggerisce, pertanto, di poter riconsiderare nel loro complesso tali importi rimandandone la ridefinizione alla prossima elaborazione del Testo Integrato delle Connessioni alle Reti Elettriche (TICR-E) così come delineato nel DCO 301/2023 che ha avviato il processo di aggiornamento della disciplina delle connessioni attive (TICA), mediante la successiva pubblicazione della Delibera 361/2023.

Infatti, secondo quanto esposto da ARERA nel suddetto DCO 301/2023, l'intento perseguito con il futuro TCR-E appare quello di unificare, armonizzandole, le procedure e le modalità di accesso alle reti elettriche sia in relazione agli impianti di produzione di energia elettrica che in relazione alle utenze in prelievo.

Inoltre, in analogia con quanto già previsto dalla Delibera 361/2023/R/eel, si richiede l'eliminazione delle maggiorazioni degli indennizzi automatici previste a seguito di ritardi nella loro erogazione (articolo 106.3 del TIQE), prevedendo che in caso di ritardo nell'erogazione all'indennizzo automatico siano applicati i soli interessi legali.

Infine, la scrivente società, in linea con quanto già espresso in risposta al DCO 301/23/R/eel e con le intenzioni ARERA espresse in tale DCO, ovvero di addivenire ad un Testo Integrato delle Connessioni alle Reti Elettriche (TICR-E) che unifichi e armonizzi le procedure e le modalità di accesso alle reti elettriche, conferma nuovamente la propria posizione circa il fatto di ritenere che ci siano già le condizioni per uniformare i criteri di calcolo degli indennizzi automatici del TICA a quelli in vigore previsti dal TIQE all'articolo 104.2.

Infine, con riferimento all'orientamento di non estendere oltre il 31 dicembre 2023 l'efficacia dell'articolo 123 del TIQE, la scrivente società fa presente che lo strumento delle connessioni massive seppur inizialmente poco utilizzato, negli ultimi mesi, con l'avvento dei bandi PNRR ha avuto un maggiore sviluppo, soprattutto con stakeholder istituzionali di riferimento (es. ANAS, Inwit, etc.); e che la presenza di criteri e soglie di accesso a tali meccanismi e accordi bilaterali risulta essere un'ulteriore garanzia neutrale ed imparziale di accesso agli stessi.

In forza di quanto premesso, si ritiene che il suddetto articolo 123 del TIQE debba essere mantenuto anche nella nuova formulazione del futuro TIQC, al più modificandone i criteri e le soglie come già richiesto da codesta società nella risposta al documento per la consultazione 449/2022/R/eel, e possa essere superato solo se fosse comunque assicurata la possibilità per i distributori di poter offrire dei contratti di qualità commerciale, sottoscrivibili dai richiedenti a condizioni chiare e non discriminatorie.

Si riportano di seguito ulteriori proposte di aggiornamento della regolazione sulla qualità commerciale.

Altri temi qualità commerciale:

- *Riferimento e recapito telefonico della persona responsabile per conto del distributore*

Considerando l'evoluzione dei processi in termini di innovazione tecnologica, che la maggior parte dei preventivi non richiedono lavori di adeguamento della rete e che oggi possono essere gestiti automaticamente dai sistemi informatici, senza l'intervento dell'operatore, si propone di eliminare l'obbligo di riportare il riferimento e recapito telefonico della persona responsabile nei preventivi, oggi previsto dal TIQE (articoli 84.3-85.4), sostituendo tali riferimenti con tutti i canali di contatto societari a disposizione degli utenti (ad es. numero verde, sito internet, etc.) che garantiscono in ogni caso il presidio e il monitoraggio dei contatti ricevuti.

Parimenti, si ritiene che tali previsioni possano essere mutate anche all'articolo 92.5 del TIQE in merito alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura.

- *Gestione dei tentativi di accesso*

Con particolare riferimento all'articolo 91.2 del TIQE, il quale prevede di effettuare un tentativo di verifica in loco nel caso in cui sia necessario accedere al gruppo di misura per fornire al venditore i dati tecnici richiesti, al fine di limitare accessi a vuoto da parte del personale operativo e adottare misure di efficientamento che tengano conto dell'evoluzione dei sistemi informatici verso un approccio "*customer centric*", si richiede di prevedere la fissazione preventiva di un appuntamento con il cliente. In particolare, il distributore, al fine della consuntivazione della richiesta di dati tecnici, provvederà ad informare tempestivamente il venditore in merito all'esito del suddetto contatto (i.e. tramite le voci: appuntamento concordato, rifiuto, mancato contatto, non disponibilità di un recapito telefonico valido). Nel caso non fosse stato possibile fissare l'appuntamento con il cliente, il Venditore potrà richiedere un secondo tentativo, richiedendo al Distributore, in accordo con il cliente finale, la fissazione di un nuovo appuntamento. Ai fini della verifica dello standard di qualità, la prima richiesta in questo caso si considererebbe annullata.

- *Mancato rispetto dei livelli specifici e generali di qualità commerciale per cause di forza maggiore*

In merito a quanto previsto dall'articolo 103.1 del TIQE in tema di forza maggiore, si ritiene che, alla luce dell'incremento della frequenza di accadimento dei fenomeni atmosferici eccezionali, sia necessario prevedere forme maggiormente flessibili per la rendicontazione del mancato rispetto dei livelli specifici e generali di qualità commerciale anche laddove tali eventi eccezionali non siano seguiti da dichiarazioni dello stato di calamità dall'Autorità competente (le quali spesso sono formalizzate dopo diverso tempo rispetto al termine dell'evento).

In ambito tecnico, in linea con quanto definito dalla Norma CEI 0-17, "Linee guida per la predisposizione dei Piani di Emergenza dei Distributori di energia elettrica" la scrivente società si è dotata di strumenti interni per classificare e gestire le emergenze sulla rete elettrica, per i cui dettagli si rimanda alla risposta allo spunto S.13.

Evidentemente in occasione di tali eventi meteo, oltre alle attività tecniche, subiscono un effetto correlato anche le attività commerciali. Pertanto, la scrivente società chiede che si possa introdurre una causale di sospensione dei tempi previsti per i livelli specifici e generali di qualità commerciale. A tal proposito si propone di differenziare i tempi di tale sospensiva come di seguito riportato in linea con le tempistiche e i livelli di emergenza/crisi espressi nei Piani di emergenza degli operatori (i.e. 2 gg. e 5 gg. lavorativi in caso di Emergenza di primo e secondo livello e 8 gg. lavorativi in caso di stato di Crisi).

Questa disciplina consentirebbe di far fronte alle emergenze tempestivamente, calmierando il rischio di non rispettare i livelli di qualità definiti per cause non imputabili al distributore, con modalità omogenee per tutti gli Operatori.

- *Revisione della tabella 20bis del TIQE*

Sulla base dell'esperienza maturata e delle richieste gestite si propongono le seguenti modifiche alla tabella 20bis relativamente alla classificazione dei reclami e delle richieste di informazioni di cui all'articolo 96:

- Creazione di una nuova categoria Argomento (1°livello): "Richieste non di competenza Distributore" – Subargomento (2°livello) "-"(null);
 - Introduzione subargomento per la categoria Argomento (1°livello): "Connessioni, lavori e qualità tecnica" – Subargomento (2°livello) da "Indennizzi".
- *Modalità di gestione degli appuntamenti*
 - In caso di assenza del cliente a un appuntamento prefissato, se la prestazione fosse al momento comunque eseguibile senza la necessità di presenza o firma da parte dello stesso, si richiede la possibilità di poter eseguire positivamente la prestazione senza dover concordare un nuovo appuntamento con il cliente, come invece viene oggi previsto dall'articolo 100.9 del TIQE.
 - Alla luce degli avanzamenti tecnologici e dei nuovi strumenti digitali disponibili, si richiede di esplicitare nel nuovo TIQC la possibilità di poter concordare un appuntamento con il cliente attraverso l'uso di strumenti informatici che non necessitano di interlocuzione diretta con il cliente (ad esempio: sms, mail, etc.), consentendo così una maggiore tempestività nell'esecuzione delle attività.
 - All'articolo 97.1 del TIQE è definita la fascia di puntualità per gli appuntamenti, che necessitano della presenza del cliente finale o di persona da lui incaricata, come il periodo di tempo, misurato in ore, entro il quale l'appuntamento può essere concordato con il richiedente per effettuare un sopralluogo o un intervento ai fini dell'esecuzione delle prestazioni soggette a livelli specifici e generali di qualità. La fascia di puntualità per gli

appuntamenti non può superare ad oggi le due ore. Si propone di considerare tale vincolo, come causa di fuori standard, solo per quegli appuntamenti eseguiti oltre la fascia delle due ore concordata; mentre tutti i casi di appuntamenti in cui la prestazione sia stata eseguita positivamente, ma in anticipo rispetto alla fascia delle due ore, nella medesima giornata lavorativa, previo contatto telefonico e accordo con il cliente, siano considerati eseguiti nel rispetto dello standard.

- *Introduzione di una nuova tipologia di richiesta dati tecnici strutturata per i POD trattati orari*
Visto l'elevato numero di misuratori orari installati e il prossimo completamento del piano di sostituzione massiva di tutti contatori BT, al fine di facilitare la comprensione delle richieste e contestualmente migliorare la qualità delle risposte si propone:
 - La creazione di una nuova M01C strutturata per le richieste di dati tecnici riferiti alle misure dei misuratori orari. Tale richiesta potrà riferirsi a un periodo non superiore a 6 mesi.
 - La revisione dell'art. 107.3bis lettera C con l'introduzione della nuova tipologia di richiesta M01C.
 - Di aggiungere nell'attuale tabella 20 "Livelli specifici e generali di qualità commerciale riferiti al tempo di messa a disposizione del venditore di dati tecnici" della tipologia di dati tecnici "dati complessi acquisibili con lettura da misuratore orario – M01C" prevedendo un tempo di risposta pari a 12 gg. lavorativi (dati complessi - CE Orario) in continuità con le tempistiche previste per i dati complessi.

S 32. Osservazioni in relazione all'aggiornamento degli obblighi in materia continuità del servizio e di registrazione delle interruzioni

In riferimento all'articolo 31.5 dove vengono descritti i criteri di accorpamento per la definizione dei PCP, non si ravvedono vantaggi nel passaggio all'accorpamento a 60 minuti e si sottolinea il notevole impatto che tale modifica comporterebbe nei sistemi informativi di utilizzo della scrivente società.

In riferimento all'articolo 31.4, in merito alla determinazione dell'istante d'inizio delle interruzioni di origine BT in presenza di sistema di telecontrollo o altra strumentazione per la registrazione, si propone di mantenere l'impianto della regolazione attualmente in vigore. La scrivente società ritiene infatti, che la proposta di documentazione dell'istante di inizio dell'interruzione a partire sempre dalla rilevazione dal sistema di telecontrollo o da altra strumentazione renderebbe non incentivante l'installazione di nuovi punti telecontrollati BT che migliorerebbero la qualità del servizio per il cliente. L'installazione sempre più capillare di telecontrollo BT porterebbe un beneficio che la Società scrivente ritiene essere superiore rispetto a quello che si otterrebbe con la registrazione a partire dalle informazioni rilevate dal sistema di telecontrollo. Inoltre, la modifica del metodo di documentazione dell'istante di inizio degli eventi renderebbe impossibile il confronto dell'indicatore di durata cumulata D_1 ante e post 2024.

S 33. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica della presentazione delle istanze al FEERAP

In linea generale si concorda con la proposta posta in consultazione, previa condivisione con gli Operatori (eventualmente anche su proposta degli stessi), del formato standard attraverso cui presentare le istanze al Fondo.