

## Osservazioni del Gruppo HERA al

DCO 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 prossimo futuro vedrà gli operatori della distribuzione elettrica particolarmente coinvolti non solo nella ricerca del know-how tecnologico richiesto per lo sviluppo delle infrastrutture, ma anche in un **radicale cambio di paradigma nella gestione delle reti**, che porrà al centro delle logiche di sviluppo e di investimento il valore del servizio reso, garantendo al contempo il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di transizione energetica.

In tale contesto, per quanto si apprezzano le proposte di incentivazione delle aggregazioni tra operatori, atte a premiare fusioni tra DSO con più di 100.000 Pod e DSO con un numero di Pod compreso tra 25.000 e 100.000, **si suggerisce di innalzare quest'ultima soglia dimensionale, incentivando aggregazioni che generino operatori di dimensione superiore a 300.000 Pod**, rappresentando questa la dimensione per lo svolgimento del servizio in condizioni di sufficiente economicità. La creazione di operatori superiori a tale soglia può creare benefici anche in vista delle gare della distribuzione elettrica e in ottica di *sector coupling*. Al fine di favorire efficacemente le prospettive di "coupling" dei due settori energetici il Gruppo Hera ritiene necessaria anche la prospettata **convergenza tra raggruppamenti di ambiti gas e ambiti per le concessioni elettriche**, per far sì che l'assegnazione delle gestioni della distribuzione gas per ambiti territoriali minimi (ATEM) avvenga in maniera coordinata con l'assegnazione delle gestioni della distribuzione dell'energia elettrica. **Riteniamo, di più, che l'Autorità sia certamente il soggetto istituzionale più titolato a ricoprire l'importante ruolo di coordinamento atto a disegnare gli strumenti per favorire una pianificazione integrata degli interventi nell'ambito dei nuovi affidamenti dell'energia elettrica e del gas.**

Con riferimento agli altri titoli inerenti la **regolazione economico-tariffaria** si condividono in linea generale le proposte dell'Autorità **pur con alcuni punti di attenzione riportati nella trattazione**

**degli specifici spunti di consultazione**, in particolare in merito all'incentivazione all'ottenimento dei contributi pubblici e alle relative metriche sottese, oltre che alla gestione del raccordo con la nuova regolazione ROSS a seguito della discontinuità prospettata circa l'azzeramento delle componenti a copertura degli oneri amministrativi per alcune prestazioni del servizio.

Circa le proposte di aggiornamento della **regolazione output-based**, il percorso di miglioramento tracciato in questi anni dalla normativa in materia di continuità del servizio ha consentito il raggiungimento di un elevato livello di qualità su tutta la rete elettrica nazionale, mediante la definizione di obiettivi sempre più sfidanti per le imprese e tramite i noti meccanismi incentivanti sottostanti. Tale processo ha dato vita a un percorso virtuoso che ha consentito agli operatori della distribuzione di realizzare importanti investimenti infrastrutturali tali da consolidare nel tempo il grado di qualità offerta all'utenza.

Oggi il distributore svolge un ruolo di gran lunga più complesso rispetto a quello tradizionalmente di competenza e, di conseguenza, la regolazione è chiamata a intervenire per semplificare le regole esistenti e introdurre **nuove logiche incentivanti** in grado di innescare ulteriori spirali virtuose in risposta alle nuove sfide di sistema.

In questo quadro generale, lo scrivente Gruppo apprezza la **convergenza tra l'impostazione della ormai prossima regolazione tariffaria (ROSS-base) e gli interventi in materia di regolazione output-based proposti dall'Autorità** nella presente consultazione, in termini di maggiore aderenza (nella identificazione degli obiettivi regolatori) alle specifiche caratteristiche delle singole imprese. Al tempo stesso siamo **consapevoli che le vigenti regole di qualità tecnica offrono un grado di efficacia ridotto rispetto al passato in termini di spinta al miglioramento della performance**, soprattutto per quelle imprese che nel tempo hanno raggiunto o "battuto" gli obiettivi fissati dal regolatore.

Si condivide, pertanto, l'orientamento di definire i nuovi livelli di partenza degli indicatori di continuità del servizio per il prossimo periodo 2024-2027 sulla base delle performance individuali ma, **al contempo, si richiede che siano individuati meccanismi in grado di non pregiudicare i risultati "di successo" conseguiti da chi ha raggiunto e mantenuto i livelli prestazionali attesi, anche al fine di fornire un riconoscimento dell'impegno profuso per mantenere quegli esiti nel tempo**. Diversamente, infatti, si arriverebbe a nostro avviso a compromettere la *ratio* del meccanismo incentivante stesso che invece l'Autorità, come riportato nel documento di consultazione, intende preservare.

Negli ultimi anni le società di distribuzione elettrica del Gruppo Hera hanno posto in essere numerosi e significativi interventi di rinnovo e di sviluppo delle infrastrutture di rete che hanno consentito di migliorare decisamente entrambi i livelli degli indicatori di qualità tecnica sino a raggiungere valori, in alcuni ambiti di concentrazione, anche inferiori a quelli individuati dal regolatore come livelli

obiettivo. Tale tendenza di miglioramento continuo si è in generale assestata su valori perfettamente allineati ai target di lungo termine fissati tempo addietro dall'Autorità. In tale contesto, non si ritiene utile pregiudicare, nel prezioso intento di intercettare le unicità dei DSO, gli importanti risultati conseguiti. Piuttosto, si ritiene opportuno continuare a valorizzarli, seppur con livelli di premialità ridotti rispetto agli attuali.

Come meglio rappresentato in risposta allo spunto S.17, al fine di salvaguardare situazioni come quella appena descritta, l'Autorità dovrebbe definire non soltanto traiettorie di livelli obiettivo differenti per gli operatori che ad oggi hanno raggiunto il target di lungo termine. Oltre al percorso di mantenimento, c.d. neutrale, già descritto nel documento, le imprese che operano negli ambiti territoriali con miglior prestazione, caratterizzati da un ridotto numero di interruzioni e una buona performance di durata, dovrebbero poter beneficiare di **un adeguato “intervallo di tolleranza”, identificato dall'area compresa tra il valore del livello di partenza 2024 (che, nella regolazione c.d. “di mantenimento” sarebbe pari ai livelli obiettivo 2024 e 2025) e l'obiettivo di lungo termine già fissato dall'Arera nell'attuale TIQE**. In tal modo, eventuali underperformance di entità ridotta che non compromettano in alcun modo il livello di qualità (già alta) del servizio offerto, non esporrebbero l'impresa al rischio di incorrere in penali, che potrebbero essere, tra l'altro, percepite dall'utente come sintomatiche di un servizio diventato scadente.

Ben si accoglie l'intenzione dell'Autorità di attivare un **nuovo meccanismo di premialità correlato ai benefici derivanti dai progetti di sviluppo previsti dagli operatori di rete nei propri Piani** in risposta alle nuove esigenze degli utenti del sistema elettrico, orientando in tale direzione le risorse a base dei meccanismi output-based. Tuttavia, si ritiene che la nuova disciplina, diversamente da quella attualmente in vigore in ambito resilienza, **dovrebbe prevedere un correttivo nella valorizzazione del beneficio, tale da non penalizzare (come avviene nella disciplina della resilienza) i DSO che operano in contesti a scarsa densità di utenza**. In tali territori, tipicamente “impervi”, a fronte di costi di investimento molto elevati sottesi a condizioni di intervento poco agevoli, la esigua numerosità di utenze beneficiarie potrebbe precludere, ove fosse replicata la logica prevista in ambito resilienza, l'accesso all'incentivo. Tale accorgimento permetterebbe anche di evitare asimmetrie nel meccanismo, tali per cui un'impresa, pur non avendo progetti di sviluppo eleggibili a premio (interventi strutturali complessi e costosi in zone a bassa densità d'utenza molto difficilmente presentano benefici maggiori dei costi) potrebbe trovarsi comunque esposta al rischio di incorrere in penalità.

Di conseguenza e in ragione del principio di parità di trattamento tra utenti indipendentemente dalla loro ubicazione geografica, si ritiene fin da subito importante suggerire al regolatore di **definire correttamente i benefici connessi agli interventi di sviluppo eleggibili a premialità**, attribuendo

alle utenze allocate in territori meno abitati un peso equivalente a quello assegnato in area urbana, ad alta/altissima densità, a parità di valore aggiunto dell'intervento di sviluppo per singolo POD.

## **RISPOSTE AGLI SPUNTI POSTI IN CONSULTAZIONE**

***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.***

R1. Si condivide la proposta di Arera volta ad incentivare, come già previsto nel V PRDe, le aggregazioni (con forme stabili, tra cui il "contratto di rete") tra imprese distributrici di cui almeno una con un numero di Pod inferiore a 25.000. I nuovi orientamenti dell'Arera paiono maggiormente premianti rispetto alla regolazione in vigore fino al 2023, per le fusioni di imprese con più di 25.000 Pod con imprese sotto tale soglia di Pod, in quanto dal 2024 sarà riconosciuto un incentivo *una tantum* pari al 30% dell'opex dell'ultima tariffa, in precedenza non previsto.

***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.***

***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.***

R2-R3-R4. La scrivente apprezza la proposta di Arera volta ad ampliare il perimetro delle aggregazioni da incentivare, segnatamente premiando anche **fusioni in cui l'impresa di minore dimensione ha dimensione compresa tra 25.000 e 100.000 Pod.**

Si segnala anzitutto come tale premialità, pari 40€ per ciascun Pod dell'impresa di minore dimensione, quantificata da Arera prendendo a riferimento il valore medio dei costi operativi riconosciuti a Pod, non sempre potrebbe risultare sufficiente a coprire i costi legati al processo di integrazione, che di norma (nel periodo successivo all'operazione) risultano particolarmente onerosi. L'incentivo, pertanto, se non potenziato nel suo importo unitario, appare di potenza limitata.

Inoltre, la perimetrazione delle operazioni di aggregazione destinate all'incentivo (e in particolare la decisione di prendere a riferimento la soglia dei 100.000 Pod) unitamente alla modalità di valorizzazione dell'incentivo stesso, presentano, a giudizio dello scrivente Gruppo, alcune criticità. In particolare, il valore dell'incentivo risulterebbe dipendente solo dalla dimensione dell'impresa minore senza considerare la dimensione della realtà complessiva post-aggregazione, che non viene posta in relazione, nel disegno dello strumento incentivante, con la **dimensione di 300.000 Pod**, che il documento di consultazione ricorda essere quella che **risponde a condizioni di sufficiente economicità del servizio**.

Si riportano di seguito due casi di esiti sub-ottimali dello strumento proposto:

- una fusione tra una impresa di 101.000 Pod e una di 99.000 Pod determinerebbe una nuova realtà di 200.000 Pod, che sarebbe incentivata proporzionalmente al perimetro di 99.000 Pod, pur essendo la realtà aggregata di dimensione inferiore ai 300.000 Pod
- un incentivo della medesima entità sarebbe riconosciuto anche qualora l'operatore aggregante fosse di dimensione superiore o molto superiore ai 300.000 Pod. Tale aggregazione, a livello di sistema genererebbe un beneficio limitato, producendo **l'effetto di "assorbimento" di un gestore piccolo** senza che la nuova realtà post-fusione risulti particolarmente rafforzata rispetto alla situazione pre-fusione.

Lo scrivente Gruppo propone pertanto di rimodulare ed ampliare lo **strumento prospettato per promuovere i processi di aggregazione** tra distributori volti a favorire la nascita di **un numero maggiore di soggetti efficienti dal punto di vista produttivo**; a tal fine, si propone che vengano incentivate **anche tutte le fusioni tra due operatori che singolarmente presentano un numero di Pod inferiore a 300.000 e che aggregandosi supererebbero tale soglia**, generando per il sistema il doppio beneficio di aggregare due distributori con una dimensione non propriamente efficiente e creare un soggetto in grado di beneficiare di maggiori economie di scala.

In questa casistica, in virtù del beneficio per il sistema che verrebbe conseguito dalla creazione di operatori di dimensione almeno pari a 300.000 Pod, il premio *una-tantum* potrebbe essere proporzionale non al numero di Pod dell'impresa più piccola, ma **al numero complessivo di Pod dei due soggetti che si aggregano, con un cap a 300.000**, per riflettere la dimensione minima d'impresa ritenuta efficiente.

Qualche anno dopo le operazioni di aggregazione (si propone almeno 3), Arera potrebbe certamente richiedere, al soggetto risultante dall'aggregazione, dati e informazioni volti a valutare i miglioramenti delle performance in termini di riduzione della spesa e/o aumento della qualità del servizio, **ma solo con finalità di monitoraggio**; non si ritiene infatti opportuno correlare il premio *una-tantum* a tali valutazioni.

Peraltro, lo scrivente Gruppo ritiene che in ogni caso tra gli obiettivi delle operazioni di aggregazioni vi sia, oltre che la maggiore economicità del servizio, anche la necessità di **favorire la creazione di realtà industriali solide in grado di:**

- **“stare al passo con i tempi”** in un momento storico in cui il sistema energetico sta diventando sempre più flessibile e resiliente, e in cui **il ruolo del distributore sta evolvendo da facilitatore ad acceleratore del processo di transizione**: emerge quindi sempre più la necessità di incrementare le sinergie conseguibili e di favorire il coordinamento (programmatico ed investitorio) dei settori dell'elettricità e del gas;
- **partecipare attivamente alle gare della distribuzione elettrica**, che, sulla base del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, saranno chiamate a rinnovare le concessioni in scadenza al 31 dicembre 2030.

In particolare, in relazione a questi aspetti, si apprezza che nel documento di consultazione Arera abbia inteso inserire alcuni riferimenti, in ottica di rinnovo delle concessioni elettriche, su **potenziali iniziative di sector coupling e di convergenza delle concessioni per i servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas**. Riteniamo che l'Autorità sia certamente il soggetto istituzionale più titolato a ricoprire l'importante ruolo di coordinamento atto a disegnare gli strumenti per favorire una pianificazione integrata degli interventi nell'ambito dei nuovi affidamenti (dell'energia elettrica e del gas), creando anche le condizioni per un “raccordo” delle procedure di gara di tali servizi (o almeno dei presupposti normativi alla base).

Nonostante l'avvio delle nuove concessioni di distribuzione elettrica sia previsto dal 2031, i titoli sopra trattati risultano **particolarmente attuali** nella misura in cui:

- le **gare della distribuzione elettrica risultano da indire** non oltre il quinquennio precedente la medesima scadenza, e quindi **entro il 31 dicembre 2025**;
- a normativa vigente, **le gare della distribuzione del gas risultano**, per diversi motivi, in una situazione di **sostanziale “stallo”**: nonostante le prime attività propedeutiche ad avviare le gare siano iniziate ormai quasi dieci anni fa, ad oggi sono state assegnate meno di dieci gestioni, e solo cinque gestioni d'ambito sono state effettivamente avviate.

L'attuale quadro delle gare per l'assegnazione delle concessioni gas risulta caratterizzato non soltanto da un elevato livello di complessità intrinseca, ma anche da un grado di **obsolescenza normativa** (DM 226/11) che impedisce di valorizzare propriamente i contenuti di innovazione tecnologica e il potenziale che il settore può offrire in termini di contributo agli scenari di transizione energetica e decarbonizzazione con una prospettiva di lungo termine al 2050 (e non solo di 12 anni). L'attuale schema normativo premia, infatti, offerte di gara che valorizzano le estensioni delle reti, in antitesi con uno scenario di progressiva elettrificazione dei consumi e contestuale penetrazione dei green gas, e rischia pertanto, da un lato di generare importanti *stranded costs* e dall'altro di

distogliere investimenti da contesti più efficienti che meriterebbero una sinergia tra distribuzione gas e distribuzione elettrica.

**Il settore sta attendendo, ormai da mesi, una revisione del DM 226/11 sulla base del mandato assegnato al MASE dalla Legge Concorrenza 2021** circa l'«aggiornamento dei criteri di valutazione degli interventi di innovazione tecnologica, al fine di valorizzare nuove tipologie di intervento più rispondenti al rinnovato quadro tecnologico». Affinché tale revisione sia quanto più possibile efficace e rispondente ai futuri sviluppi del settore sarebbe auspicabile **una lettura “estensiva” del mandato legislativo e più focalizzata sui driver “core” della transizione energetica**, per privilegiare, in particolare, attraverso lo strumento della gara, gli interventi funzionali alla decarbonizzazione e coerenti con il percorso di elettrificazione dei consumi.

Lo scrivente Gruppo ritiene di fondamentale importanza che **il quadro normativo delle gare orienti efficacemente gli investimenti effettivamente necessari per la collettività e coerenti con lo scenario energetico nazionale**, assicurando anche regole certe e stabili per il recupero tariffario di detti investimenti. Per consentire l'adattamento della cornice normativa nel verso sopra descritto, il Legislatore potrebbe affidare una delega al MASE ed a ARERA con la duplice finalità, da una parte, di definire la norma alla base delle future gare della distribuzione elettrica, dall'altra di revisionare, organicamente, i criteri per le gare gas, prevedendo anche un periodico “fine-tuning” della norma per recepire la progressione dell'evoluzione tecnologica e delle prospettive di scenario dei due settori. In concreto, i criteri di valutazione delle offerte di gara della distribuzione gas e della distribuzione elettrica non dovrebbero essere in contrasto tra loro o mettere “in antagonismo” i due settori; anzi, dovrebbero essere costruiti per favorire la massimizzazione degli interventi necessari al corretto funzionamento dei due sistemi; da ciò dovrebbe necessariamente conseguire certezza del riconoscimento tariffario. A questi criteri dovrebbe ispirarsi una revisione degli attuali regolamenti per le gare gas, come è altrettanto importante che, ad essi, sia armonizzato il futuro regolamento per le gare elettriche. **L'obiettivo ultimo dovrebbe essere quello di evitare che vengano assegnate concessioni con esiti sfavorevoli al sistema e antitetici rispetto agli scenari di transizione energetica.**

Alla luce di quanto premesso, il Gruppo Hera ritiene, oltre che opportuna, anche **necessaria la prospettata convergenza tra raggruppamenti di ambiti gas e ambiti per le concessioni elettriche**, affinché l'assegnazione delle gestioni della distribuzione gas per ambiti territoriali minimi (ATEM) sia prevista in maniera coordinata all'assegnazione delle gestioni della distribuzione dell'energia elettrica. Per favorire questa sinergia di pianificazione degli interventi necessari e di ottimizzazione delle risorse stanziare, sarebbe anche auspicabile l'individuazione di una unica stazione appaltante territoriale per entrambe le gare, o, **in subordine** (se non consentito da vincoli normativi), **dovrebbe comunque essere richiesto un elevato coordinamento tra le stazioni appaltanti che indicano le gare dei due settori, agevolato da opportuni strumenti, anche di natura regolatoria.**

A tal fine, **si ritiene che le gare della distribuzione elettrica debbano essere espletate su base provinciale**. Tale proposta viene formulata sulla base dei seguenti elementi:

- **la dimensione provinciale risulterebbe “sovrapponibile” con quella degli ATEM previsti per le gare della distribuzione gas**, in quanto la provincia, nella maggior parte dei casi, contiene almeno un ambito gas (nella distribuzione gas gli ATEM coincidono con la provincia stessa o, in alcuni casi, con un suo sottoinsieme territoriale);
- **la dimensione provinciale ben si sposa anche con il perimetro di riferimento delle regolazioni della qualità del servizio elettrico**, posto che le gare potrebbero prevedere titoli di offerta basati sul miglioramento rispetto agli obiettivi di performance stabiliti dalle discipline regolatorie di riferimento.

***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.***

R5-R6. Si accoglie con favore l'introduzione di incentivi volti a favorire la razionalizzazione della proprietà delle porzioni di rete in alta tensione e una loro possibile estensione ad altre porzioni di cabine primarie AT/MT, in quanto tale passaggio di proprietà può contribuire ad aumentare l'efficientamento della gestione consentendo una riduzione della complessità di esercizio. D'altro canto, il cambio proprietario prospettato potrebbe far emergere criticità di varia natura, che si ritiene opportuno esplicitare in questa fase propedeutica alla definizione delle incentivazioni, affinché siano valutate con la dovuta attenzione, e si proceda ad individuare eventuali correttivi alla regolazione attualmente in vigore (o alle proposte avanzate da Arera nel DCO), volti a sanarle.

- Un potenziale elemento di criticità correlato alla cessione delle linee in AT dal DSO a Terna è la mancata possibilità di applicare l'art. 26.4<sup>1</sup> del TIT (nella sua formulazione attuale) e dunque la mancata possibilità di effettuare il calcolo dei corrispettivi di reattiva **all'aggregato dei punti** (caso del collegamento circuitale tra Cabine Primarie in AT facente parte della rete del DSO). L'aggregato consente infatti di fare la somma algebrica dei dati di misura e di compensare conseguentemente i flussi di reattiva con impatto benefico sui corrispettivi.
- Il trasferimento delle linee AT e di altri elementi in AT dal perimetro dell'attività di distribuzione a quello della trasmissione non comporterà, sulla base del punto 7.24 del DCO, l'emergere

---

<sup>1</sup> La disposizione dell'art. 26.4 è attualmente applicata ad alcuni DSO e consente di limitare i corrispettivi per flussi di reattiva (sia in immissione che in prelievo) vs Terna.



di maggior valore di rete e maggiori costi per gli utenti. Pertanto, se è stata ben compresa la proposta, sarà necessario, a valle della cessione, procedere alla dismissione del valore di costo storico presente ad oggi nella RAB del distributore e ad una conseguente dichiarazione di tale valore nella stratificazione RAB del TSO. Per procedere alla cessione di tali investimenti in AT pare che la loro **presenza in RAB a piè di lista sia condizione necessaria** (anche la quantificazione del premio *una tantum* è correlato al valore di costo storico di primo acquisto rivalutato - per le reti AT, o al valore delle immobilizzazioni nette - nel caso di ulteriori elementi in alta tensione). **Si segnala che vi possono essere casi, seppur residuali, in cui tali asset sono contenuti nello stock implicito al 2007, in quanto, al momento della rendicontazione prevista dalla determina 3/2012-DIEG volta a far emergere gli incrementi patrimoniali relativi all'AT (terreni, linee di distribuzione in alta tensione, stazioni di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007, non erano disponibili le fonti contabili. Non è stato pertanto possibile procedere alla esplicitazione di tali valori in RAB.** Al fine di favorire la razionalizzazione della proprietà degli asset in alta tensione anche in caso di indisponibilità del costo storico, si suggerisce pertanto di **introdurre una modalità alternativa per quantificare ex-post tali asset**; tale nuova quantificazione **potrebbe essere utilizzata sia per stabilire il valore della transazione, sia per determinare il premio *una tantum*.**

- In relazione al punto 7.16, si chiede conferma che per “intero insieme delle linee AT” si intendono soltanto le linee AT di proprietà del DSO funzionali alla rete di trasmissione nazionale (RTN); viceversa se per “intero insieme delle linee AT” Arera non intendesse riferirsi esclusivamente a tale perimetro, si ritiene penalizzante non poter usufruire della premialità in quanto vi sono linee in AT che necessariamente devono rimanere in capo al distributore e che peraltro non sono funzionali alle finalità del TSO.
- In relazione al punto 7.18 si fa presente che numerose cabine primarie hanno una struttura della sezione di AT non immediatamente idonea ad una cessione della stessa e ad una segregazione dei perimetri di attività tra TSO e DSO. Non si ritiene pertanto opportuno, ai fini dell'attivazione della premialità, fissare una percentuale minima di elementi AT dell'impresa distributrice da cedere; si potrebbe invece stabilire una percentuale minima da applicare ad un perimetro di asset AT preliminarmente condiviso tra TSO e DSO.

Per quanto attiene infine alla quantificazione dei premi *una tantum*, di cui all'art. 7.17, si propone di **prevedere la percentuale pari al 4% attualmente ipotizzata per l'anno 2024 anche per l'anno 2025** e conseguentemente, di considerare un 3% per l'anno 2026 e un 2% per l'anno 2027. Tale proposta è motivata dalla onerosità delle valutazioni tecniche ed economiche e dalle necessarie condivisioni tra TSO e DSO propedeutiche alla decisione di alienare porzioni di linee AT da parte del distributore, che necessariamente richiederanno tempi piuttosto lunghi, e quindi

anche se avviate ad inizio 2024, porterebbero, nella maggior parte dei casi, a finalizzare operazioni di trasferimento di beni non prima del 2025.

In merito alla quantificazione dei premi *una tantum*, di cui all'art. 7.19, connessi alla cessione di elementi di alta tensione delle cabine primarie (assimilabili alla struttura avancabina), si richiede di **prevedere la percentuale pari al 4% attualmente ipotizzata per l'anno 2024 anche per l'anno 2025 e per il 2026** e conseguentemente, di considerare un 3% per l'anno 2027; tale proposta è motivata dalle tempistiche delle analisi propedeutiche al confronto tra DSO e TSO volte a definire preliminarmente il perimetro oggetto di possibile cessione.

#### ***S7. Osservazioni in materia di incentivi all'ottenimento di contributi pubblici.***

R7. In merito alla proposta di Arera volta a rafforzare gli incentivi all'ottenimento di contributi pubblici già presenti nel V PRDe, il Gruppo Hera apprezza che **il beneficio ora previsto pari all'8,6% del valore del contributo, sia aumentato al 10% dello stesso per gli anni 2024-2025. Tale soglia massima era già riportata al punto 11.9 del TIT 2020-2023 ma sulla base della regolazione tariffaria oggi in vigore non risulta effettivamente conseguibile.**

Contestualmente, Arera è intenzionata a richiedere che i progetti aggiudicatari di contributi pubblici (di maggiore entità) siano accompagnati da una analisi costi benefici, che, **per gli anni 2024-25** avrà soltanto una finalità di **monitoraggio**. In generale lo strumento dell'ACB con finalità di monitoraggio risulta condivisibile dal Gruppo Hera, nella misura in cui ben si sposa con i principi alla base del riconoscimento dei costi della metodologia ROSS-base (e ancora di più del ROSS-integrale), tra cui il garantire economicità ed efficienza nella gestione e nello sviluppo delle reti, a beneficio degli utenti.

**Dal 2026 Arera ritiene opportuno, d'altro canto, correlare l'esito di tali analisi costi-benefici alla quantificazione dell'incentivo, che sarà dimensionato da un minimo del 5% del valore del contributo ad un massimo del 13% dello stesso.** La logica sottostante le percentuali proposte da Arera è stata costruita con l'obiettivo di:

- dimezzare il beneficio previsto per il primo biennio del VI PRDe, qualora non sia presente l'analisi costi benefici (quindi, se ben compreso, per tutti progetti aggiudicatari di contributi pubblici "di minore entità") o nei casi in cui l'ACB dimostri che il rapporto benefici/costi sia inferiore a 1
- in tutti gli altri casi, premiare il distributore in funzione dell'esito dell'ACB prodotta, e trasferendo un premio compreso nell'intorno del -3%/+3% dell'incentivo fissato per gli anni 2024-25.

**Lo scrivente Gruppo, pur condividendo la logica alla base dell'iniziativa,** ossia che un riconoscimento premiale per l'ottenimento di contributi pubblici venga in qualche modo collegato alla

effettiva esecuzione di una performance dell'impresa a vantaggio degli utenti del sistema, **non ritiene d'altro canto corretto che la misurazione della performance e la relativa quantificazione dell'incentivo venga effettuata mediante lo strumento dell'ACB.** I progetti che beneficeranno degli incentivi sono in larga misura attinenti al PNRR, le cui finalità potrebbero spesso non risultare affini alle logiche sottese le analisi richieste. In altri termini, le ACB potrebbero in taluni casi dimostrare che i progetti contribuiti non generano effettivamente un beneficio maggiore del costo sostenuto: ad esempio, qualora l'investimento sia realizzato in aree poco densamente abitate il beneficio che genera è limitato poiché si dispiega su un numero di clienti piuttosto circoscritto. Tale tipologia di contributi permette infatti, in molti casi, la realizzazione di progetti che, probabilmente, in mancanza di tali contributi "a fondo perduto", il gestore non ne avrebbe valutata opportuna la realizzazione. Per questi motivi, lo strumento della ACB non pare il più indicato a valutare tale tipologia di investimenti.

**Fatta salva la disponibilità del gestore a produrre le analisi richieste, la proposta di Arera di correlare, dal 2026, l'incentivo all'esito dell'analisi costi benefici, non risulta condivisibile poiché, stante quanto premesso, nella maggior parte dei casi, implicherebbe una riduzione dell'incentivo rispetto a quanto previsto oggi.**

In subordine, qualora Arera confermi l'adozione, a valere dai contributi incassati dal 2026, dei nuovi criteri prospettati per la quantificazione degli incentivi (ossia dimensionati sul risultato dell'ACB del progetto), lo scrivente Gruppo richiede che tale nuovo strumento regolatorio sia applicabile ai soli contributi **relativi a progetti all'1.1.2024 non già oggetto di assegnazione di contributo.** In altre parole, il nuovo meccanismo dovrebbe essere applicato soltanto a progetti ai quali saranno assegnati contributi a partire dal VI periodo regolatorio. Ciò per l'assunto che **non si ritiene corretto che la regolazione possa modificare ex post il profilo tariffario (in particolare penalizzandolo) associato a progetti già presentati e per i quali ad oggi è già stata prevista l'erogazione di contributi** (seppure la loro erogazione per cassa preveda una rateizzazione con rilascio di quote oltre il 2025).

#### ***S8. Osservazioni riguardo ai criteri di definizione delle tariffe parametriche***

R8. Nessuna osservazione.

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

R9. In merito alla regolazione tariffaria dell'energia reattiva sulle reti di distribuzione l'Autorità intende semplificare la struttura dei relativi corrispettivi in vigore fino al 31 dicembre 2023. In particolare, la

razionalizzazione proposta è volta a prevedere l'applicazione di un unico corrispettivo agli eccessivi prelievi di energia reattiva, eliminando gli scaglioni (ossia: per energia reattiva compresa tra il 33% e il 75% dell'energia attiva e oltre il 75%) e all'energia reattiva immessa. Tale valore sarebbe quantificato come media dei corrispettivi unitari per prelievi di energia reattiva precedentemente applicabili a ciascuno scaglione. Arera ritiene che tale nuova struttura tariffaria sia maggiormente aderente ai costi in quanto un kvarh incrementale prelevato da un cliente nello scaglione 33%-75% della propria potenza ha, sulla rete di distribuzione, sostanzialmente lo stesso impatto di un kvarh incrementale prelevato dallo stesso cliente nello scaglione oltre 75% della potenza.

Lo scrivente Gruppo non rileva criticità nel recepire la proposta dell'Autorità poiché le modifiche alla struttura dei corrispettivi per energia reattiva **non genereranno impatti a livello di sistemi informativi in quanto operativamente si può conservare l'attuale struttura ponendo uguali i corrispettivi nei due scaglioni attualmente presenti.**

Arera è inoltre intenzionata a modificare l'attribuzione convenzionale dei ricavi in quota parte relativa a perdite di rete e quota parte relativa all'utilizzo delle infrastrutture, pari rispettivamente a 20% e 80%, al fine di riflettere più puntualmente i costi che i prelievi e le immissioni di energia reattiva determinano sulla rete, in termini di perdite di rete e di utilizzo delle infrastrutture. **Lo scrivente Gruppo non rileva particolari criticità in tal senso, ma richiede che la “quota parte infrastrutture” e la “quota parte perdite” che saranno determinate esplicitamente ogni anno, siano note al gestore entro la fine dell'anno precedente**, in modo da agevolarlo nella predisposizione degli appostamenti delle chiusure contabili.

#### ***S10. Osservazioni in materia di altre prestazioni specifiche di distribuzione e misura.***

R10. A partire dall'anno tariffario 2024 Arera ha proposto di azzerare gli oneri amministrativi relativi ad alcune “prestazioni specifiche” previste dal TIC, in particolare la voltura, il subentro, ogni altra variazione contrattuale che non richieda un aumento della potenza a disposizione e la disattivazione e riattivazione di un punto di prelievo a seguito di morosità o nel caso di utenze stagionali. L'Autorità ritiene infatti che la centralizzazione delle richieste attraverso il SII abbia drasticamente ridotto l'onerosità della maggior parte delle prestazioni gestite dalle imprese distributrici, soprattutto qualora non sia richiesto un intervento tecnico. Lo scrivente Gruppo non concorda con tale argomentazione e ritiene opportuno precisare che **l'onerosità dei processi si è effettivamente ridotta grazie alla loro automatizzazione e non solo per l'introduzione del Sistema Informativo Integrato, come di seguito descritto.** La gestione dei processi attraverso il SII ha infatti obbligato l'impresa distributtrice ad implementare nuovi servizi, con relativi scambi informativi, dedicati a mantenere il costante allineamento della banca data del SII stesso (Registro Centrale Ufficiale). A valle dell'**investimento informatico**, realizzato al fine di garantire la massima efficacia di tali servizi ed al

contempo contenere il più possibile i sopravvenuti costi operativi, si evidenzia la necessità di un **attento e continuo presidio che ha di fatto accresciuto l'onere gestionale in carico all'impresa distributrice**. Inoltre, poiché l'architettura del SII prevede l'ambiente *cloud* delle misure separato dall'ambiente ove risiede l'RCU e dove vengono scambiati i processi tecnici-commerciali, l'impresa distributrice ha dovuto ulteriormente **accrescere il grado di complessità della propria architettura informatica per i servizi che prevedono la rilevazione e trasmissione di misure**, quali ad esempio il servizio di voltura, per separare la trasmissione delle misure di processo (verso ambiente *cloud*) rispetto al processo medesimo (verso ambiente con RCU), generando dunque **ulteriori oneri gestionali**. Si segnala inoltre una incoerenza tra quanto esposto al comma 11.2, ossia la centralizzazione delle richieste attraverso il SII, e gli orientamenti esposti ai successivi commi 11.5 e 11.6 dove vengono contemplate anche prestazioni non gestite attraverso il SII quali subentro, disattivazione e riattivazione di utenze stagionali, aumento di potenza, ovvero prestazioni che saranno gestite attraverso il SII dal 1 dicembre 2023 quali disattivazione e riattivazione di un punto di prelievo a seguito di morosità.

**Nell'attuale sistema tariffario** il COE 2018, alla base dei costi operativi riconosciuti per gli anni tariffari 2020-2023 e quantificato prendendo a riferimento i costi operativi dei principali distributori, è stato quantificato:

- considerando i costi dei gestori, tra cui quelli sostenuti per le prestazioni sopra riportate
- nettando i costi dei ricavi, tra i quali rientrano quelli derivanti dall'applicazione degli oneri amministrativi,

con l'obiettivo di **azzerare la marginalità a livello di sistema derivante dalle prestazioni previste dal TIC**.

Entrando maggiormente nella logica della modifica proposta (divieto di applicare gli oneri amministrativi per alcune prestazioni previste dal TIC) e del relativo impatto, se è stata ben compresa la volontà di Arera, l'intervento ha soltanto lo scopo di **socializzare, a livello di sistema, i costi relativi agli oneri amministrativi** in modo che non gravino più sul singolo cliente richiedente la prestazione: **tale misura risulta neutra per il gestore**. L'unico effetto che tale novità potrebbe generare (solo il primo anno) è di tipo finanziario, in quanto attualmente l'incasso dell'onere richiesto al singolo cliente è sostanzialmente immediato, mentre il riconoscimento del costo in tariffa sconta il fatto che la tariffa definitiva sarà approvata, sulla base delle nuove tempistiche prospettate dal TIROSS, nell'anno t+2 e quindi solo in tale anno verrà definito il ricavo ammesso ed erogato il conseguente saldo di perequazione.

**Affinchè tale misura confermi la neutralità degli effetti economici per il gestore anche dal 2024, attesa l'entrata in vigore del metodo ROSS-base, risulta necessario che la *baseline***

**costruita sui costi operativi 2022 dei singoli gestori, confermi l'inclusione dei costi sottostanti le prestazioni oggetto del punto 11 del documento di consultazione, senza però dedurre da tali costi i ricavi derivanti dall'applicazione delle componenti a loro copertura, che nel 2022 non erano ancora azzerate.**

Al punto 15.20 del documento per la consultazione 381/2023/R/com ARERA ha precisato di voler far riferimento, per il calcolo del COE di riferimento in regime ROSS-base, alle evidenze riportate dalle imprese nel prospetto **“GM-informazioni tariffarie” del cd Appendice E allegato ai Conti annuali separati**. Tale appendice E è stata compilata da ciascun gestore tenendo in considerazione sia i costi che i ricavi 2022 e sulla base delle istruzioni fornite nel manuale di contabilità regolatoria. Nell'anno 2022, tra i ricavi dei gestori sono compresi gli oneri amministrativi pagati dai clienti finali richiedenti le prestazioni (come previsto dal TIC). Se il provvedimento finale confermerà l'azzeramento delle componenti a copertura degli oneri amministrativi in capo ai clienti finali, **lo scrivente Gruppo ritiene opportuno che Arera fissi un momento di confronto con gli operatori volto a specificare quale sia la modalità rappresentativa dei costi coerente con la definizione della baseline dell'anno tariffario 2024.**

Si concorda, infine, con la proposta di Arera di tenere costanti per tutto il quadriennio 2024-2027 gli importi dei corrispettivi relativi alle verifiche del corretto funzionamento del gruppo di misura e della tensione di alimentazione, per garantire semplicità applicativa.

## **ULTERIORI SPUNTI ECONOMICO-TARIFFARI**

Si coglie l'occasione per inserire di seguito alcune considerazioni su tematiche che lo scrivente Gruppo ritiene opportuno fare presente ad Arera, seppur relative ad aspetti non trattati nel documento per la consultazione in oggetto.

- Il primo aspetto riguarda **la regolazione per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering* 2G** (del. 724/2022/R/EEL) ed in particolare **l'aggiornamento annuale previsto dall'Autorità per recepire il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat**. Si suggerisce, e probabilmente il punto 14.1 della delibera 724/2022 già lo prevede, che, qualora dall'anno tariffario  $t=2024$  la **nuova metodologia ROSS** stabilisca che il tasso medio di variazione del deflatore per la costruzione del deflatore base 1 nell'anno  $t-1$ , venga ricalcolato sulla base dei valori effettivi del deflatore dell'anno  $t-1$ , ossia considerando la variazione dei 4 trimestri dell'anno  $t-1$  (fino al 31 dicembre  $t-1$ ) rispetto ai 4 trimestri dell'anno  $t-2$ , **il medesimo aggiornamento sia considerato anche per la regolazione dei costi di capitale degli smart meter elettrici 2G**. L'allineamento tra l'aggiornamento inflativo utilizzato nella regolazione ROSS e quello utilizzato nella regolazione tariffaria dello *smart metering* 2G a parere dello

scrivente Gruppo genera certamente una semplificazione in quanto per ogni tariffario vi sarà un solo deflatore “ex post”.

- Per quanto attiene la nuova **metodologia ROSS**, la cui decorrenza è attesa per l'anno tariffario 2024, lo scrivente Gruppo è interessato a puntualizzare una **criticità legata alla quantificazione della baseline dei costi operativi e del loro conseguente riconoscimento, che potrebbe emergere qualora un distributore faccia uso, per alcune tipologie di costi (ad esempio per le locazioni), del principio contabile IFRS16**. Qualora nel bilancio di un operatore siano presenti canoni o corrispettivi rientranti nell'ambito di applicazione del principio IFRS16, al momento dell'elaborazione dell'Unbundling Contabile, tali fattispecie non rientrano tra i costi operativi in quanto classificati come immobilizzazioni (sommati alle altre Immobilizzazioni nell'Unbundling). In sede di raccolta RAB non sono rendicontati come immobilizzazioni, in quanto risultano cespiti “virtuali” (poiché frutto di una valutazione secondo criteri finanziari) e non sono presenti nel libro cespiti ufficiale usato per l'elaborazione delle Immobilizzazioni. Analogamente, tali canoni o corrispettivi, venendo esclusi dal conto economico, non sono rappresentati neppure nella cosiddetta Appendice E volta a determinare il COE dell'impresa. In conclusione, **senza un intervento ad hoc i canoni / corrispettivi IFRS16 rimarrebbero fuori dal riconoscimento tariffario**.

***S11. Osservazioni in merito alla struttura del nuovo TIQD 2024-2027 e alla riorganizzazione dei contenuti del TIQD.***

R11. In generale, si apprezza l'intenzione del regolatore di riorganizzare la struttura dell'attuale Testo Integrato della Qualità Elettrica (TIQE) in due nuovi testi: uno destinato a contenere gli elementi di regolazione *output-based* (TIQD) e l'altro i temi inerenti alla qualità commerciale (TIQC) per il periodo 2024-27.

***S12. 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.***

R12. Quanto agli aspetti riportati nella bozza di articolato ma meno trattati nei capitoli descrittivi del documento, si rinvia a quanto argomentato in risposta agli spunti S.14 e S.15 rispettivamente:

- alla preferenza che vengano esclusi dal calcolo della media per la definizione dei livelli di partenza 2024-25, i risultati di continuità del servizio consuntivati nel 2023;
- alle complessità derivanti dall'esigenza che il DSO detenga, nel quadriennio 2024-27, due registri delle interruzioni, uno ‘ufficiale’ ai fini della continuità del servizio e un altro utile a

definire i livelli di partenza 2028 per gli ambiti di concentrazione aggiornati senza le varie regole di riclassificazione con i dati dell'ultimo censimento istat.

Inoltre, con riferimento alla regolazione degli utenti MT e a quanto riportato all'articolo 35.9 della bozza di articolato del TIQD, si richiede di posticipare almeno al 31 agosto dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono le interruzioni i versamenti sul conto "Qualità dei servizi elettrici".

Infine, con riferimento alle utenze MT escluse dalla regolazione e in particolare alle tipologie di cui alla lettera c) del comma 31.3 del nuovo TIQD, si ritiene opportuno integrare la relativa classificazione alla lettera b) del comma 66.3.

***S13. 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.***

R13. Quanto alla previsione relativa all'obbligo di trasferire agli utenti le informazioni sulla rete elettrica previste all'articolo 5, commi 1 e 2, della bozza di articolato del nuovo TIQD, si evidenzia che la scrivente sta già implementando sui propri sistemi tali funzionalità. Tuttavia, al fine di poter disporre del tempo necessario per completare ed allineare alle nuove disposizioni regolatorie gli sviluppi di sistema necessari, si richiede che la nuova normativa entri in vigore non prima del 2026.

Quanto alla proposta di creare un sito internet o una sezione dedicata alle comunicazioni agli utenti MT e BT, che contempli anche la possibilità per l'utente di attivare un'opzione di avviso automatico (ad esempio mediante SMS o e-mail), si richiede, date le complessità legate all'adeguamento dei sistemi informativi necessario, di rinviare l'entrata in esercizio del portale in questione al secondo semi-periodo regolatorio 2026-27.

In merito alla regolazione delle interruzioni programmate e alla proposta di estendere a cinque (5) giorni lavorativi (invece dei 3 giorni attuali) l'obbligo di preavviso al cliente, anche con l'opzione di ripetere l'affissione nell'imminenza dell'interruzione (ad esempio, la sera prima o la mattina del giorno stesso, a seconda della programmazione dell'intervento), si ritiene che tale intervento possa determinare una eccessiva complicazione organizzativa con riflessi negativi sulla programmazione delle attività operative a fronte di un beneficio residuale per il cliente. Inoltre, si fa presente che l'estensione a cinque giorni del preavviso riduce la probabilità di intercettare correttamente sfavorevoli eventi meteorologici che talvolta possono comportare l'annullamento dell'intervento e la conseguente riprogrammazione del lavoro.

***S14. Osservazioni in materia di struttura e orizzonte temporale della regolazione incentivante la continuità del servizio e relativo ambito di applicazione.***



R14. Come anticipato in premessa la scrivente apprezza molto la condivisione di intenti e di traiettoria tra regolazione tariffaria e regolazione degli *output* che conduce, tra le altre cose, alla definizione di target individuali e per territorio servito in modo da intercettare le specificità di ciascuna impresa.

Più in dettaglio, sullo spunto si riportano due considerazioni:

- con riferimento all'indicatore di durata e all'intenzione generale di prevedere due semiperiodi regolatori (come proposto anche per l'indicatore di numero nell'opzione 2), si ritiene preferibile escludere dalla definizione dei livelli di partenza 2024-25 la consuntivazione del 2023. Includere il risultato dell'anno in corso, infatti, porterebbe a identificare gli ambiti con migliore/peggiore prestazione non prima della fine del 2024 (entro il 30 novembre, come riportato nella bozza di articolato all'art. 25.2) e ciò vorrebbe dire per i distributori non avere assoluta certezza del cluster di appartenenza, e quindi del target annuale assegnato, ad inizio periodo;
- con specifico riferimento alla regolazione del numero di interruzioni, invece, si propone di rinviare l'introduzione della regolazione innovativa almeno al secondo semi-periodo regolatorio (2026-27), confermando i criteri vigenti per tutto il prossimo biennio, fatta eccezione per la previsione relativa all'indicatore annuale che sarebbe l'unica novità ad entrare in vigore già a partire dal 2024 (diversamente dai nuovi parametri C e dall'utilizzo del numero di utenti, anziché dell'energia distribuita, nella valorizzazione dei premi e delle penali, la cui applicazione potrebbe essere rinviata al 2026, con l'opzione 2). Ciò al fine di consentire agli operatori una gradualità nell'introduzione della nuova norma per un periodo transitorio di due anni, nel corso del quale verrebbe introdotta la nuova regolazione soltanto sul KPI di durata. Laddove invece venisse introdotta sin da subito l'opzione 2 si ribadisce la necessità di garantire ai DSO che operano in ambiti di buona qualità, "l'area di tolleranza" proposta in premessa e meglio dettagliata in risposta allo spunto S17.

***S15. Osservazioni sui temi relativi alla continuità del servizio da approfondire nel corso del periodo regolatorio 2024-2027.***

R15. Si condivide l'intenzione dell'Autorità di rinviare gli approfondimenti necessari a valutare gli impatti di alcune possibili modifiche regolatorie inerenti, ad esempio, le modalità di determinazione dei periodi di condizioni perturbate e l'eliminazione/diversa ponderazione delle interruzioni brevi nella quantificazione del KPI di numero.

La ridefinizione degli ambiti territoriali senza ricorrere alle varie regole di riclassificazione vigenti, comporta la gestione in parallelo, a partire dal 2024, di "nuovi" ambiti territoriali revisionati nonché la correlata esigenza di creare due registri delle interruzioni nel quadriennio 2024-27; si rappresenta,

pertanto, la necessità di condividere ex-ante con il regolatore le logiche di revisione degli ambiti da utilizzare nel 'secondo' registro, al fine di avere certezza che le suddivisioni territoriali impiegate siano coerenti con la regolazione output-based che entrerà in vigore a partire dal 2028. A tal fine le aziende maggiormente impattate dalla riclassificazione potrebbero rappresentare ad Arera, entro fine anno, la proposta di ripartizione del territorio servito sulla base dei gradi di concentrazione aggiornati con i dati dell'ultimo censimento Istat.

***S16. Osservazioni in materia di azioni di regolazione su questi temi che potrebbero essere considerate già a partire dal 2024.***

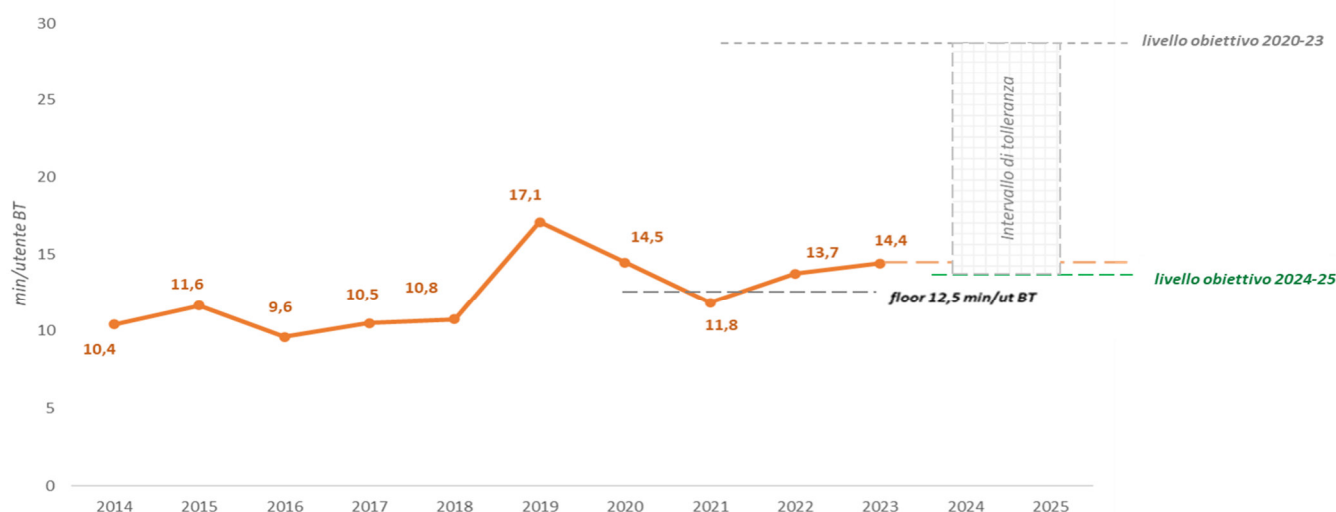
R16. Nessuna osservazione.

***S17. Osservazioni in materia di regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso.***

R.17 In coerenza con quanto espresso nelle osservazioni generali, si ribadisce la necessità di introdurre nel meccanismo incentivante proposto, strumenti regolatori in grado di tutelare i DSO che operano in ambiti territoriali caratterizzati da elevate performance, dal rischio di incorrere in penali a causa di fisiologiche oscillazioni dei livelli degli indicatori, finora assorbite anche dalle modalità di calcolo dei KPI basate sulla media biennale (con l'anno precedente).

A titolo di esempio si rappresenta nel grafico seguente il possibile impatto che la regolazione innovativa della durata delle interruzioni avrebbe in uno dei territori gestiti da un DSO del Gruppo Hera in ambito alta concentrazione.

## Modena D1 alta concentrazione



Ipotizzando una performance 2023 pari a 14,4 minuti per utente BT, il livello di partenza nell'ambito in questione per il biennio 2024-25, calcolato come media aritmetica dei risultati conseguiti nel quadriennio 2020-23, si attesterebbe a 13,6 minuti. Nell'ipotesi di applicazione della regolazione "di mantenimento", il DSO in questione si vedrebbe assegnato un livello obiettivo annuale inferiore di oltre la metà rispetto a quello finora vigente (13,6 minuti vs 28 minuti, con cause esterne comprese nel KPI) e comunque prossimo all'attuale *floor* di 12,5 minuti al di sotto del quale l'attuale regolazione non riconosce incrementi di premialità. Laddove si riuscisse a mantenere negli anni 2024 e 2025 la performance ad oggi stimata per il 2023 (14,4 minuti per utente BT), l'indicatore annuale di continuità, essendo peggiore dell'obiettivo, determinerebbe una penalità per il DSO (per un recupero di continuità pari a - 0,8), a fronte di un livello di qualità del servizio offerto molto alta se confrontata con i target di lungo termine fissati tempo fa da Arera. Per evitare una simile anomalia del meccanismo regolatorio si propone l'inserimento di una area di tolleranza identificata tra il valore del livello di partenza/obiettivo della nuova regolazione e l'obiettivo di lungo termine già fissato dall'Arera nell'attuale TIQE in maniera tale da preservare gli operatori da situazioni come quella rappresentata.

Inoltre, al fine di garantire il pieno riconoscimento dell'efficienza eventualmente conseguita da chi a partire dal prossimo anno si vedrà assegnati livelli obiettivo molto più sfidanti a fronte di premialità significativamente ridotte, si rammenta la necessità di rimuovere i *floor* previsti dall'attuale regolazione della durata (12,5, 20 e 30 minuti per utente BT rispettivamente in alta, media e bassa concentrazione) poiché, in alcune combinazioni indicatore D1/ambito, non consentono la valorizzazione dell'intero recupero di continuità. Ci si riferisce, ad esempio, a realtà territoriali come quella della provincia di Imola, gestita dal medesimo DSO del Gruppo Hera, nella quale è stato

registrato nel triennio 2020-22 un valor medio della combinazione D1/ambito in alta concentrazione pari a 6,7 minuti per utente BT, per il quale, in base alle regole vigenti, non è prevista alcuna valorizzazione del recupero di efficienza registrato fino al *floor* di 12,5 minuti.

***S18. Osservazioni in materia di regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso.***

R18. Come già espresso in risposta allo spunto S14., con riferimento alla regolazione del numero di interruzioni la scrivente chiede di rinviare l'introduzione della nuova regolazione almeno al secondo semi-periodo regolatorio (2026-27), confermando i criteri vigenti per tutto il prossimo biennio, fatta eccezione per la previsione relativa all'indicatore annuale che sarebbe l'unica novità ad entrare in vigore già a partire dal 2024 (diversamente dai nuovi parametri C e dall'utilizzo del numero di utenti, anziché dell'energia distribuita, nella valorizzazione dei premi e delle penali, la cui applicazione potrebbe essere rinviata al 2026, con l'opzione 2). Ciò al fine di consentire una adeguata gradualità all'introduzione delle novità normative per un periodo transitorio nel corso del quale sarebbe vigente esclusivamente la regolazione innovativa della durata delle interruzioni. Laddove invece Arera volesse introdurre sin da subito l'opzione 2 si rammenta l'importanza di prevedere un meccanismo che tuteli le performance di buona qualità conseguite in taluni ambiti.

***S19. 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***

R19. Nessuna osservazione.

***S20. 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***

R20. Non essendo al momento in grado di valutare nel dettaglio quanto proposto, ci si riserva di effettuare ulteriori approfondimenti anche alla luce di quanto verrà deliberato dall'Arera in ambito regolazione ROSS-base.

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

R21. L'argomento non ha impatto sulla scrivente.

***S22. 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***

R22. Per valutare adeguatamente l'introduzione di standard specifici di continuità per gli utenti BT si ritiene propedeutico che venga effettuato un preventivo monitoraggio, ad esempio della durata delle interruzioni per singolo utente BT, raccogliendo i dati tramite un indicatore di distribuzione sulla falsa riga di quello di cui alla scheda 2 del TIQE che tenga conto della tipologia di interruzione e dell'ambito di concentrazione.

***S23. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla regolazione delle interruzioni prolungate***

R23. Considerata la realtà non omogenea in cui lo scrivente Gruppo si trova ad operare, tipicamente caratterizzata da centri urbani ma anche da aree di montagna, si ritiene preferibile conservare una differenziazione dello standard in questione, per grado di concentrazione e per livello di tensione, al fine di garantire tempi di riparazione del guasto adeguati al contesto territoriale.

Ad ogni modo, l'introduzione di uno standard unico pari a otto (8) ore certamente potrebbe meglio intercettare le necessità di cui al punto precedente. Si condivide la proposta di eliminare il contributo da versare al Fondo Eventi Eccezionali per gli utenti BT disalimentati oltre lo standard, nonché l'inserimento della soglia di 30 euro al di sotto della quale il rimborso al cliente non verrebbe effettuato.

***S24. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica delle comunicazioni all'Autorità in materia di regolazione individuale e interruzioni prolungate***

R24. Non si hanno osservazioni.

***S25. Osservazioni in relazione alla regolazione in materia di qualità della tensione***

R25. Non si hanno osservazioni.

***S26. Osservazioni in relazione ai contratti per la qualità***

R26. Non si hanno osservazioni.

***S27. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica degli indici per la valutazione della validità dei dati di continuità e loro effetti***

R 27. Non si hanno particolari osservazioni.

***S28. Osservazioni in merito ad indicatori di performance e possibili meccanismi incentivanti in logica output-based***

R28. In merito all'attuale sperimentazione sulle colonne montanti vetuste si ritiene utile, fintanto che non venga introdotto un diverso meccanismo incentivante o altra soluzione, prorogarne la scadenza almeno al 2024, dal momento che in talune realtà territoriali i condomini stanno mostrando interesse ad usufruirne molto più che in passato.

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

R29. Come anticipato in premessa, la scrivente ben accoglie l'intenzione dell'Autorità di orientare le risorse alla base della regolazione *output-based* su nuovi meccanismi incentivanti i progetti di sviluppo ritenuti prioritari per le esigenze dell'utenza. Tuttavia, la disciplina che si intende introdurre, diversamente da quella finora prevista in ambito resilienza, dovrebbe prevedere un correttivo nella valorizzazione del beneficio, tale da non penalizzare (come avviene in ambito resilienza) i DSO che operano in contesti a scarsa densità di utenza. In porzioni del territorio come quelle dell'appennino, infatti, a fronte di costi di investimento molto elevati derivanti dalle complicate condizioni di intervento, la scarsa numerosità di utenze beneficiarie potrebbe precludere, ove fosse replicata la logica prevista in ambito resilienza, l'accesso all'incentivo. Tale accorgimento permetterebbe anche di evitare asimmetrie nel meccanismo, tali per cui un'impresa, pur non avendo progetti di sviluppo eleggibili a premio (interventi strutturali complessi e costosi in zone a bassa densità d'utenza molto difficilmente presentano benefici maggiori dei costi) potrebbe trovarsi comunque esposta al rischio di incorrere in penalità. Di conseguenza, si suggerisce l'introduzione di un meccanismo che, attribuendo alle utenze allocate in territori meno abitati il peso 'corretto' ed equivalente a quello assegnato in area urbana, definisca i benefici connessi agli interventi di sviluppo eleggibili a premialità.

***S30. Osservazioni in merito alla possibile incentivazione alla realizzazione di dispositivi di compensazione delle immissioni di energia reattiva in aree omogenee***

R30. Come rappresentato in più occasioni, dalle analisi congiunte effettuate a partire dal 2021, Terna ha rilevato che i flussi di energia reattiva tra le cabine primarie gestite dai DSO elettrici del Gruppo Hera e la rete di trasmissione nazionale non sono da ritenersi critici. Di conseguenza Inrete Distribuzione Energia e AcegasApsAmga, non avendo cabine primarie in aree omogenee critiche (individuate puntualmente dalla delibera 124/2023/R/eel), non hanno previsto nei loro piani di sviluppo 2023-27 alcun investimento in dispositivi di compensazione.

La medesima analisi congiunta con Terna ha tuttavia evidenziato che nelle aree di competenza di Inrete, la regolazione dell'energia reattiva può essere effettuata per cluster funzionali della RTN (come definiti proprio dal TSO nell'ambito del tavolo di lavoro) anziché per singola cabina primaria. Di conseguenza, Inrete, pur non avendo previsto alcun intervento, per compensare eventuali future criticità si è impegnata con Terna a predisporre in quattro (4) cabine primarie di nuova realizzazione (una per ogni cluster funzionale individuato) quanto necessario per l'installazione di altrettanti statcom di 5 MVar di potenza, oltre che di garantire al TSO, al bisogno, l'utilizzo dei dispositivi già installati in alcune cabine primarie nonché di portare avanti insieme l'attività di monitoraggio dei livelli di tensione per valutare eventuali futuri interventi.

In tale contesto, si rappresenta la necessità che Arera proceda all'identificazione di un meccanismo regolatorio, quale ad esempio la creazione di aree omogenee non critiche, che consenta la compensazione virtuale dei flussi di energia reattiva anche per cluster funzionali della RTN, al fine di evitare che i distributori si vedano applicati dei corrispettivi eccessivi, non correlati a criticità della RTN. In assenza di un meccanismo simile, le imprese si troverebbero costrette a programmare interventi puntuali su tutte le cabine primarie, molto dispendiosi e di complessa realizzazione, senza poter nemmeno accedere al meccanismo incentivante descritto al paragrafo 29 della consultazione e destinato esclusivamente agli interventi pianificati nell'ambito delle aree critiche.

***S31. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di qualità commerciale***

R31. Non si hanno particolari osservazioni.

***S32. Osservazioni in relazione all'aggiornamento degli obblighi in materia continuità del servizio e di registrazione delle interruzioni***

R32. Non si hanno osservazioni.

***S33. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica della presentazione delle istanze al FEERAPS***

R33. Non si hanno osservazioni.