

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 423/2023/R/EEL – ORIENTAMENTI PER LA REGOLAZIONE INFRASTRUTTURALE DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA ELETTRICA PER IL PERIODO REGOLATORIO 2024-2027

Con il presente Documento il Gruppo A2A formula le proprie considerazioni in relazione agli orientamenti illustrati dall'Autorità nel **Documento per la Consultazione 423/2023/R/EEL** (di seguito: il Documento) riguardanti la **regolazione tariffaria**, delle **connessioni passive** e della **qualità tecnica e commerciale** dei servizi di **distribuzione e misura dell'energia elettrica applicabile** nel sesto periodo regolatorio (2024-2027).

Tale Documento, da considerare congiuntamente con i procedimenti relativi al ROSS-base¹ e al ROSS-integrale², tiene conto delle osservazioni emerse nell'ambito dei diversi incontri, svoltisi a partire dagli ultimi mesi del 2022, con le imprese distributrici di energia elettrica, durante i quali sono state poste all'attenzione dell'Autorità **numerosa e crescente criticità** che stanno progressivamente diventando, nello scenario di riferimento, da occasionali ed emergenziali a strutturali nell'**attività operativa** e di **pianificazione strategica dei Distributori**, rendendole sempre **più sfidanti e complesse**.

Premessa

In generale, si giudicano **positivamente** gli **orientamenti proposti da ARERA** nel presente Documento in quanto volti ad una **ottimizzazione** e una **valorizzazione** di quelle **scelte di investimento** in grado di **facilitare la transizione energetica e l'efficientamento del sistema elettrico** e anche maggiormente **coerenti**, rispetto ai criteri attualmente vigenti, con il nuovo approccio **ROSS**.

Proprio gli stessi Distributori hanno in più occasioni evidenziato all'Autorità la **necessità** di un **significativo "cambio di passo" nell'indirizzo regolatorio**, non solo di breve ma anche di medio-lungo termine. In particolare, le ormai evidenti modifiche dei fattori di contesto (e.g. la crescente elettrificazione dei consumi finali di energia, l'espansione della generazione distribuita e dei punti di ricarica per veicoli elettrici, e l'aumento generale delle richieste di connessione da parte di produttori e clienti) e gli effetti di cambiamenti climatici estremi, che sono fuori dal controllo degli operatori e, soprattutto le ondate di calore in ambito cittadino, determinano un maggiore stress dei componenti di rete e un conseguente innesco di guasti, stanno rendendo **non più procrastinabile una revisione strutturale** della regolazione della **continuità del servizio**. A tal proposito si ritiene certamente apprezzabile, oltre che condivisibile, il nuovo approccio descritto da ARERA caratterizzato dall'utilizzo di logiche maggiormente **personalizzate** sulla **performance storica di ciascuna impresa** e su una razionalizzazione della metodologia di calcolo di premi e penali. Tuttavia, a nostro giudizio, al fine di

¹ Cfr. Documento per la consultazione 381/2023/R/Com

² Cfr. Delibera 527/2022/R/Com

adottare parametri più idonei a fornire **corretti segnali di prezzo** e di **quantificare** opportunamente la **willingness to pay** degli **utenti**, sarebbe opportuno introdurre il concetto di valorizzazione proporzionale delle fasce orarie più energivore, dando così il giusto peso alle interruzioni sulla base dell'effettivo impatto sui clienti finali, soprattutto in termini di energia non fornita.

Sintesi delle valutazioni del Gruppo A2A

Alla luce delle considerazioni dettagliate nel seguito e al fine di semplificare la lettura del documento, si sintetizzano i principali punti di attenzione che A2A ritiene importante evidenziare.

Regolazione economica e tariffaria

- Con riferimento al tema della **promozione delle aggregazioni** di Operatori caratterizzati da taglie più elevate, come quelli tra DSO con più di 100.000 POD e DSO tra 100.000 e 25.000 POD, soggetti a regolazione ROSS:
 - ✓ non si ritiene adeguato il **driver** di **valorizzazione** del **premio una-tantum** in quanto non in grado di intercettare i costi sorgenti in un'operazione straordinaria di acquisizione e fusione tra imprese,
 - ✓ si evidenzia l'**assenza** di **dettagli** relativi alla **metodologia di rideterminazione** per il soggetto risultante dall'aggregazione del c.d. **COE 2022** valido per la baseline Opex 2024 e del **tasso di capitalizzazione**,
- in relazione ai **meccanismi di promozione** per la **cessione di asset in AT** da parte dei Distributori, si sottolinea:
 - ✓ il rischio di un **incremento**, anche significativo, dei **costi di coordinamento** tra Distributore e TSO,
 - ✓ l'**impatto negativo**, di cui non si comprende la ratio, derivante dalla proposta di **adeguare le vite utili e il WACC** per le porzioni di Cabine Primarie potenzialmente oggetto di cessione ai valori fissati per il **servizio di trasmissione**,
- in merito all'**incentivazione** in vigore dal 2026 per l'**ottenimento** dei **contributi pubblici**, si rileva l'opportunità di **definire chiaramente** e con gli adeguati **dettagli quantitativi** da parte di ARERA i c.d. **progetti di "maggiore entità"** per cui è prevista l'analisi costi-benefici ai fini del riconoscimento dell'incentivo, oltre alla necessaria conferma della **gestione in continuità** di criteri regolatori attuali le **"code progettuali"** relative agli interventi finanziati dal PNRR per la cui realizzazione il Distributore ha assunto un forte *commitment*,
- riguardo all'**eliminazione** dei **corrispettivi** attualmente regolati dal TIC relativi alle **prestazioni specifiche** del Distributore, si evidenzia, in virtù di un principio di corretta imputazione contabile, la necessità di una precisa previsione dell'Autorità finalizzata ad una **perimetrazione** delle **voci componenti il COE** che dovrà inevitabilmente includere i **costi lordi correlati alle prestazioni in oggetto** non più coperte dal 2024, anno di avvio del ROSS, dai ricavi oggi garantiti dagli oneri pagati dagli utenti.

Regolazione output-based della continuità del servizio

- Si segnala come la nuova proposta di introdurre **traiettorie di miglioramento “personalizzate”** delle performance delle singole imprese per la durata e il numero delle interruzioni senza preavviso potrebbe risultare i) paradossalmente **penalizzante** per quei **Distributori** che esercitano il servizio in **ambiti territoriali** ricadenti nel ranking dei **33% migliori**, ii) **eccessivamente sfidante**, in termini di **percentuali annue di miglioramento** imposte **già dal 2024**, per le imprese ricadenti nel **33%** degli **ambiti peggiori**, che tipicamente sono quelli ad **altissima concentrazione**. Tale criticità riflette una incompatibilità, ad oggi non ancora sanata dalla regolazione, tra l'applicazione da parte di ARERA di una **logica lineare** nel determinare i livelli obiettivo della continuità e l'effettivo **concretizzarsi di benefici per il Sistema** derivanti dagli investimenti pianificati dai Distributori, per i quali vi è la necessità di un congruo arco temporale, in alcuni casi, anche superiore rispetto alla data di entrata in esercizio dello stesso intervento,
- si sottolinea un aumento del **rischio di esposizione economica** per i Distributori a seguito della modifica nella **quantificazione del tetto a premi e penalità**, i cui impatti sono da considerare congiuntamente a quelli derivanti dalla proposta di aggiornamento relativa agli indici per la valutazione della validità dei dati di continuità in caso di non conformità.

Spunti di 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

S.2. Osservazioni riguardo alle ulteriori azioni proposte per promuovere le aggregazioni tra imprese distributrici di più grandi dimensioni.

S.3. 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.

Con riferimento alle tipologie di aggregazioni tra imprese distributrici ammesse al meccanismo incentivante, pur accogliendo positivamente l'**ampliamento** delle **fattispecie considerate** finalizzato ad estendere i meccanismi incentivanti le aggregazioni che coinvolgono operatori di grandi dimensioni, è necessario evidenziare diversi limiti alla potenza incentivante.

In primo luogo, considerando il caso di operazioni tra un'impresa distributtrice che serve tra 25.000 e 100.000 POD ed una che ne serve oltre 100.000, **non** si ritiene che il **premio una-tantum di 40 €** per POD servito dall'impresa di minore dimensione sia stato **valorizzato opportunamente** alla luce del fatto che il driver utilizzato dall'Autorità, come indicato specificatamente all'art. 6.5 del DCO, è il *costo unitario mediamente riconosciuto all'impresa distributtrice a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione*. Tale parametro, facendo riferimento all'attività operativa ordinaria di un

Distributore, **non può essere un indicatore** né implicitamente correlabile né tantomeno **rappresentativo dei cosiddetti “costi sorgenti”** nell’ambito di un’operazione che è invece a carattere straordinario, quale è una fusione societaria.

In particolare, a titolo esemplificativo e non esaustivo, tra i **costi correlati a un’operazione di fusione** societaria si possono evidenziare quelli relativi a:

- realizzazione di integrazioni ed evolutive per i software utilizzati nell’impresa acquisita,
- integrazione di strutture di staff
- gestione delle sedi amministrative
- corsi di formazione del personale (soprattutto connessi a sicurezza, certificazioni varie e utilizzo di applicativi specifici)
- approvvigionamento di dotazioni generali
- costi di coordinamento incrementali

In considerazione di quanto sopra esposto, **non** si ritiene che l’erogazione di un **premio una-tantum** – nella misura prospettata nel Documento – possa essere valutata un’**adeguata leva** all’**efficientamento produttivo** o di **qualità del servizio per l’impresa di minori dimensioni**.

Un ulteriore aspetto da sottolineare riguarda la **forte polarizzazione** che ancor oggi caratterizza il settore della **distribuzione elettrica**, con numerosi gestori che operano su scala ridottissima e pochi distributori che gestiscono un numero molto elevato di reti locali. In conseguenza di tale peculiarità risulta **difficilmente proponibile** una gestione del servizio sulla base di una **dimensione minima degli ambiti** (sia essa provinciale o regionale) che presupporrebbe, oltre a un necessario intervento legislativo ad hoc, anche un processo aggregativo di rapidissima finalizzazione in virtù di valutazioni prospettiche sulla generazione di significative sinergie ed economie di scala. Una siffatta ipotesi, però, dovrebbe partire dalla tesi che in un’attività “a rete” come la distribuzione elettrica, gli esercenti di minori dimensioni (ossia fino ai 50.000 POD serviti) soffrano di inefficienze di scala e che quindi operino a condizioni produttive sub-ottimali.

Tuttavia, come noto dalla letteratura empirica sull’argomento, la convenienza economica delle scelte strategiche delle imprese, anche di tipo straordinario come le aggregazioni, è condizionata maggiormente da fattori esogeni di natura orografica (conformazione fisica del territorio e contiguità territoriale) e demografica (grado di urbanizzazione) piuttosto che da fattori dimensionali o di scala per effetto dei quali si dovrebbe riscontrare una sostanziale elasticità dei costi al variare proporzionale dell’output produttivo (e.g. volumi distribuiti o numero dei clienti serviti).

In conclusione, si ritiene, anche in base alla nostra esperienza come distributore elettrico, di poter affermare che **risulta difficile quantificare** con ragionevole certezza un **parametro cruciale** nella formazione dei **costi** e che spesso gli effetti derivanti dalle **caratterizzazioni territoriali** (ad esempio, grado di urbanizzazione) incidono in maniera assai più preponderante sul livello di efficientamento.

Alla luce di quanto sopra esposto, si valuta, a maggior ragione, **scarsamente concretizzabile un approccio coordinato** e, in generale, una eventuale **convergenza** tra **raggruppamenti di ambiti per**

l'assegnazione delle concessioni di distribuzione elettrica e quelle della distribuzione gas, il cui iter di aggiudicazione tramite gara del servizio previsto dal DM 226/11 per 177 ATEM ad oggi risulta completato solo per un numero assai esiguo di questi, comportando contestualmente un impatto economico importante e spesso anche ridondante nelle diverse fasi della procedura concorrenziale sia per i Distributori che per i Comuni al fine di ottemperare a obblighi informativi e di determinazione dello scostamento VIR/RAB e al pagamento di oneri una-tantum o di advisor ad hoc.

Infine, sempre con riferimento alle aggregazioni tra operatori caratterizzate da taglie più elevate, in cui ad entrambi i Distributori verrà applicato dal 2024 il regime ROSS-base, l'Autorità prospetta la possibilità per l'impresa risultante dall'aggregazione di richiedere un aggiornamento della baseline dei costi operativi riconosciuti in coerenza con il nuovo perimetro consolidato, un ricalcolo del tasso di capitalizzazione e di esercitare nuovamente la scelta tra opzione ad alta potenza di incentivo (SAP) e opzione a bassa potenza di incentivo (SBP) in tema di efficienza operativa. Pur valutando positivamente, in linea di principio, tale proposta, tuttavia si ritiene che il dco non fornisca un adeguato grado di dettaglio sulle modalità di ricalcolo dei primi due parametri menzionati.

In particolare, per una valutazione più puntuale del meccanismo, sarebbe opportuno **chiarire** in primo luogo, se il **ricalcolo della baseline di costo** avverrebbe considerando il **COE** (ossia, il costo operativo effettivo valido ai fini tariffari) **"pro-formato"** riferito all'anno test **2022³**, derivante dalla somma dei COE relativi ai due Distributori oggetto di aggregazione per essere successivamente espresso in termini unitari €/POD riproporzionando il nuovo ammontare totale, inflazionato opportunamente con il dato ISTAT a consuntivo, per il numero di POD complessivi. Medesimo approfondimento di tipo metodologico risulta necessario per il **tasso di capitalizzazione**, in considerazione del fatto che l'art. 15.24 del Documento per la consultazione 381/2023/R/Com sul ROSS-base prevede per il settore della distribuzione elettrica un bilanciamento tra valutazioni prospettiche e retrospettive con una precisa ponderazione delle diverse annualità considerate. Si evidenzia infine la necessità di identificare in modo **chiaro** ed **univoco** le **modalità di aggiornamento** della **baseline** a valle di **operazioni straordinarie** che **non determinano la riduzione del numero complessivo di imprese di distribuzione**: un esempio tipico di tale fattispecie è la **cessione di ramo d'azienda**. Tale fattispecie determina, per l'impresa acquirente, le medesime difficoltà di aggregazione indicate in precedenza e i conseguenti impatti negativi sui propri costi operativi nel periodo immediatamente successivo all'operazione straordinaria.

La regolazione tariffaria dovrebbe quindi tener adeguatamente conto di tale dato di fatto e prevedere un metodo corretto per rappresentare tale fenomeno nella baseline di riferimento. L'assenza di una sua previsione, difatti, equivarrebbe ad affermare implicitamente che l'operatore è in grado di gestire sin da subito il nuovo perimetro acquisito con la medesima efficienza, operativa e di costo, con cui esercisce il suo perimetro storico, cosa evidentemente impossibile anche per le ragioni precedentemente ricordate.

³ Cfr. Documento per la consultazione 381/2023/R/Com, art. 21.18

Conseguentemente, si propone di introdurre un **meccanismo di aggiornamento della baseline** di riferimento che, per ragioni di semplicità applicativa, potrebbe essere **differenziato per classi dimensionali dell'operazione** e con un dettaglio di analisi dei costi effettivi correlati al ramo d'azienda acquisito crescente al crescere della sua dimensione (i.e. da una valutazione parametrica/forfettaria per operazioni che comportano un modesto incremento dei clienti/infrastrutture gestite ad una di dettaglio con definizione pro-forma dei costi operativi effettivi attribuibili al ramo ceduto per le operazioni che determinano una variazione sostanziale dell'attività).

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

Pur valutando positivamente, in termini di principio, il meccanismo incentivante proposto da ARERA volto ad ottimizzare l'infrastruttura di rete in alta tensione attraverso una gestione e una pianificazione prospettica unificata, si ritiene tuttavia importante sottolineare che, in **alcune situazioni caratterizzate necessariamente** da una **gestione "promiscua" di un impianto**, si potrebbe generare un **incremento, anche significativo, dei costi di coordinamento tra Distributore e TSO**. Sarebbe inoltre opportuno che l'**incentivo massimo**, il cui riconoscimento pari al 4% del costo storico di primo acquisto rivalutato del cespite ceduto è previsto nel 2024, fosse **garantito** non per un solo anno ma **almeno per il biennio 2024-2025**.

Tale richiesta si basa sul fatto che le **operazioni di cessione di asset** costituiscono **un'attività complessa e composta da diverse fasi** sia di interlocuzioni tra le Parti che di tipo maggiormente operativo, come ad esempio il reperimento di documentazione che, in caso di elevata vetustà cespitale, può risultare un processo molto complesso e difficile, le valutazioni economico-finanziarie necessarie alla stima del valore di cessione, oltre alle attività propedeutiche alla formalizzazione dell'accordo.

Inoltre, dal momento che anche l'eventuale manifestarsi dell'intenzione del Distributore a vendere a Terna le proprie linee dovrà certamente soddisfare i vincoli di budget propri del TSO, si ritiene il termine del 2024 estremamente limitato.

Il percorso proposto dall'Autorità di **graduale riduzione delle percentuali**, la cui quantificazione annua a nostro avviso **non** risulta peraltro **corredata da una spiegazione adeguatamente approfondita e contestualizzata**, sembra anche non tenere in debito considerazione il fatto che il Distributore dovrà affrontare costi di significativa entità per realizzare, a cessione degli asset avvenuta, i dovuti interventi di adeguamento al fine di garantire una corretta separazione funzionale tra le porzioni di impianto sotto la responsabilità gestionale dell'impresa distributrice e quelle in capo al TSO. Tali costi potrebbero non trovare la dovuta copertura economica dalle percentuali individuate all'art. 7.17 del Documento. Inoltre, in aggiunta agli interventi a carico del Distributore per la separazione degli impianti, sarebbe necessario considerare, in relazione alla finestre temporali di applicazione degli incentivi, le opere necessarie al TSO per la presa in carico degli asset acquisiti (come ad esempio gli impianti di telecontrollo).

Infine **non si condivide l'orientamento del Regolatore**, né tantomeno se ne comprende la ratio, di **adeguare ex nunc le vite utili e il WACC per le porzioni di Cabine Primarie potenzialmente oggetto di cessione ai valori fissati per il servizio di trasmissione**.

Oltre alle notevoli difficoltà operative della proposta (e.g. individuare in modo esatto e circoscritto della porzione oggetto di cessione, potenzialmente anche molto risalente nel tempo) e agli assai modesti impatti della stessa (certamente non comparabili con le difficoltà implementative appena accennate), si evidenzia che ciò – incidendo su investimenti già realizzati – farebbe **venir meno il patto tra Regolatore e soggetti regolati in materia di stabilità regolatoria**: come più volte ribadito dal Regolatore, tale stabilità non può sostanzarsi nella immobilità della regolazione di fronte al mutare della realtà, ma certamente le evoluzioni regolatorie non dovrebbero minare gli interventi già effettuati anche alla luce di criteri, ben definiti al momento della decisione di investimento, in materia di vita utile e remunerazione.

[Omissis]

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

Si ritiene **condivisibile** e preferibile l'orientamento dell'Autorità di **valutare l'estensione del meccanismo incentivante anche ad altri elementi di Cabina Primaria**, includendo nella perimetrazione sia gli stalli e le sbarre dei trasformatori AT/MT sia eventualmente alle porzioni di terreni di proprietà del Distributore su cui insistono le infrastrutture AT da cedere.

Si sottopone inoltre alla valutazione dell'Autorità, come fattispecie di asset AT cedibili, anche le cabine di sezionamento utente dove sono presenti sbarre e stalli, parimenti ad una cabina primaria con la differenza che in questo specifico caso lo stallo va direttamente all'utente e non vi sono trasformatori AT/MT del Distributore.

Infine, **non si ritiene opportuno** applicare un **vincolo sulla cessione di una percentuale minima di elementi AT dell'impresa distributrice**, ai fini dell'**attivazione della premialità**, dal momento che ogni Cabina Primaria rappresenta una fattispecie a sé stante: a titolo esemplificativo, si potrebbero presentare casi in cui non risulti conveniente né efficace cedere ampie porzioni di sezioni AT per ragioni di coordinamento, oltre che di tipo logistico, impiantistico e di sicurezza.

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

Si valuta positivamente la proposta dell'Autorità che prevede non solo il mantenimento dello strumento incentivante all'ottenimento dei contributi pubblici oggi in vigore e definito dall'art. 11.9 del TIT ma anche l'incremento della sua portata rispetto al valore del contributo percepito dall'impresa dall'attuale 8,6% al 10%.

Permangono tuttavia alcuni dubbi interpretativi in merito alla premialità aggiuntiva prevista a partire dal 2026 - annualità da intendersi come data di incasso del contributo da parte del Distributore, in linea con la logica tariffaria utilizzata da ARERA - per i progetti aggiudicatari di contributi pubblici di

maggiore entità in presenza di un'analisi costi benefici. In particolare, si ritiene necessario che l'Autorità **quantifichi puntualmente** cosa intenda con il **concetto "maggiore entità"**, identificando in modo dettagliato la modalità che verrà adottata per determinare tale soglia.

Per l'applicazione di tale **importo "soglia"**, si potrebbe eventualmente ipotizzare la fissazione di **scaglioni differenziati** sulla base del **cluster dimensionale del Distributore**. Una siffatta soluzione regolatoria, oltre ad essere di semplice implementazione, sarebbe coerente con la logica di "personalizzazione" tipica del nuovo approccio ROSS ed inoltre avrebbe il pregio di ridurre notevolmente l'eventuale disparità di trattamento verso Distributori che, anche in considerazione di una minore scala dimensionale o di una inferiore disponibilità di spesa, non avrebbero la possibilità di accedere, ad esempio, ai bandi per i grandi fondi pubblici europei proprio alla luce della richiesta di requisiti eccessivamente onerosi in termini di capacità tecnico-organizzativa ed economico-finanziaria per la progettazione e i successivi lavori.

Inoltre, alla luce del fatto che gli **interventi finanziati dal PNRR**, per i quali la Commissione Europea ha definito specifici milestone e target, dovranno perentoriamente essere realizzati dai Distributori entro il 30 giugno 2026 con relativa rendicontazione entro il 31 agosto del medesimo anno, si reputa opportuno che l'Autorità tratti tale **"coda progettuale"**, la cui fase iniziale è in diversi casi stata avviata nei primi mesi del 2020, **in continuità di regolazione attuale** e che quindi sia **esonorata dall'applicazione dell'analisi costi-benefici** prevista quale condizione per l'accesso alla nuova incentivazione in vigore dal 2026.

S8. Osservazioni riguardo ai criteri di definizione delle tariffe parametriche

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

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

Si valuta positivamente la proposta di semplificazione dei corrispettivi per eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva basata su un valore unico unitario anziché l'attuale impostazione a scaglioni, pur mantenendo, a nostro avviso correttamente, la suddivisione per livello di tensione MT e BT e fasce orarie. Tuttavia, si ritiene che tale semplificazione non indirizzi in maniera corretta la decisione da parte delle utenze di provvedere all'installazione di dispositivi di compensazione. La **penalità unica** potrebbe infatti portare alla **decisione di installare compensatori** da parte di utenti che **eccedono leggermente il vincolo del 33%** con un valore aggiunto pressoché nullo, viceversa potrebbe dare un **errato segnale** ad **utenti "poco performanti" vicini al limite del 75%** di poter ulteriormente aumentare i loro assorbimenti senza creare particolari problemi alla rete stessa.

Con il medesimo fine, si reputa utile l'inserimento di un limite esente da corrispettivo anche per le immissioni su tutti i livelli di tensione, in modo da incentivare l'installazione di compensatori solo presso gli utenti poco performanti che registrano notevoli quantità di immissione.

Inoltre, si sottolinea che il passaggio da una fissazione convenzionale tra la quota parte dei ricavi

conseguenti all'applicazione dei corrispettivi a copertura del costo delle infrastrutture (pari all'80% e soggetto a perequazione ai fini della determinazione dei ricavi effettivi) e del costo per le perdite di rete (pari al 20% e rimanente nella titolarità del Distributore), ad una **determinazione puntuale ma variabile ogni anno**, potrebbe comportare un **maggior grado di incertezza** per gli operatori nell'ambito sia della contabilizzazione di tali importi a bilancio sia di stanziamento a budget.

È inoltre importante chiarire da parte di ARERA se questo valore annuale relativo agli oneri per perdite di rete verrà adottato in maniera specifica per ogni distributore o in maniera unica sul territorio nazionale. In quest'ultimo caso, essendo molto diverse le caratteristiche delle reti sul territorio nazionale, l'orientamento di definire un valore unico potrebbe non essere idoneo a garantire un approccio equo per tutte le zone. Si richiede inoltre di **esplicitare eventuali KPI** presi in considerazione dall'Autorità per il **ricalcolo annuale di tale suddivisione**.

Inoltre, ad acuire tali criticità si segnala, anche alla luce di quanto la stessa Autorità riporta all'art. 10.16 del Documento, che ad oggi deve ancora essere avviato il procedimento finalizzato alla definizione del meccanismo incentivante la riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione da applicare dal 2024 in avanti⁴, che pertanto è ancora mancante di un quadro regolatorio certo.

Per questo motivo si auspica che ARERA possa valutare di **pubblicare a inizio settembre**, quindi in tempo utile per il budget delle imprese, un **eventuale range** entro il quale le due percentuali potranno essere fissate per poi, in occasione della Delibera di **fine dicembre** di aggiornamento delle tariffe obbligatorie, stabilirne **in via definitiva i valori**.

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

Con riferimento all'orientamento dell'Autorità di eliminare dal 2024 l'applicazione dei corrispettivi, ad oggi previsti dal TIC, per volture e altre attività di competenza del Distributore (in particolare gli oneri amministrativi e il contributo in quota fissa relativo ad aumenti di potenza), si segnala che nell'ambito dei Prospetti delle Grandezze Monetarie – Informazioni Tariffarie allegate ai Conti Annuali Separati i ricavi derivanti dall'applicazione di tali corrispettivi, coerentemente con la logica tariffaria sottostante, non sono oggetto di rettifica e, conseguentemente, sono integralmente sottratti dai costi operativi effettivi riconosciuti nelle tariffe di rete (i.e. COE).

Tuttavia, per effetto dell'avvio del modello ROSS-base dal 2024 e in coerenza con quanto definito dalla Delibera 163/2023/R/eel e dal recente Documento per la consultazione 381/2023/R/eel in tema di modalità di fissazione, all'inizio del primo periodo regolatorio, della **baseline dei costi operativi riconosciuti**, il valore dei **COE 2022** – c.d. anno *test* per il settore della Distribuzione elettrica - di ciascuna impresa dovrà essere soggetto ad una **rettifica** finalizzata ad **azzerare i ricavi derivanti**

⁴ Con la Delibera 177/2022/R/eel ARERA ha infatti stabilito la disciplina inerente la regolazione delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione per il biennio 2022-2023 stabilendo: - i fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative per il biennio 2022-2023; - i fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai fini del settlement del servizio di dispacciamento ai clienti finali a decorrere dal 1 gennaio 2023.

dall'applicazione dei corrispettivi in oggetto applicati agli utenti richiedenti così da **non portarli in sottrazione ai costi operativi effettivi** da considerare nella **baseline 2024**.

In questo modo, coerentemente con la proposta avanzata nel presente Documento, la **perimetrazione delle voci componenti il COE** includerà anche i **costi lordi correlati alle prestazioni in oggetto** e che, dal 2024, in base agli orientamenti in consultazione, troveranno copertura non più – in ottica *cost reflective* - nei corrispettivi applicati ai richiedenti bensì **tramite socializzazione negli oneri di rete**.

[Omissis]

Si evidenzia, inoltre, che l'orientamento proposto da ARERA si basa su una **logica di socializzazione dei costi** derivanti da attività che, sia pur semplificate dalla presenza di procedure ad elevata informatizzazione che coinvolgono il SII, i **Distributori devono sostenere per assicurare la corretta finalizzazione dei processi**.

Tale approccio, pertanto, si caratterizza, a nostro avviso, per un **basso livello incentivante verso gli utenti** dei sistemi di distribuzione ad **ottimizzare le richieste commerciali** e paradossalmente risulta **incentivare il comportamento dei clienti morosi** che si vedrebbero annullati gli oneri di gestione delle pratiche di sospensione e riattivazione che il venditore attiva per l'azione di recupero dei propri crediti.

Infine, in relazione della proposta di reinserire la consegna di una copia del verbale di prova al termine dell'intervento, considerato la tendenza e lo sforzo sostenuto dagli operatori ad introdurre soluzioni di gestione sul campo per mezzo di palmari o analoghi sistemi andando di fatto ad eliminare supporti cartaceo, si propone di procedere mediante soluzioni che mettano a disposizione del cliente finale un documento che sintetizza il risultato della prova effettuata in modo dematerializzato. La soluzione prospettata nel documento, oltre ad essere anacronistica e addirittura contraddittoria rispetto alla constatazione riportata nel documento stesso circa la progressiva informatizzazione e automazione dei processi del DSO, comporterebbe un inutile ed inefficiente incremento dei costi e dei tempi di realizzazione degli interventi.

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

Nessuna particolare osservazione.

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

In relazione all'art. 60, si ritiene opportuno che l'Autorità definisca in modo dettagliato la struttura del rapporto annuale degli output del servizio di distribuzione, con particolare riferimento alla **tipologia di contenuti attesi**, alle **modalità di compilazione**, alle **tempistiche di invio**, in modo da **"standardizzare" il documento** stesso e rendere così confrontabili le versioni prodotte dai diversi Distributori. Inoltre, risulta rilevante che l'Autorità chiarisca in maniera esplicita se il Rapporto annuale

degli output del servizio di distribuzione dovrà prevedere elementi correlati con il Report di Monitoraggio dell'avanzamento del Piano di Sviluppo, previsto nel DCO 173/2023/R/eel.

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

Con riferimento a quanto riportato all'art. 4.1 del TIQD e specularmente all'art. 14.6 del presente Documento di consultazione, si ritiene opportuno che l'Autorità chiarisca in modo esplicito la dicitura *"adequate risorse umane, materiali e tecnologiche"*, specificando in particolare quali abilitazioni o attestazioni siano necessarie per il personale e quali debbano essere le caratteristiche minime richieste per i sistemi utilizzati e i materiali.

In relazione all'introduzione dell'obbligo per tutte le imprese distributrici di rendere disponibile una **pagina web** dedicata al **monitoraggio dello stato della rete elettrica** e di attivare **funzioni dedicate individualmente agli utenti registrati**, sia MT che BT, finalizzate a rendere disponibili informazioni sulle future interruzioni programmate, con la possibilità per gli utenti di attivare, su canali a loro scelta, alert di avviso automatici, si segnala che la **complessità realizzativa di tali funzionalità** richiede necessariamente **congrui tempi di implementazione** e un'**adequata copertura dei costi di realizzazione e manutenzione**.

Si ritiene tuttavia utile evidenziare che, dall'esperienza avuta finora con il portale dedicato alle utenze, si denota una **scarsa propensione** da parte dei **clienti ad effettuare la registrazione**. Tale aspetto potrebbe ridurre l'efficacia dell'intervento di implementazione delle funzionalità informative dedicate, limitando il risultato previsto per tale investimento.

Si segnala, inoltre, una criticità in relazione alla richiesta di rendere disponibile anche una mappa che mostri i disservizi con evidenza della stima del numero degli utenti coinvolti.

Unareti, nel corso del 2022, aveva già implementato un sistema a mappe, ma, alla luce dell'articolazione della rete soprattutto nelle grandi città, con la maggior parte delle zone\vie alimentabili da diverse porzioni di rete spesso sovrapposte, in caso di disservizi, specie se diffusi, il contenuto informativo era risultato talvolta fuorviante, rendendo invece preferibile dare la possibilità all'utente di fare una verifica più puntuale, non tramite consultazione mappa, bensì specificando un indirizzo specifico o un POD.

Con riferimento agli obblighi di servizio per le interruzioni con preavviso, **non si condivide** la proposta di ARERA di **estendere**, per i **clienti finali domestici**, il **preavviso ad almeno 5 giorni lavorativi** (invece dei 3 giorni attuali) con la **possibilità di reiterarlo la sera prima o la mattina del giorno stesso** dell'interruzione. Ciò difatti comporterebbe un **significativo aggravio di costi**, che ad oggi **non sarebbe adeguatamente coperto dalle vigenti componenti tariffarie**, derivante dalle maggiori complessità organizzative e amministrative (ivi inclusa la necessità di recupero ed archiviazione del secondo cartello di preavviso) per il Distributore connesse al **ridisegno delle procedure interne** – e dei relativi sistemi a supporto – per porre in essere e gestire correttamente la proposta in esame che

non potrebbe essere in alcun modo bilanciato dai benefici che gli utenti finali potrebbero trarre da tale ampliamento dei termini di preavviso.

In merito a tale criticità e per fornire ad ARERA concreta evidenza del suddetto **aggravio organizzativo e gestionale**, si riportano di seguito alcune specifiche ma significative casistiche su cui la modifica proposta avrebbe un notevole impatto per l'impresa distributrice:

- per lavori semplici (esecuzione in 10 giorni lavorativi) potrebbe risultare necessario eseguire una sospensione e in tali casi con l'aumento dei giorni di preavviso la programmazione delle attività passerebbe da 7 giorni potenziali a 5 giorni;
- con le regole attuali, il Distributore, qualora esponga ad esempio gli avvisi il lunedì, effettuerebbe l'esecuzione dei lavori entro giovedì, con la modifica in analisi dovrebbe eseguire i lavori il lunedì successivo. In sostanza si passerebbe da 3 giorni solari a 7 giorni solari, con le criticità di cui al punto precedente;
- dal momento che la programmazione dei lavori viene eseguita talvolta in funzione delle previsioni meteo, come noto, a 3 giorni si ha un grado di attendibilità abbastanza buono mentre a 5 giorni sicuramente la qualità previsionale peggiora aumentando il rischio di un rinvio e una conseguente riprogrammazione delle attività con ulteriore disagio per l'utenza;
- nel caso di un'attivazione di fornitura da eseguirsi in 5 giorni lavorativi, che preveda la necessità di gestire una sospensione di energia elettrica (ad esempio, forniture che devono essere scollegate da cassette o terminali), il Distributore dovrebbe certamente pagare l'indennizzo a favore dell'utente per il mancato rispetto degli standard di qualità commerciale, a meno che non venga introdotta la possibilità di gestire una sospensione.

Inoltre, la necessità di reiterare il preavviso risulta molto meno cogente per il fatto che al Distributore viene richiesto di gestire il preavviso personalizzato con strumenti di notifica più evoluti.

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

La struttura di regolazione incentivante proposta appare in linea di principio condivisibile per gli ambiti che hanno un livello effettivo superiore all'obiettivo di lungo termine.

Con specifico riferimento alla metodologia prevista per la **definizione del livello di partenza** (media storica del periodo 2020-2023), si propone che questa venga riformulata considerando solo il **triennio 2021-2023**, escludendo pertanto l'anno 2020 in quanto non rappresentativo delle normali performance della rete elettrica a causa del significativo calo dei consumi registrato per effetto delle restrizioni imposte dalla condizione pandemica del Covid⁵.

⁵ Si evidenzia che soluzioni simili, volte ad escludere dal calcolo di indicatori di performance validi ai fini regolatori dati relativi ad anni caratterizzati da condizioni eccezionali e difficilmente ripetibili, sono già state ampiamente adottate da codesta Autorità. Uno degli esempi più recenti in tal senso è la decisione, adottata con delibera 601/2022/R/eel, di sterilizzare completamente l'anno 2022 nel calcolo dell'avanzamento dei piani di sostituzione massima degli smart meter 2G (PMS2).

Tuttavia, si ritengono **troppo sfidanti** gli **obiettivi di miglioramento proposti**, soprattutto in ambiti ad **altissima concentrazione** nei quali sono necessari **interventi strutturali** che richiedono alcuni anni prima di fornire risultati apprezzabili e benefici concreti per l'utenza.

I nuovi criteri regolatori appaiono invece **eccessivamente penalizzanti per gli ambiti particolarmente virtuosi**, che hanno un livello effettivo inferiore rispetto agli attuali obiettivi di lungo termine. Paradossalmente, **tali ambiti rischiano** non solo l'azzeramento dei premi attualmente riconosciuti ma anche il **pagamento di penali**, nonostante l'oggettivo conseguimento di risultati oggi considerati d'eccellenza e al di sotto del limite inferiore della fascia di premialità.

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

Con riferimento ai **periodi di condizioni perturbate**, si evidenzia che il metodo di individuazione attualmente applicato da ARERA non sempre riesce ad individuare tutte le situazioni critiche che si possono verificare sulla rete di distribuzione, quali ad esempio giornate con ondate di calore, e che potrebbero quindi non essere intercettate in relazione a come si distribuiscono le interruzioni nel corso della giornata.

In considerazione di ciò, uno dei temi che riteniamo possano essere approfonditi nel corso del periodo regolatorio 2024-2027 riguarda proprio la **possibile integrazione del metodo** oggi **in vigore** basato su periodi di 6 ore con un **meccanismo aggiuntivo** finalizzato a valutare il numero di interruzioni registrate all'interno dell'intera giornata e conseguentemente ad **individuare le giornate da escludere** dal calcolo degli indicatori **in caso di superamento di una soglia** determinata in funzione della **media storica di ciascun esercente**.

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

Si rimanda alle osservazioni relative al punto precedente.

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

Ad integrazione di quanto già osservato allo spunto S14, per le **aziende distributrici** che rientrano nel **33% dei migliori ambiti territoriali**, con livelli di partenza di durata delle interruzioni inferiori su scala nazionale, si propone di mantenere la metodologia illustrata dall'Autorità nel presente Documento, **eliminando** però la **possibilità di incorrere in penali** e quindi mantenendo un meccanismo **esclusivamente premiante**. Questa scelta è riconducibile al fatto che per il 33% dei distributori migliori venga riconosciuto il loro valore di D1 altamente positivo, nonostante possano avere un valore annuale superiore a quello della media storica su cui è calcolato il livello obiettivo. L'**assenza di penali** all'interno di questa fascia rappresenta un obiettivo da raggiungere per tutti i Distributori, spingendo la totalità degli ambiti di concentrazione verso un **miglioramento generale del Sistema**.

Per il **33% dei distributori** che rientrano invece nella **fascia di media prestazione**, invece, si ritiene

condivisibile la proposta indicata nel Documento, per cui il livello obiettivo coinciderebbe con il valore di partenza calcolato sulla base dei dati storici e, in caso di un D1 effettivo maggiore del livello obiettivo, il Distributore andrebbe incontro ad una penale.

Per gli **ambiti con peggiore prestazione**, si propone, infine, di definire come **livello tendenziale** per il primo anno di regolazione (**2024**) il **livello di partenza** determinato sulla base dei **dati storici** e di **applicare la riduzione del 5%** nell'anno **2025**. Per il **semiperiodo 2026-2027** potrebbe poi essere valutabile l'applicazione di un **percorso di miglioramento** pari rispettivamente **al 5% e al 10% sul livello di partenza ricalcolato**.

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

Con riferimento alle due diverse proposte per la regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso si ritiene **preferibile la seconda opzione**. In analogia con quanto espresso per la regolazione della durata, per il **33% di Distributori** con **prestazioni migliori**, si propone l'implementazione di un **meccanismo esclusivamente premiante**, mantenendo la medesima metodologia di calcolo dei premi prevista dall'Autorità nel Documento, ma eliminando la possibilità di incorrere in penali. Come già evidenziato per l'indicatore durata, l'assenza di pagamento di penali all'interno di questa fascia rappresenta un obiettivo per tutti i Distributori, promuovendo nel contempo un processo virtuoso di miglioramento generalizzato negli ambiti di concentrazione nel loro complesso.

Per quanto riguarda invece il **33% dei Distributori** che rientrano nella **fascia di media prestazione** si propone di utilizzare per l'anno 2024 il livello di partenza ottenuto dalla media dei dati storici e una riduzione del 5% rispetto a quest'ultimo per l'anno 2025.

Per gli ambiti con **peggiore prestazione** (restante 33% dei Distributori) indipendentemente dal posizionamento, si propone di fissare come **livello tendenziale** per il primo anno di regolazione (**2024**) il **livello di partenza** determinato sulla base dei **dati storici ridotto del 5%** ed applicare la **riduzione del 10%** per l'anno **2025**. Per il **semiperiodo 2026-2027** potrebbe, a nostro avviso, essere rispettivamente applicata la **riduzione del 5% e 10%** sul **livello di partenza ricalcolato**. **Si concorda**, inoltre, con la **proposta di disattivare i meccanismi accessori** (premi/penalità addizionali, effetto di potenziale riduzione dei premi) che sono applicabili alle imprese distributrici che hanno aderito alla **regolazione speciale del numero** delle interruzioni.

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

Non vi sono particolari osservazioni in merito alla struttura dei parametri C, salvo quanto indicato al successivo punto di consultazione S20. In relazione alla modifica della **quantificazione del tetto a premi e penalità** si osserva che la metodologia proposta comporta un incremento sensibile per il valore del tetto alle penalità a fronte di uno decisamente più contenuto di quello applicabile ai premi,

aumentando di fatto **l'esposizione economica per i Distributori**, anche in considerazione dei possibili effetti derivanti dall'eventuale recepimento da parte di ARERA della modifica relativa agli indici per la valutazione della validità dei dati di continuità, dell'introduzione di un meccanismo destinato a tutelare gli utenti BT e degli orientamenti sulla regolazione delle interruzioni prolungate.

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

Nell'ambito di quanto indicato ai punti 14.10 e 14.11 del Documento di consultazione 381/2023/R/Com, l'orientamento dell'Autorità sulla **modalità applicativa del fattore moltiplicativo α ai coefficienti Cd e Cn** di premio/penalità della regolazione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso determina, a nostro avviso, **alcune criticità e diversi rischi per il Distributore**, soprattutto in considerazione della finalità individuata nel DCO 381/2023/R/eel dal Regolatore di *"calibrare in modo coordinato gli incentivi a ridurre i costi operativi e gli incentivi a migliorare la performance dell'impresa"*.

Per quanto riguarda il recupero di efficienza allocato alla gestione operativa, in via teorica, un Distributore dovrebbe essere portato a **scegliere l'opzione SAP** qualora, nell'arco del periodo regolatorio, abbia stimato un **andamento prospettico** dei propri **costi operativi effettivi** (COE) stabilmente in **situazione di overperformance**, o quantomeno di **non strutturale underperformance**, rispetto alla baseline ARERA.

Tale valutazione, **estremamente semplificata e soggetta ad un elevato grado di aleatorietà fino all'effettiva consuntivazione annua a bilancio**, deriverebbe dalla maggiore percentuale di trattenimento, in particolare nel triennio successivo all'anno di conseguimento, delle extra-efficienze garantita dal SAP, a parità di tasso di capitalizzazione fissato ex-ante a inizio 2024, anno di entrata in vigore del ROSS-base per il settore della distribuzione elettrica. L'**impatto positivo incrementale sulla quota fast money** e quindi sulla marginalità annua, dovrebbe, secondo l'impostazione concettuale dell'Autorità, incentivare l'impresa distributrice, che in determinati **ambiti** si trova **in penale per la continuità** del servizio, ad utilizzare la maggiore disponibilità di cassa ad implementare **azioni** volte a **contenere** progressivamente il **delta** tra il proprio **livello effettivo annuo** e il **livello tendenziale**.

Tuttavia, un Distributore, **soggetto notoriamente avverso al rischio**, che gestisce una pluralità di ambiti di cui una parte più o meno consistente potrebbe essere caratterizzata da performance peggiori rispetto ai livelli obiettivo, **difficilmente** potrebbe prendere in considerazione l'**adesione** all'opzione **SAP** nell'ambito del ROSS, dal momento che una tale scelta, a seguito dell'orientamento proposto da ARERA nel presente Documento, comporterebbe un **effetto moltiplicativo delle penali** pagate per la **qualità tecnica del servizio**.

Inoltre, a ridurre notevolmente il carattere incentivante del meccanismo ipotizzato e ad incrementare parimenti la rischiosità che dovrebbe sopportare l'impresa distributrice, si evidenzia il tema della **incompatibilità** tra l'applicazione di una **logica lineare** nella determinazione della **traiettoria di**

miglioramento delle performance di continuità del servizio prevista dall'Autorità e l'effettivo concretizzarsi di **benefici per il Sistema** derivanti dagli **investimenti** pianificati dai Distributori, per i quali vi è la necessità di un congruo arco temporale che in diversi casi può superare la stessa data di entrata in esercizio dell'intervento. Inoltre, su tali interventi possono **anche incidere fattori esogeni** ormai in più occasioni posti all'attenzione del Regolatore e non sotto il diretto controllo dell'impresa, come ad esempio allungamento dei processi autorizzativi o dei tempi di connessione alla RTN. A nostro avviso, invece, potrebbe essere **opportunamente valutata** dall'Autorità l'adozione di un **meccanismo incentivante** basato su un **fattore moltiplicativo ad impatto asimmetrico** come quello ad oggi previsto nella **regolazione della qualità della distribuzione gas** e relativo alla metodologia di calcolo di premi e penalità per la riduzione delle dispersioni⁶.

S21. Osservazioni in materia di trattamento degli ambiti territoriali in esperimento regolatorio 2020-2023 che non raggiungeranno gli obiettivi fissati

Nessuna osservazione.

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

Si ritiene **non necessaria** l'introduzione di un **nuovo meccanismo di tutela per gli utenti BT** in quanto, a nostro avviso, già sufficientemente tutelati dalla regolazione delle interruzioni prolungate e dagli stessi meccanismi di regolazione incentivante per gli indicatori di durata e numero che, di fatto, risultano già essere garanzia di un livello adeguato di qualità per gli utenti BT, pur essendo rappresentativi di una situazione "media".

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

Si ritiene **condivisibile** l'**eliminazione del contributo al fondo FEERAPS da parte Distributori**, dal momento che tale pagamento si configura, a nostro giudizio, come un **doppio versamento a fronte della medesima interruzione**.

In relazione alla definizione di uno **standard unico per le interruzioni prolungate**, si propone di **fissare tale soglia a 8 ore**, considerando il fatto che il numero di utenti BT è di più di un ordine di grandezza superiore a quello degli utenti MT.

Di conseguenza appare **ragionevole** dimensionare lo **standard** in base alla **soglia che rappresenta la maggioranza delle utenze**. Inoltre, l'applicazione di tale criterio, garantirebbe agli utenti BT in ambiti a bassa concentrazione la riduzione dello standard da 12 a 8 ore. Infine, considerando il fatto che le interruzioni prolungate sono spesso dovute a guasti per la cui riparazione sono necessari lavori di scavo con correlati **lavori di ripristino difficilmente eseguibili** con tempistiche inferiori alle 8 ore, **uno standard pari a 6 ore** avrebbe l'effetto di provocare un **deciso incremento dei rimborsi**, che potrebbero aumentare ulteriormente in conseguenza della proposta

⁶ Cfr. RQDG, Titolo VIII, art. 42

di incremento del 15% di tutte le voci di quantificazione.

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

Nessuna osservazione.

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

Nessuna osservazione.

S26. Osservazioni in relazione ai contratti per la qualità

Nessuna osservazione.

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

Si osserva che il meccanismo di verifica attuale comporta la determinazione degli indicatori di continuità presunti in caso di non conformità nelle registrazioni, con l'eventuale rimodulazione di premi e penali se constatata la non adeguatezza del sistema di registrazione, senza tuttavia determinare un aumento dell'esposizione economica dei Distributori, dal momento che la penale complessiva rimane comunque vincolata dal tetto di cui all'art. 26.4 del TIQE.

Con la **nuova proposta**, invece, le **eventuali non conformità** rilevate determinerebbero il **versamento di penalità aggiuntive non limitate da un tetto complessivo** per impresa. [Omissis]

Si propone pertanto di **definire il tetto massimo**, di cui all'art.30 del TIQD, parametrandolo alla **somma delle potenziali penalità** per la **continuità del servizio** e di **possibili penalità aggiuntive** determinate a seguito degli **esiti** di una eventuale **visita ispettiva**.

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

Si valuta positivamente l'intenzione di ARERA di proseguire le interlocuzioni con i Distributori al fine di prevedere l'avvio, dal nostro punto di vista preferibilmente già dal 2024, di un **nuovo meccanismo di incentivazione** relativo alla **tempestività dell'esecuzione delle prestazioni di qualità commerciale**, anche prevedendo l'applicazione di una logica di **prioritizzazione degli interventi** da parte delle imprese distributrici. Un tale strumento infatti garantirebbe non solo agli utenti una maggiore efficacia ed efficienza di esecuzione delle attività richieste ma anche una più equa copertura dei costi sostenuti dai Distributori per erogare un tale servizio.

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

Si concorda con l'indirizzo di ARERA di introdurre un meccanismo premiale per gli interventi di sviluppo. Tuttavia, a nostro avviso, è opportuno che l'Autorità chiarisca il criterio di determinazione utilizzato per fissare il valore del 13% (ad esempio, se risultante da specifiche valutazioni rispetto a esperienze passate).

Inoltre, così come accade per gli investimenti relativi all'incremento della resilienza del Sistema, dovrebbero essere forniti dettagli su quali parametri verranno utilizzati dal Regolatore, oppure se tutti gli interventi di sviluppo potranno essere considerati eleggibili.

Considerando inoltre l'elevata importanza che la rete di bassa tensione avrà in futuro per effetto della crescente elettrificazione dei consumi, dell'istallazione sempre più capillare delle colonnine di ricarica, si chiede di confermare la possibilità di includere interventi su tale rete nel meccanismo premiale descritto nell'articolo 28.

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

Si **valuta positivamente** la proposta dell'Autorità di introdurre uno **strumento** che indirizzi le imprese distributrici a **dare priorità** agli **investimenti di compensazione** delle **immissioni di energia reattiva nelle aree maggiormente critiche**, prevedendo la **restituzione dei corrispettivi tariffari pagati** per immissione di energia reattiva **nei 12-24 mesi precedenti** l'entrata in servizio del dispositivo.

Tuttavia, il fatto di **limitare l'incentivo** alle **sole installazioni previste nelle aree omogenee critiche** risulta essere corretto **solo** per quegli **interventi pianificati a valle della definizione di tali aree** avvenuta il 28 marzo 2023 con Delibera 124/2023/R/eel.

[Omissis]

Con la medesima ratio, anche in merito alle **deroghe previste a valle dell'installazione dei compensatori**, si auspica che il **perimetro di pertinenza** risulti essere **quello inizialmente concordato con Terna** secondo le indicazioni dell'Autorità stessa. **In caso contrario**, la tempestività nell'individuazione degli interventi da apportare sulla propria rete, si tramuterebbe in una **penalità verso quel Distributore**, come ad esempio Unareti, che è **risultato proattivo nell'assolvere le richieste della stessa Autorità**.

Sempre in merito alle deroghe applicabili alle immissioni, si chiede di considerare comunque in maniera aggregata e non singolarmente le cabine primarie afferenti ad uno stesso nodo elettrico qualora in una di queste fosse presente almeno un dispositivo di compensazione per l'energia assorbita (banco di condensatori) con funzionamento richiesto e attivato durante la fascia F3 sulla base delle indicazioni di Terna. Sarebbe infatti tecnicamente sbagliato discriminare le immissioni di reattiva verso la RTN in base alla presenza o meno di banchi di condensatori, soprattutto nel caso in cui questa immissione fosse utile alla gestione della RTN, qualunque sia la natura di tale flusso.

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

Si pone all'attenzione di ARERA un tema legato all'**esecuzione** dei **lavori semplici** (ad esempio in caso di nodo idoneo) per i quali è definito un tempo di evasione pratica pari a 10 giorni. In tali situazioni, qualora vi sia la **necessità di effettuare opere di scavo**, le attività ricadono nell'ambito del Titolo IV del D.lgs. 81/08 (soggetti all'obbligo di coordinamento) e richiedono mediamente una **tempistica di circa 25 giorni lavorativi** per l'espletamento degli **obblighi di sicurezza** da parte del

Distributore (ingaggio CSP/CSE, redazione e validazione PSC, redazione e approvazione POS lato CSE, ecc.). Si propone, in queste fattispecie, di **applicare lo standard di 50 giorni**, come previsto per i lavori complessi.

In relazione alla volontà dell'Autorità di **aumentare gli indennizzi del 15%** si ritiene opportuno **allineare l'incremento a quello** proposto per le **prestazioni di verifica** di cui al capitolo 11 del Documento.

Si ribadisce, infine, l'**opportuna necessità** per l'impresa distributrice di poter effettuare **accordi in deroga al TIQD**, pur nel rispetto dei principi generali e assicurando condizioni non discriminatorie ed equità ai possibili diversi richiedenti, così come previsto dall'attuale art. 123.3 del TIQE, oltre che nell'esclusivo interesse tecnico-procedurale delle Parti, come già abitualmente in uso.

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

Nessuna osservazione.

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

Si concorda con la proposta di modifica della presentazione delle istanze al FEERAPS.

Conclusioni

Anche alla luce delle numerose e frequenti interlocuzioni svoltesi tra l'Autorità e i Distributori durante il periodo antecedente la pubblicazione della consultazione in analisi, in termini generali si **valuta positivamente** la nuova impostazione regolatoria proposta da ARERA in questo Documento, che, in coerenza con l'approccio ROSS, si basa su criteri volti a cogliere le **specificità di ciascun Distributore**, soprattutto nell'ambito della regolazione output-based della continuità del servizio elettrico.

Tuttavia, come diffusamente e dettagliatamente segnalato nello svolgimento delle nostre osservazioni sulle diverse tematiche, emergono **diverse criticità**, che in alcuni casi potrebbero determinare un **significativo impatto economico** mentre in altri rappresentano **elementi di attenzione** sotto il profilo della **metodologia applicativa** principalmente in relazione ai riflessi che potrebbero avere sulla perimetrazione dei costi operativi effettivi 2022 validi per la fissazione della **baseline di costo riconosciuto 2024**, anno di avvio del **ROSS**.

A titolo esemplificativo, con riferimento alla prima fattispecie citata, si pensi all'adeguamento delle vite utili e del WACC per le porzioni di Cabine Primarie oggetto di cessione a Terna ai valori oggi in vigore per il servizio di trasmissione elettrica, all'eliminazione dei corrispettivi TIC per prestazioni specifiche o, in materia di regolazione output-based della continuità, la fissazione di un valore unico per il tetto a premi e penali a livello di impresa e non differenziato per ambito di concentrazione e i correlati effetti delle nuove disposizioni relative alla quantificazione delle penalità da applicare in caso di non conformità dei dati di continuità durante una visita ispettiva.

In virtù di quanto sopra esposto e in considerazione delle **proposte alternative rappresentate**, che

spesso si limitano ad effettuare **solo una “ricalibrazione”** delle posizioni espresse da ARERA, si auspica una revisione di alcune delle disposizioni presentate dal Regolatore in questa fase di consultazione.