



**Risposta di Enel S.p.A. al  
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE ARERA 474/2023/R/EEL**

**Orientamenti per la regolazione infrastrutturale del servizio di  
trasmissione dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione  
2024-2027**



## Sommario

Sommario .....	2
Osservazioni generali .....	4
Risposte agli spunti per la consultazione .....	5
S 1. Osservazioni in merito a eventuali ulteriori obiettivi dell'intervento dell'Autorità.....	5
S 2. Osservazioni in merito all'articolazione dei ricavi di riferimento. ....	5
S 3. Osservazioni in merito alle categorie di cespiti e alla relativa durata convenzionale regolatoria.....	5
S 4. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione. ....	5
S 5. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione degli oneri relativi all'attività di misura.	5
S 6. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento degli altri oneri. ....	6
S 7. Osservazioni in merito ai criteri di remunerazione dei titolari di reti di trasmissione nazionale diversi dal gestore del sistema di trasmissione. ....	6
S 8. Osservazioni riguardo l'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici.....	6
S 9. Osservazioni riguardo l'incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di trasporto. ....	6
S 10. Osservazioni riguardo l'incentivazione all'efficienza dei costi di investimento.....	6
S 11. Osservazioni in merito alla regolazione incentivante la continuità del servizio. ....	7
S 12. Osservazioni in merito alla disciplina dei servizi di mitigazione.....	7
S 13. Osservazioni in merito alla regolazione individuale della continuità per clienti in alta e altissima tensione.....	10
S 14. Osservazioni in merito a meccanismi che promuovano la disponibilità all'esercizio dei collegamenti in cavo HVDC. ....	10

S 15. Osservazioni in merito agli obblighi di pubblicazione in capo a Terna relativamente alla regolazione output-based, inclusa la qualità del servizio. ....	10
S 16. Osservazioni in merito agli orientamenti qui presentati e a possibili meccanismi di incentivazione output-based da introdurre progressivamente nel corso del periodo regolatorio.....	10
S 17. Osservazioni in merito all’articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di dispacciamento. ....	10
S 18. Osservazioni in merito ai costi di capitale e costi operativi per il servizio di dispacciamento. ....	10
S 19. Osservazioni in merito ad altre voci per il servizio di dispacciamento. ....	10
S 20. Osservazioni in merito alla tariffa corrisposta dalle imprese di distribuzione al gestore del sistema di trasmissione. ....	10
S 21. Osservazioni in merito alla tariffa corrisposta dai clienti finali alle imprese di distribuzione, a copertura dei costi per il servizio di trasmissione.....	11
S 22. Osservazioni in merito all’allocazione dei costi di trasmissione ai produttori di energia elettrica e ai clienti finali. ....	11
S 24. Osservazioni in merito alle logiche di definizione dei corrispettivi per energia reattiva...	12
S 25. Osservazioni in merito alla destinazione dei corrispettivi per energia reattiva. ....	15
S 26. Osservazioni in merito alle modalità di copertura delle premialità della regolazione output-based.....	15
S 27. Osservazioni in merito ai conguagli derivanti dal tariff decoupling di cui ai criteri ROSS. ....	15
S 28. Osservazioni in merito agli obblighi informativi.....	15
S 29. Osservazioni in merito alla razionalizzazione delle disposizioni regolatorie. ....	15

### Osservazioni generali

Enel ritiene che la nuova regolazione tariffaria per il periodo 2024 – 2027 debba supportare i gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione in un contesto che richiede ingenti investimenti.

La transizione della regolazione verso il nuovo approccio ROSS dovrebbe quindi garantire ai gestori di rete un quadro regolatorio stabile e di sostegno, incentivazione e indirizzo agli investimenti evitando meccanismi eccessivamente penalizzanti.

Uno degli aspetti di maggior interesse del DCO è la regolazione tariffaria dell'energia reattiva.

Enel apprezza l'approccio volto all'analisi approfondita e continua nel tempo dei complessi aspetti tecnici che hanno impatti sul tema, oltre che la decisione di procedere con gradualità innovando la regolazione anche alla luce delle nuove evidenze derivanti dagli studi del TSO, delle università e dei DSO.

Tuttavia, si coglie l'occasione per rappresentare che sono tuttora presenti alcuni aspetti non chiaramente definiti i cui effetti potrebbero essere inefficaci rispetto agli obiettivi di riduzione dei costi per il sistema. Infatti, se l'introduzione dei corrispettivi per immissioni di reattiva ha l'obiettivo di ridurre i flussi di reattiva verso RTN, il meccanismo dovrebbe prevedere dei corrispettivi che rispecchino realmente gli effetti sulla regolazione di tensione sulla RTN. In tal senso i corrispettivi relativi alle immissioni in aree "non omogenee", come già evidenziato nei diversi tavoli tecnici, non apparirebbero sufficientemente giustificati né tecnicamente né economicamente.

Analogamente anche nelle aree omogenee, si fa presente che sarebbe necessario considerare in maniera più puntuale il reale apporto del reattivo immesso dalle reti di distribuzione sulla regolazione della tensione nei nodi di rete AT che, come conferma proprio lo studio di Terna sulle "*sensitivity*" nelle aree omogenee, è molto limitato.

L'eventuale coinvolgimento degli utenti della rete di distribuzione, clienti e produttori, per la riduzione delle immissioni verso RTN, se in teoria rappresenta un'opportunità, ad oggi non sembrerebbe in grado di apportare un contributo consistente a tale riduzione, come meglio specificato nella risposta allo spunto di dettaglio.

In relazione a quanto previsto in merito agli esoneri dai corrispettivi per immissioni correlati alla messa a disposizione di dispositivi di compensazione, sarebbe necessario che, ove non fossero eliminati i

corrispettivi per le immissioni in aree non omogenee, gli esoneri venissero estesi ai dispositivi resi disponibili all'esercizio di Terna nelle aree non omogenee.

Inoltre, l'esenzione dai corrispettivi, proposta nel DCO, dei nodi in cui siano installati e asserviti a Terna dispositivi di compensazione con regolazione continua della tensione sul nodo AT, dovrebbe essere estesa anche ai dispositivi a regolazione discreta messi a disposizione di Terna.

Infine, si ritiene che la prevista nuova analisi, effettuata da Terna nel 2025, dei volumi di energia reattiva scambiati debba essere svolta in maniera congiunta con la partecipazione dei DSO e, in ogni caso che l'eventuale aggiornamento delle aree omogenee e della regolazione a partire dall'1° gennaio 2026, tenga in considerazione gli interventi già avviati.

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

#### **Risposte agli spunti per la consultazione**

##### **S 1. Osservazioni in merito a eventuali ulteriori obiettivi dell'intervento dell'Autorità.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

##### **S 2. Osservazioni in merito all'articolazione dei ricavi di riferimento.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

##### **S 3. Osservazioni in merito alle categorie di cespiti e alla relativa durata convenzionale regolatoria.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

##### **S 4. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

##### **S 5. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione degli oneri relativi all'attività di misura.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 6. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento degli altri oneri.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 7. Osservazioni in merito ai criteri di remunerazione dei titolari di reti di trasmissione nazionale diversi dal gestore del sistema di trasmissione.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 8. Osservazioni riguardo l'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici.**

In merito all'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici, considerato che è stata posta in consultazione un'analoga disciplina che si applicherà, a partire dal 2026, anche al servizio di distribuzione si sottolinea che, indipendentemente dalla modalità di erogazione, sia importante non allontanare la tempistica di percepimento dell'incentivo rispetto al momento dell'incasso del contributo, evitando quindi che l'intervallo temporale di riconoscimento per il distributore sia superiore a quello attuale (circa 3 anni dall'effettivo incasso del contributo). Sarebbe invece utile prevedere una riduzione di tale intervallo temporale.

**S 9. Osservazioni riguardo l'incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di trasporto.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 10. Osservazioni riguardo l'incentivazione all'efficienza dei costi di investimento.**

Come già segnalato dalla scrivente società in risposta al DCO 381/2023 e al successivo DCO 423/2023, è essenziale che la nuova regolazione tariffaria accompagni e supporti gli Operatori in un periodo di forte necessità di investimenti sulle reti, sia di trasmissione che di distribuzione, resi ancora più urgenti dalla dirompente crescita della generazione distribuita, dalla richiesta di elettrificazione dei consumi e, anche in virtù del ruolo chiave del vettore elettrico, della necessità di prevenire prolungati disservizi derivanti da eventi meteo estremi oramai caratterizzati da frequenze di accadimento allarmanti. Stante tale contesto, si ritiene che il percorso di transizione della regolazione verso l'approccio ROSS debba avvenire continuando

a garantire agli Operatori un quadro regolatorio stabile e di sostegno agli investimenti, evitando in tal senso meccanismi eccessivamente penalizzanti, seppure finalizzati al contenimento dei rischi e con logiche di asimmetria come quello ipotizzato nel presente spunto alla consultazione.

#### **S 11. Osservazioni in merito alla regolazione incentivante la continuità del servizio.**

In linea di principio si condivide l'orientamento dell'Autorità di voler riconfermare un meccanismo incentivante la continuità del servizio della rete di trasmissione.

In particolare, come già espresso nella risposta al documento per la consultazione n. 423/2023 riguardante la regolazione *output-based* dei servizi della distribuzione elettrica, il contesto in cui operano i gestori di rete in questi anni ha subito un'evoluzione radicale. Si apprezza, pertanto, l'ipotesi posta in consultazione di adottare percorsi di miglioramento caratterizzati dalla personalizzazione dei target sulla base delle *performance* storiche degli Operatori. In particolare, si apprezza il rationale espresso nella presente consultazione al paragrafo 19.10 di voler introdurre un meccanismo incentivante con logiche orientate al mantenimento dei risultati raggiunti.

Tale logica dovrebbe trovare applicazione anche nella regolazione della distribuzione per quanto attiene agli ambiti territoriali che hanno già raggiunto i livelli obiettivo di continuità del servizio e che possano essere quindi considerati appunto "ambiti a mantenimento".

Infine, si coglie l'occasione per ribadire che, il coefficiente di quantificazione dei premi e delle penalità ipotizzato dal presente DCO, dovrebbe essere oggetto di una valutazione specifica a seconda della tipologia di interruzioni che si intenda valorizzare. In particolare, in caso di interruzioni programmate estese andrebbero fatte delle valutazioni in merito ai reali effetti che tali interruzioni possono comportare per i clienti finali.

#### **S 12. Osservazioni in merito alla disciplina dei servizi di mitigazione.**

Nel presente DCO l'Autorità è orientata a confermare la disciplina dei servizi di mitigazione, riducendo significativamente la valorizzazione economica e i corrispondenti tetti annui, pur mantenendo la vigente logica con incrementi in base al numero di potenziali incidenti rilevanti di responsabilità Terna, e

riconoscendo l'esistenza di un certo livello di rischio (di successive disalimentazioni su reti MT-BT) per l'impresa distributrice, che si trova a esercire le proprie reti in condizioni fuori schema standard.

Si conferma l'esistenza del suddetto livello di rischio per il distributore, in particolare per possibili guasti sulla rete MT, che avrebbero impatti sugli indicatori del DSO (es. in caso di doppio guasto su linea in cavo, il distributore subisce un guasto di diverse ore che interessa anche clienti di porzioni di linea che non sarebbero stati coinvolti se la rete MT non fosse fuori assetto standard a causa della mitigazione).

Segnaliamo altresì che esistono situazioni per le quali non è riconosciuta al DSO alcuna remunerazione, in particolare:

- Reti AT ex Ferrovie (c.d. RTN FSI): pur essendo acquisite da Terna, ARERA riconosce che per queste reti il tasso di guasto sia più elevato e quindi non ne prevede la mitigazione, mentre le reti MT sottese sono esercite esattamente allo stesso modo, con lo stesso rischio di guasti (e relativo peso sul DSO stesso) ma per queste non è previsto un riconoscimento economico.
- “Incidente rilevante”, nei quali l'energia non servita sarebbe effettivamente molto impattante sugli indicatori di Terna.
- Eventi in cui il DSO non esegue la manovra richiesta da Terna entro 5 minuti, un vincolo molto stringente. Al di là del caso di ritardo puntuale, il Codice di Rete prevede che i compensi per la mitigazione vengano ridotti o azzerati se in un Centro Operativo ci sono casi di manovre non eseguite nei 5 minuti, anche se non direttamente relative a eventi in mitigazione (cosiddetti mancati adempimenti). Tale previsione implica la necessità di livelli di performance del DSO di fatto prossimi al 100%.
- Cabine Primarie in risalita al momento della disalimentazione. L'esclusione delle CP in risalita era stata prevista in un momento storico in cui non si registravano di fatto casi di inversione del flusso, ma, come noto, l'esercizio di una rete in “risalita” è identico a quella di una rete passiva e comporta lo stesso livello di rischio e la stessa esigenza di rialimentare i clienti.

Il DSO può sempre decidere se correre o meno il rischio di mitigare, sulla base del monitoraggio *real-time* della rete.



Per quanto attiene gli aspetti economici, segnaliamo che per la mitigazione è previsto un “tetto” per ciascun evento, mentre per le penali a carico del DSO non è previsto alcun “tetto”.

Pertanto, non si ritiene opportuna la diminuzione dei corrispettivi, dato che ridurre il compenso per il DSO potrebbe abbassare il livello di rischio che lo stesso è disposto ad accettare (il disservizio ai clienti, compresi eventuali RIPE o indennizzi, peserebbe su Terna come da regolazione vigente), con potenziale impatto negativo sulla qualità del servizio elettrico fornito ai clienti.

Inoltre, si segnala che la mitigazione dovrebbe essere conteggiata dal primo minuto in cui viene completata la rialimentazione del 90% del carico quando la rete è radiale o del 45% quando la rete è magliata, superando l’attuale meccanismo che prevede un computo “a partire dal 31esimo minuto”. Si potrebbe quindi prevedere che la mitigazione possa essere riconosciuta dal primo minuto e per l’intera durata a fronte di una contro-alimentazione di almeno 30 minuti.

Si rappresenta infine che, e-distribuzione ha condotto un’analisi su tutte le interruzioni AT registrate da Terna, tale analisi ha evidenziato che le interruzioni localizzate sulla RTN di subtrasmissione sono maggiori di quelle causate da guasti sulle Cabine Primarie di e-distribuzione.

In particolare, nell’ultimo quadriennio, 2020 - settembre 2023, sono state registrate 2.452 interruzioni causate dall’RTN (causa 4AC) e 801 interruzioni causate da e-distribuzione (causa 3CE-50U).

Per tutto quanto sopra esposto la scrivente società ritiene necessario, rispetto a quanto proposto nel DCO da Codesta Autorità, che:

- non siano ridotti i valori unitari dei corrispettivi;
- siano incluse nella mitigazione le seguenti casistiche esposte nei punti precedenti:
  - o CP in risalita
  - o CP alimentate da rete AT ex Ferrovie
- la mitigazione sia conteggiata dal primo minuto in cui viene raggiunta la percentuale del 90% o del 45%, prevedendo che la stessa sia riconosciuta dal primo minuto a fronte di una contro-alimentazione di almeno 30 minuti.



**S 13. Osservazioni in merito alla regolazione individuale della continuità per clienti in alta e altissima tensione.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 14. Osservazioni in merito a meccanismi che promuovano la disponibilità all'esercizio dei collegamenti in cavo HVDC.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 15. Osservazioni in merito agli obblighi di pubblicazione in capo a Terna relativamente alla regolazione output-based, inclusa la qualità del servizio.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 16. Osservazioni in merito agli orientamenti qui presentati e a possibili meccanismi di incentivazione output-based da introdurre progressivamente nel corso del periodo regolatorio.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 17. Osservazioni in merito all'articolazione dei ricavi di riferimento per il servizio di dispacciamento.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 18. Osservazioni in merito ai costi di capitale e costi operativi per il servizio di dispacciamento.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 19. Osservazioni in merito ad altre voci per il servizio di dispacciamento.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 20. Osservazioni in merito alla tariffa corrisposta dalle imprese di distribuzione al gestore del sistema di trasmissione.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 21. Osservazioni in merito alla tariffa corrisposta dai clienti finali alle imprese di distribuzione, a copertura dei costi per il servizio di trasmissione.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 22. Osservazioni in merito all’allocazione dei costi di trasmissione ai produttori di energia elettrica e ai clienti finali.**

In reazione all’eventuale ipotesi di re-introduzione futura di un corrispettivo tariffario per i produttori si evidenzia che lo scenario futuro sarà sempre più caratterizzato dalla presenza di impianti allacciati alle reti di distribuzione e, pertanto, la tematica dovrà essere analizzata in modo organico sia per il servizio di trasmissione che di distribuzione, valutando attentamente i pro e i contro su tutta la filiera.

Con riferimento al previsto superamento dall’1/1/2024 del regime ex art.16 del TIT, ai sensi del quale sono attualmente trattati i prelievi ausiliari di centrale e quelli degli impianti di pompaggio, come noto, i produttori possono fare richiesta di accesso al nuovo regime di trattamento di tale energia previsto ai sensi della delibera 109/21 che consente di accedere ad un analogo trattamento tariffario. In considerazione, tuttavia, dei ritardi che si stanno riscontrando nell’avvio del nuovo regime ex delibera 109/21, che non consentiranno di completare entro fine anno 2023 l’attivazione di tutti i punti per i quali è stata presentata richiesta, si richiede di prorogare il regime vigente ex art. 16 del TIT almeno per tutto il primo semestre 2024 e comunque fino alla piena entrata a regime del nuovo meccanismo tariffario. In assenza di tale intervento i produttori sarebbero esposti a un’iniqua applicazione dei corrispettivi di trasporto e degli oneri generali di sistema su questi prelievi.

Si segnala infine, l’esigenza di affrontare una tematica attinente l’attività di trasmissione che ha riflesso sulla partecipazione degli operatori titolari di unità di produzione al mercato elettrico. Ai sensi del par. 3.7.5 del Codice di Rete, Terna comunica all’UdD le indisponibilità per vincoli di rete rispettando determinate soglie di preavviso ed entro franchigie definite per tecnologia e singolo evento. Non sono tuttavia previste forme di compensazione. Si richiede di valutare l’introduzione di opportune misure volte a tutelare quegli UdD gravati in modo comparativamente maggiore da tali eventi, al fine di sterilizzare possibili svantaggi competitivi che ne possano derivare. Si potrebbero identificare uno o più livelli soglia tarati, ad esempio,

sul livello medio di indisponibilità, dovuto a vincoli di rete, registrato in ciascun anno dall'insieme degli impianti di generazione nella titolarità di tutti gli UdD.

#### **S 24. Osservazioni in merito alle logiche di definizione dei corrispettivi per energia reattiva.**

Con riferimento alla logica di definizione dei corrispettivi per energia reattiva, così come si ritiene accettabile un prelievo di energia reattiva nel limite del 33% dell'energia attiva prelevata nelle fasce orarie F1 ed F2, dovuto tanto al prelievo di reattivo degli utenti quanto al consistente passaggio di energia elettrica sulle reti (sopra la "potenza caratteristica"), si dovrebbe valutare l'introduzione di una fascia di tolleranza non penalizzata anche per la potenza reattiva immessa in fascia oraria F3, considerando che le immissioni di energia reattiva in fascia F3 sono quasi esclusivamente da ricondurre al comportamento naturalmente capacitivo delle linee della rete (al di sotto della "potenza caratteristica") quando queste sono a bassissimo carico, per l'assenza tanto di prelievo che di generazione sulle reti di distribuzione.

In merito alla logica di definizione dei corrispettivi per energia reattiva, in particolare per quelli relativi alle immissioni in aree "non omogenee", cioè dove le immissioni non comportino problematiche di regolazione della tensione sulla RTN o addirittura la favoriscano, come già rappresentato anche da Terna<sup>1</sup>, la loro applicazione non sembrerebbe giustificata né tecnicamente né economicamente. Infatti, qualora i DSO decidessero di installare nelle aree non omogenee dispositivi di compensazione, tali dispositivi sarebbero eserciti da Terna come "normalmente aperti", perché Terna ritiene che in queste aree la compensazione del reattivo immesso dalle CP potrebbe risultare dannosa per la stabilità della RTN; quindi i reattori installati

---

<sup>1</sup> Estratto dall'Executive summary della relazione congiunta E-Distribuzione Terna (Feb. '23 - Esiti delle attività di coordinamento della pianificazione degli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva):

"I due gestori di rete hanno concordato un approccio di tipo selettivo, che prevede di effettuare gli interventi di compensazione dell'energia reattiva solo nelle aree geografiche dove effettivamente l'andamento dei flussi di reattiva che risalgono dalla rete di distribuzione verso la RTN comporti un impatto negativo significativo rispetto alle necessità di regolazione della tensione sulla rete AAT a 400 kV. Tale approccio è in linea con la possibilità - già prevista dalla delibera 568/2019/R/eel e menzionata anche nel DCO 515/2021 - di ricorrere a deroghe o a soluzioni mirate qualora emergano criticità nella gestione della rete, al fine di evitare un'indifferenziata penalizzazione per tutti i clienti e i distributori quale sarebbe determinata dall'applicazione di corrispettivi uniformi su tutto il territorio nazionale non correlati al reale effetto dei corrispondenti flussi di reattiva sulle diverse porzioni di rete (che in molti casi può risultare positivo e utile per la regolazione di tensione)."

in aree “non omogenee” resterebbero del tutto inutilizzati; non sarebbe quindi efficiente, anche in ottica di sistema, che il DSO installasse i dispositivi senza poterli utilizzare o, viceversa, pagasse i corrispettivi senza poter intervenire per ridurre le immissioni.

Analogamente, con riferimento alle aree omogenee, occorre valutare attentamente l’opportunità di applicare corrispettivi/installare sistemi di compensazione dei flussi di energia reattiva in risalita sulla RTN laddove la *sensitivity* del nodo sentinella ( $\Delta V/\Delta Q\%$ ) sia molto bassa, ad esempio, inferiore allo 0,1%, essendo la variazione di immissione di reattivo da parte della rete di distribuzione praticamente ininfluenza sul profilo di tensione della RTN.

Più in generale, si evidenzia che l’apporto del reattivo immesso dalle reti di distribuzione sulla regolazione della tensione nei nodi di rete AT ha un peso molto limitato, come conferma proprio lo studio Terna sulle *sensitivity* nelle aree omogenee, rispetto all’apporto dovuto alle stesse linee AT (la produzione di energia reattiva delle reti a vuoto è proporzionale al quadrato della tensione). Inoltre, la sensibilità della variazione della tensione sui nodi AT al variare dell’energia reattiva immessa dipende parimenti dalla potenza di cortocircuito sul nodo di rete ( $\Delta V_i\% = 100 \cdot \frac{\Delta Q_i}{P_{cc,1}}$ ), ossia la variazione di tensione è inferiore dove la potenza di cortocircuito sul nodo è maggiore e viceversa. Quindi, la *sensitivity* della tensione dei nodi di rete alle immissioni di energia reattiva varia in funzione anche del parco di generazione rotante sulla rete.

Riguardo all’eventuale coinvolgimento degli utenti della rete di distribuzione e in particolare dei produttori, per la riduzione delle immissioni verso RTN, pur rappresentando un’opportunità da sfruttare, per quanto possibile, al fine di ottimizzare il dimensionamento dei sistemi di compensazione, risulta di complessa attuazione e non garantisce risultati consistenti.

Come noto, l’obbligo per i produttori di dotarsi di impianti in grado di fornire servizi ai Gestori di Rete è stato introdotto col D.M. 5/5/2011 e attuato con la Norme CEI 0-16 e 0-21 a partire dall’ 1/1/2013 ovvero quando la maggior parte dei produttori era già connessa alla rete di distribuzione.

In occasione dello studio congiunto con Terna del febbraio ’22 su un campione di ambiti geografici, e-distribuzione ha valutato in via preliminare che la possibile riduzione dei flussi di reattiva verso la RTN, grazie al contributo di produttori potenzialmente elegibili, non supera mediamente il 30%.

Anche il coinvolgimento dei clienti passivi, nonostante le azioni di sensibilizzazione effettuate ai sensi della del. 232/2022, non ha ad oggi prodotto risultati significativi in termini di riduzione delle immissioni.

Ulteriori approfondimenti saranno oggetto di uno studio su base nazionale, che e-distribuzione, ha recentemente affidato al Politecnico di Milano.

In relazione alla disciplina degli esoneri dai corrispettivi per immissioni quando sia stata installata e resa disponibile adeguata compensazione (punto 2.e, della del.712/2022/R/EEL), si rappresenta che tale disciplina fa riferimento esclusivamente all'installazione di dispositivi in aree omogenee. Fermo restando quanto detto al paragrafo precedente, si evidenzia che, qualora non venisse considerata l'ipotesi di eliminare i corrispettivi per le immissioni in aree non omogenee, la previsione dovrebbe essere estesa anche ai dispositivi installati e resi disponibili all'esercizio di Terna in tali aree.

Inoltre, la proposta in consultazione di esentare dall'applicazione dei corrispettivi per prelievi o immissioni i nodi in cui siano installati e asserviti a Terna dispositivi di compensazione con regolazione continua della tensione sul nodo AT, dovrebbe essere estesa anche ai dispositivi a regolazione discreta messi a disposizione di Terna. Nella fattispecie reattori shunt AT di tipo tradizionale con regolazione a gradino sotto carico nel campo 70÷100% della potenza nominale, eserciti con valori di compensazione stabiliti da Terna. Infine, in merito alla previsione di ARERA di una nuova analisi nel 2025 affidata a Terna dei volumi di energia reattiva scambiati, con eventuale aggiornamento dell'identificazione delle aree omogenee e dei punti ricompresi nelle stesse e della regolazione a partire dall'1° gennaio 2026, si ritiene che tale analisi debba essere svolta in maniera congiunta con la partecipazione dei DSO. Ci si aspetta che l'esito di tale analisi determini che qualche area non omogenea lo diventi e qualche area omogenea cessi di esserlo, in relazione agli interventi di compensazione effettuati nel frattempo e della variazione della presenza di gruppi rotanti in grado di sostenere la potenza di cortocircuito sulla rete AT.

Pertanto, una revisione dell'identificazione delle aree omogenee nel 2025 abbinata ai fattori di incertezza già emersi nel passaggio dallo studio congiunto e-distribuzione/Terna del febbraio 2022, alla definizione delle aree omogenee particolarmente critiche di ottobre 2022 e nel cambio di criterio di dimensionamento dei sistemi di compensazione (passaggio dal 98° al 50° percentile) stabilito da Terna nel secondo semestre del 2023, non dovrebbe in ogni caso mettere in discussione la validità degli interventi impiantistici già avviati sulla base delle specifiche definite nel 2022 che (come rappresentato anche nella risposta al DCO 423/2023) necessitano di tempi di approvvigionamento e installazione superiori ai 24 mesi.

In merito ai corrispettivi, infine, come anche indicato nella risposta al DCO 423/2023, si apprezza la possibilità per i DSO di recuperare i corrispettivi tariffari pagati nei 12/24 mesi antecedenti l'entrata in



servizio dei dispositivi di compensazione; tuttavia, tale periodo dovrebbe essere incrementato delle tempistiche aggiuntive determinate dall'aggiornamento dei requisiti tecnici di dimensionamento sopra citati e del Piano di Sviluppo di Terna.

**S 25. Osservazioni in merito alla destinazione dei corrispettivi per energia reattiva.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 26. Osservazioni in merito alle modalità di copertura delle premialità della regolazione output-based.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 27. Osservazioni in merito ai conguagli derivanti dal tariff decoupling di cui ai criteri ROSS.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 28. Osservazioni in merito agli obblighi informativi.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.

**S 29. Osservazioni in merito alla razionalizzazione delle disposizioni regolatorie.**

Non si hanno osservazioni puntuali in merito.