

**Osservazioni Terna documento per la  
consultazione  
423/2023/R/eel**

**ORIENTAMENTI PER LA REGOLAZIONE  
INFRASTRUTTURALE DEI SERVIZI DI  
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA  
ELETTRICA PER IL SESTO PERIODO DI  
REGOLAZIONE 2024-2027**



## Premessa

Il presente documento riporta le osservazioni di Terna con riferimento agli aspetti di maggiore rilevanza presentati dall'Autorità in consultazione e che sono di seguito sintetizzati.

In particolare, le osservazioni riguardano le seguenti proposte dell'Autorità:

- Introduzione di un meccanismo di promozione della razionalizzazione degli asset in alta tensione attraverso un premio *una tantum* decrescente nel periodo 2024-2027 (art. 7 del DCO);
- modifiche al meccanismo incentivante l'ottenimento di contributi pubblici a fondo perduto con l'introduzione di un premio *una tantum*, espresso in percentuale del contributo percepito, correlato all'indice di utilità dell'intervento (art. 8 del DCO);
- modifiche alla regolazione della qualità del servizio di distribuzione che producono effetti anche sulla regolazione della qualità del servizio di trasmissione.

Per maggiore chiarezza espositiva, il documento è strutturato in una prima parte in cui sono sintetizzate le principali osservazioni e proposte di Terna agli orientamenti dell'Autorità in merito ai suddetti aspetti e in una seconda parte in cui sono descritte più nel dettaglio le motivazioni e le argomentazioni a supporto delle suddette proposte.

Si evidenzia che con riferimento al meccanismo incentivante l'ottenimento dei contributi pubblici saranno fornite ulteriori osservazioni con riferimento alla specifica proposta di incentivo per il servizio di trasmissione nel documento Terna di risposta al documento di consultazione n. 474/2023.

## Parte 1 – Sintesi principali osservazioni Terna

### A. Promozione della razionalizzazione degli asset di rete in alta tensione

- Terna è favorevole all'introduzione di un incentivo per la razionalizzazione degli asset in Alta Tensione ("AT") di proprietà dei distributori ritenendo che tali operazioni possano apportare notevoli benefici per il sistema elettrico nel suo complesso.
- Per tenere adeguatamente conto sia dei notevoli benefici che le acquisizioni apporterebbero al sistema elettrico sia in considerazione dei tempi non comprimibili che operazioni di questo tipo necessitano, Terna ritiene opportuno che il meccanismo, così come proposto da ARERA, vada in parte modificato, prevedendo di considerare il costo storico rivalutato come unica modalità per la valorizzazione degli *asset* ai fini incentivo e di incrementare i livelli di premialità previsti dall'Autorità.
- In particolare, si propone una premialità pari al 6% per l'anno 2024, pari al 4% per acquisizioni effettuate nel 2025 e 2026 e al 2% per acquisizioni effettuate nel 2027.
- Riteniamo, inoltre, opportuno prevedere una modalità di riconoscimento parametrico relativo ai cespiti oggetto di acquisizione in analogia a quanto già previsto per le acquisizioni effettuate negli anni precedenti (es. acquisizione della RTN-FSI).
- Infine, cogliendo l'apertura dell'Autorità, si propone una modalità di semplificazione del processo di inserimento degli *asset* di alta tensione nell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale ("RTN").

- Da ultimo vorremmo segnalare che in caso di acquisizione degli *asset* di alta tensione dei distributori, sarà necessario:
  - aggiornare la baseline di riferimento dei costi operativi e rivedere il tasso di capitalizzazione di Terna e dell'impresa distributrice impattata, in virtù del cambiamento di perimetro degli *asset* gestiti in esito alle operazioni di acquisizione;
  - introdurre un congruo periodo di monitoraggio prima di includere le disalimentazioni con origine su tali *asset* nel calcolo dell'indicatore ENSR RTN, come già previsto anche in altre situazioni analoghe (es. acquisizione della rete Telat e acquisizione della RTN-FSI).

## **B. Evoluzione dell'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici**

- Terna è favorevole alla conferma del meccanismo di incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici (sia per la trasmissione che per la distribuzione) per il prossimo periodo di regolazione in considerazione del risparmio tariffario per il consumatore e degli ingenti investimenti in infrastrutture elettriche che saranno necessari per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema nazionale.
- Terna ritiene opportuno che il livello di incentivazione sia fissato sulla base del beneficio tariffario conseguito con il contributo, alla stregua degli altri incentivi *output-based* presenti per il servizio di trasmissione e che sono collegati ad una quota percentuale dell'efficienza conseguita o del beneficio apportato al sistema (quota percentuale passata dal 20% delle passate esperienze di incentivazione come I e O-NPR1 al 30% stabilito dall'articolo 8 del TIROSS).
- Riteniamo, quindi, che la modalità di valorizzazione più corretta sia equiparare il livello di incentivazione dell'ottenimento del contributo pubblico con quello già fissato per l'incentivazione all'efficienza degli investimenti, il cui avvio è previsto con il ROSS integrale a partire dal 2026 per il servizio di trasmissione.
- In questo periodo transitorio, in ottica di gradualità e in attesa dell'avvio dell'incentivazione efficienza anche sulle spese di investimento, riteniamo che le percentuali proposte andrebbero adeguate prevendo una soglia minima del 10% (rispetto al 5% del documento di consultazione) e una soglia massima di almeno il 20% (rispetto al 13% del documento di consultazione).
- Inoltre, Terna auspica che anche i progetti della trasmissione privi di IUS, alla stregua di quelli di distribuzione, siano oggetto di incentivo, in virtù dell'opportunità di apportare benefici per il sistema a minor costo e del carattere di urgenza che alcuni investimenti possono avere (si pensi ad esempio ai progetti per resilienza che hanno già ottenuto i finanziamenti PNRR).
- Infine, evidenziamo l'importanza di continuare a far accedere i progetti oggetto di incentivazione anche a meccanismi di natura *output-based* dal momento che tali meccanismi incidono su aspetti della regolazione differenti (risparmio tariffario verso *performance* di servizio e di spesa).

## C. Regolazione della qualità del servizio della distribuzione

- Terna è favorevole agli orientamenti espressi dall'Autorità in merito alla regolazione delle interruzioni prolungate e relativi standard (evitando i rimborsi nei casi di interruzioni per disalimentazione programmata o per azioni funzionali a garantire la sicurezza del sistema elettrico) ed alla contribuzione al fondo FEERAPS limitata ai soli utenti (pur mantenendo la possibilità per Terna di rivalsa sul fondo per il rimborso degli oneri erogati agli utenti MT e BT, nei casi previsti da Delibera).
- In relazione agli obblighi di comunicazione dei dati di qualità del servizio di trasmissione, si propone un posticipo al 31 maggio per l'invio dei dati sia relativi alle interruzioni sia relativi al servizio di mitigazione. La proposta ha come finalità quella di far confluire tutte le informazioni in un unico invio e di avere a disposizione un tempo maggiore, a partire dalla ricezione di tutti i dati, per la gestione della complessità legata all'elaborazione degli stessi e ai relativi controlli di conformità. A tal proposito, si ritiene, inoltre, opportuno:
  - definire una scadenza per l'invio della richiesta dei rimborsi mitigazione da parte dei distributori a Terna, in modo tale da consentire a Terna l'elaborazione ed il conseguente invio dei dati;
  - allineare le scadenze per la registrazione degli ordini di inibizione, di attuazione con precedente inibizione, di limitazione del servizio di mitigazione e per la registrazione di ordini di manovra di apertura e chiusura di linee a quelle delle disalimentazioni descritte nell'allegato A.54 del codice di rete.
- Per quanto riguarda le disalimentazioni con origine sulla "RTN" attribuite a causa di forza maggiore o a cause esterne, che comportino indennizzi verso gli utenti disalimentati, è opportuno che sia specificato in delibera che sia l'impresa distributrice disalimentata a richiedere il reintegro al Fondo per eventi eccezionali, come attualmente riportato nelle istruzioni tecniche per la corretta registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.
- Infine, con riferimento all'orientamento dell'Autorità di aggiornare i parametri C-durata e C-numero facendo riferimento ad un nuovo valore di *Value Of Lost Load (VOLL)* pari a 27 €/kWh, Terna ritiene opportuno incrementare il valore di *VOLL* per la Qualità del Servizio fino a 37 €/kWh, considerando nel calcolo dello stesso anche i valori relativi alle interruzioni di due minuti nei settori residenziale e terziario desunti dallo studio Terna in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano (richiamato dall'Autorità nel documento per la consultazione) e tenendo adeguatamente conto dell'inflazione nel periodo dal 1 gennaio 2022 al 31 dicembre 2025.

## PARTE 2 – Osservazioni Terna

### A. Promozione della razionalizzazione degli asset di rete in alta tensione

1. Condividiamo la proposta di introdurre un meccanismo incentivante volto alla razionalizzazione degli asset di distribuzione in alta tensione (sia linee che porzioni di cabine

primarie AT/MT) in considerazione dei notevoli benefici nella gestione del sistema elettrico che tale razionalizzazione comporterebbe sotto diversi profili.

2. A titolo esemplificativo, tra i benefici che la razionalizzazione delle reti AT apporterebbe al sistema elettrico rientrano:

- la riduzione dei tempi di ricerca guasto e ripristino in caso di disservizi su linee di trasmissione, grazie alla possibilità di controllare in maniera istantanea gli estremi delle linee interessate;
- la massimizzazione della capacità di trasporto, grazie alla rimozione di elementi limitanti in cabina primaria, con conseguente efficienza sui mercati elettrici;
- l'ottimizzazione dei flussi di energia reattiva attraverso un unico soggetto responsabile della gestione degli stessi e della pianificazione dei dispositivi di compensazione su tutta la rete AT (beneficio tanto maggiore se nel perimetro di incentivazione fossero ricompresi anche i trasformatori di cabina primaria);
- la possibilità di attuare un piano nazionale di adeguamento degli apparati di protezione obsoleti con modelli più recenti dotati di funzionalità avanzate, al fine di accelerare le manovre per un più rapido ripristino del servizio;
- l'avvio di uno sviluppo integrato delle infrastrutture in alta tensione con miglior coordinamento sulle tempistiche di realizzazione degli interventi e favorendo di conseguenza uno sfruttamento più efficiente degli asset AT;
- una maggiore efficienza e tempestività nelle attività di manutenzione ordinaria, con evidenti impatti anche sul processo di gestione delle indisponibilità degli elementi di trasmissione;
- *improvement* dell'osservabilità delle risorse sottese alle Cabine Primarie dei distributori al fine di una più rapida e univoca risposta ai diversi stati di funzionamento del sistema elettrico.

3. Nel definire il meccanismo di incentivazione alla razionalizzazione della proprietà degli *asset* di rete in alta tensione l'Autorità propone di mutuare le logiche di premialità già adottate nel periodo NPR2 (2020-23) per promuovere la completa unificazione della RTN, basata sull'adozione di un premio decrescente in funzione dell'anno di acquisizione degli *asset* da parte di Terna.

4. In merito è opportuno evidenziare come il recente processo di acquisizione di *asset* RTN dai titolari terzi sia stato caratterizzato da elevate complessità nelle operazioni di compravendita con tempistiche molto lunghe per le attività di *due diligence*, e, ciò nonostante, una consistenza di *asset* nettamente inferiore rispetto a quella delle linee AT e delle cabine primarie AT/MT.

5. In particolare, le complessità e le tempistiche delle operazioni di compravendita sono legate a differenti aspetti quali, ad esempio:

- la necessità di effettuare diversi sopralluoghi per la verifica dello stato di mantenimento degli *asset* oggetto di compravendita coinvolgendo le unità tecniche territoriali delle due controparti;
- la definizione di soluzioni di integrazione/separazione degli *asset* acquisiti (molto spesso sono necessari contratti transitori tra le parti per l'esercizio e la manutenzione degli *asset* in attesa del completamento dell'operazione di acquisizione);

- le difficoltà riscontrate nel reperire tutta la documentazione necessaria per gli atti di compravendita in caso di *asset* particolarmente vetusti (tecnica e/o autorizzativa);
  - la limitata capacità (anche in termini di risorse) per la gestione in parallelo di più operazioni di compravendita;
  - la reticenza del proprietario degli *asset* a vendere anche a fronte dell'erogazione di un premio.
6. Pur condividendo in linea generale la previsione di una gradualità decrescente per il premio (utile a velocizzare le potenziali operazioni di acquisizione), riteniamo che le percentuali del premio debbano essere riviste in aumento al fine di renderle adeguate rispetto ai benefici che la razionalizzazione delle reti AT apporterebbe al sistema.
7. Sempre relativamente ai criteri di valorizzazione dei premi, nel documento in consultazione non ci sembrano chiaramente evidenziate le motivazioni alla base di una differente valorizzazione per le linee AT (il cui premio sarebbe espresso in funzione del costo storico rivalutato dei cespiti) rispetto agli stalli e sbarre delle cabine primarie (il cui premio sarebbe legato invece alla valorizzazione delle immobilizzazioni nette).
8. In merito Terna ritiene corretto commisurare il premio al costo storico rivalutato per tutti i cespiti di alta tensione, non intravedendo motivazioni teoriche e fattuali che determinino una giustificabile differenza di premialità.
9. In considerazione dei suddetti aspetti, Terna propone quindi che l'incentivo preveda:
- premialità massima pari al 6% (in linea anche con l'incentivo all'unificazione della RTN e con il WACC medio storicamente applicato ai cespiti del servizio di trasmissione) del costo storico rivalutato per acquisizioni effettuate nel corso del 2024;
  - 4% del costo storico rivalutato per acquisizioni effettuate nel corso del 2025 e 2026;
  - 2% del costo storico rivalutato per acquisizioni effettuate nel corso del 2027.
10. A nostro avviso, i tassi proposti da un lato garantirebbero un incentivo alla velocizzazione della vendita degli *asset* e dall'altro non penalizzerebbero eccessivamente le operazioni più complesse e che richiedono tempistiche più lunghe, tipiche di operazioni di questo tipo.
11. Inoltre, riteniamo opportuno prevedere una modalità di riconoscimento parametrico relativo ai cespiti oggetto di acquisizione in analogia a quanto già previsto per le acquisizioni effettuate negli anni precedenti (es. acquisizione della RTN-FSI), al fine di tenere conto delle specifiche caratteristiche di obsolescenza degli *asset* oggetto di acquisizione e del possibile piano di investimenti di rinnovo laddove previsto da Terna.
12. Al fine di massimizzare il beneficio legato all'acquisizione, alcune operazioni di compravendita potrebbero comportare l'acquisizione da parte di Terna anche dei macchinari di trasformazione AT/MT compresi nelle cabine primarie di proprietà dei distributori, riteniamo pertanto che, in questi casi, il premio debba essere calcolato considerando anche il costo storico rivalutato di questi cespiti, che andrebbe quindi individuato separatamente.
13. Per quanto concerne la semplificazione delle procedure per l'ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale prospettata nel DCO in caso di acquisizione di *asset* di AT di proprietà dei distributori, si ritiene che – trattandosi di *asset* funzionali al servizio di trasmissione e già oggi interamente valorizzati nelle tariffe di rete (peraltro la loro acquisizione

comporterebbe una diminuzione della tariffa nel caso in cui non si applicasse quanto previsto al punto 7.22 del documento per la consultazione) – l'esigenza di acquisizione non vada inserita in Piano di Sviluppo e non sia necessario un decreto ministeriale specifico per l'inserimento nell'ambito della RTN in anticipo rispetto all'acquisizione stessa. Tale decreto potrebbe, invece, essere sostituito dall'emanazione da parte del Ministero competente (ad oggi MASE) di un'autorizzazione preventiva all'inserimento in RTN di tutto il perimetro in alta tensione di proprietà dei distributori. Successivamente, a valle del perfezionamento di ogni singola acquisizione, Terna aggiorna e pubblica la consistenza della RTN che viene redatta ogni anno ai sensi del Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 25 giugno 1999.

14. Per quanto riguarda, invece, le potenziali acquisizioni di asset di proprietà di produttori o utenti, suggeriamo ugualmente uno snellimento del processo di ampliamento dell'ambito della RTN. In particolare, proponiamo che, una volta inserita in Piano l'esigenza di acquisizione – corredata da tutte le informazioni necessarie (stima preliminare del valore degli asset, motivazione alla base dell'inserimento nella RTN) – la stessa sia valutata da Autorità e Ministero nell'ambito del processo di valutazione dello schema di Piano, piuttosto che, come consuetudine, prevedere un percorso di valutazione separato tramite invio di specifica istanza di ampliamento dell'ambito della RTN a Ministero e ARERA. Anche in questo caso, a valle dell'acquisizione, gli asset sarebbero inclusi nella rendicontazione annuale della consistenza della RTN di cui al punto precedente.
15. Da ultimo vorremmo segnalare che in caso di acquisizione degli asset di alta tensione dei distributori, sarà necessario:
  - aggiornare la baseline di riferimento dei costi operativi e rivedere il tasso di capitalizzazione di Terna e dell'impresa distributrice impattata, in virtù del cambiamento di perimetro degli asset gestiti in esito alle operazioni di acquisizione;
  - introdurre un congruo periodo di monitoraggio prima di includere le disalimentazioni con origine su tali asset nel calcolo dell'indicatore ENSR RTN, come già previsto anche in altre situazioni analoghe (es. acquisizione della rete Telat e acquisizione della RTN-FSI).

## **B. Evoluzione dell'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici**

16. Con riferimento agli orientamenti illustrati dall'Autorità sul meccanismo di incentivazione dei contributi, in parte simili a quelli previsti anche per il servizio di trasmissione per il sesto periodo regolatorio (documento di consultazione 474/2023), forniamo, già in risposta al presente documento, alcune prime osservazioni.
17. In linea generale, siamo favorevoli alla conferma per il prossimo periodo di regolazione di un meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi tenuto conto dei benefici che tali contributi forniscono al sistema anche solo in termini di riduzione dell'impatto tariffario degli interventi oggetto di contribuzione.
18. L'importanza di accedere a tali contributi risulta ancor più rilevante in considerazione degli ingenti investimenti di sviluppo infrastrutturale della rete elettrica previsti nei prossimi anni,



rappresentando, peraltro, anche per gli operatori un valido strumento per la finanziabilità degli interventi.

19. Come segnalato più volte in risposta a precedenti documenti di consultazione (Documento di consultazione n. 317/2022 e n. 422/2022) riteniamo opportuno che, nel confermare il meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi, si preveda un aumento del livello di incentivazione del 10% ad oggi previsto.
20. Crediamo, infatti, che il livello di incentivazione debba essere fissato sulla base del beneficio tariffario conseguito con il contributo in coerenza con gli altri meccanismi *output-based*, applicati al servizio di trasmissione, in cui l'incentivo è collegato ad una quota percentuale dell'efficienza conseguita o del beneficio apportato al sistema (quota percentuale passata dal 20% delle passate esperienze di incentivazione come il paniere O-NPR1 e I-NPR1 al 30% stabilito dall'articolo 8 del TIROSS).
21. Riteniamo, quindi, che la modalità di valorizzazione più corretta sia equiparare il livello di incentivazione per l'ottenimento di contributi con quello già fissato per l'incentivazione all'efficienza degli investimenti (il 30%), il cui avvio è previsto con il ROSS integrale a partire dal 2026 per il servizio di trasmissione.
22. Un aumento della percentuale di incentivazione sarebbe giustificato, inoltre, dalla complessità e difficoltà nell'ottenere contributi a fondo perduto.
23. Come dimostra la nostra esperienza con i Programmi Operativi Nazionali e Regionali o con il bando CEF, è necessario rispettare una serie di regolamenti e procedure per la partecipazione alle gare per l'assegnazione di contributi pubblici derivanti da normative europee e nazionali, ulteriori rispetto a quelle ordinarie seguite da Terna.
24. Il rispetto di tali regole è previsto a partire dalla fase di pubblicazione degli avvisi pubblici per la concessione di contributi, allorché per predisporre i diversi progetti da candidare a contributo, viene richiesto, ad esempio, di illustrare e monetizzare le varie tipologie di benefici ascrivibili all'intervento (elettrici, ambientali, paesaggistici e quelli derivanti dalle ricadute economiche e sociali dell'intervento), per continuare con la fase di rendicontazione dei costi sostenuti e, infine, con le fasi successive all'erogazione del contributo, corrispondenti ai vari livelli di controllo eseguiti dalle autorità preposte, volte a verificare la regolarità delle procedure seguite.
25. Segnaliamo inoltre che per la specificità delle attività richieste è necessario ricorrere a consulenze esterne per ricevere l'indispensabile supporto tecnico sia per l'attività di *scouting*, sia durante le diverse fasi della procedura. In sintesi, viene richiesto all'azienda un grande *effort* non solo nelle fasi iniziali con il coinvolgimento di molte funzioni aziendali (legale, regolatorio, relazioni esterne, fiscale, amministrazione finanza e controllo, pianificazione rete, autorizzazioni, acquisti e appalti) propedeutiche all'invio della candidatura, ma anche in quelle successive all'ottenimento del contributo.
26. Inoltre, per alcuni strumenti di contribuzione, soprattutto in ambito europeo, data l'ampia partecipazione ai bandi di gara, non sempre gli sforzi dedicati determinano un accesso ai fondi, come successo, ad esempio, per la prima candidatura del progetto Italia-Tunisia al bando



CEF. Quindi, anche se il quantitativo di contributi pubblici messo a disposizione per investimenti nelle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica è aumentato in questi anni, il loro ottenimento è molto difficile e tutt'altro che scontato.

27. In considerazione di quanto detto e in attesa dell'avvio dell'incentivazione all'efficienza delle spese di investimento con il ROSS integrale, riteniamo che le percentuali proposte andrebbero adeguate prevedendo una soglia minima del 10% (rispetto al 5% del documento di consultazione) e una soglia massima di almeno il 20% (rispetto al 13% del documento di consultazione).
28. Inoltre, sempre in relazione agli impatti positivi sulle tariffe di rete, siamo favorevoli all'orientamento, previsto per la distribuzione (ma non presente per la trasmissione), di incentivare il gestore della rete per l'ottenimento di contributi anche per i progetti che, seppur privi di specifica analisi costi benefici, dimostrano un'efficienza in termini di costo (rif. 8.13 DCO 423/2023). Dal nostro punto di vista, tale possibilità andrebbe estesa anche agli investimenti caratterizzati da urgenza (ad esempio come i progetti per l'incremento della resilienza delle reti). Crediamo, infatti, che, il fatto stesso di avere ricevuto dei fondi fa presumere che il progetto sia di utilità per il sistema.
29. Da ultimo, evidenziamo l'importanza di continuare a far accedere i progetti oggetto di incentivazione a meccanismi *output-based* dal momento che tali meccanismi incidono su aspetti della regolazione differenti (risparmio tariffario verso *performance* di servizio e di spesa).

### **C. Regolazione della qualità e del servizio della distribuzione**

30. Con riferimento alla regolazione delle interruzioni prolungate e relativi standard, condividiamo la proposta dell'Autorità di evitare i rimborsi nel caso in cui si riferisca a un'interruzione dovuta a disalimentazione programmata comunicata da Terna o per azioni funzionali a garantire la sicurezza del sistema elettrico e comunicate da Terna con preavviso (DPR).
31. Per quanto riguarda la contribuzione al fondo FEERAPS che finanzia i rimborsi di origine socializzata, l'Autorità è orientata a limitare la contribuzione ai soli utenti, in quanto gli operatori di rete sono attualmente soggetti a un doppio versamento a fronte del medesimo episodio interruttivo (un pagamento al cliente e un contributo al fondo FEERAPS).
32. In merito alla suddetta proposta siamo favorevoli a limitare la contribuzione al fondo ai soli utenti pur mantenendo la possibilità per Terna di rivalsa sul fondo per il rimborso degli oneri erogati agli utenti MT e BT nei casi previsti dal punto 17.3 dell'allegato A alla delibera 567/19/R/eel.
33. Con riferimento alla comunicazione delle informazioni per la regolazione individuale e delle interruzioni prolungate le attuali regole prevedono che ogni impresa distributrice comunichi all'Autorità:
- entro il 31 maggio di ogni anno le informazioni relative ad ogni utente MT;

- entro il 31 marzo di ogni anno le informazioni relative ai risultati sintetici della regolazione individuale e della regolazione delle interruzioni prolungate nell'anno precedente (ad es. indennizzi/rimborsi e numero di utenti interessati).

34. In relazione agli obblighi di comunicazione dei dati di qualità del servizio di trasmissione proponiamo di posticipare al 31 maggio dall'attuale 30 aprile la scadenza per l'invio dei dati relativi alle disalimentazioni e di posticipare dal 28 febbraio al 31 maggio l'invio dei dati relativi al servizio di mitigazione, in modo da far confluire in un unico invio all'Autorità i dati relativi alle interruzioni e quelli della mitigazione senza comprometterne il controllo e la verifica da parte dell'Autorità (di norma effettuata attraverso la verifica ispettiva nell'ultimo trimestre dell'anno). Come evidenziato anche in passato un posticipo della scadenza per l'invio dei dati di qualità del servizio di trasmissione consentirebbe di avere a disposizione un tempo maggiore, a partire dalla ricezione di tutti i dati, per la gestione della complessità legata all'elaborazione degli stessi e ai relativi controlli di conformità ed evitare lo stesso termine (30 aprile) previsto per la fruizione obbligatoria delle ferie residue dell'anno precedente prevista dal CCNL elettrico.

35. Inoltre, riteniamo opportuno definire una scadenza per l'invio della richiesta dei rimborsi della mitigazione da parte dei distributori a Terna (es. una settimana prima della scadenza dell'invio dei dati da Terna all'Autorità) in modo da consentire a Terna l'elaborazione delle informazioni ai fini del rispetto della scadenza per l'invio dei dati.

36. Nel caso di disalimentazioni attribuite da Terna a cause di forza maggiore e a cause esterne, gli oneri sostenuti da Terna per i rimborsi erogati agli utenti MT e BT per interruzioni prolungate vengono finanziati dal FEERAPS secondo quanto previsto in delibera e ulteriormente specificato nella tabella A.2 dell'*Appendice alla Relazione tecnica alle deliberazioni 566/2019/R/eel e 567/2019/R/eel*. Al fine di evitare una duplice richiesta di rimborso (distributori verso Terna e Terna verso il Fondo) è opportuno che sia specificato in delibera che, in tali casi, sia l'impresa distributrice disalimentata a richiedere il reintegro al Fondo, in linea con quanto già previsto nelle istruzioni tecniche per la corretta registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Ciò anche a motivo del fatto che i dati necessari per la richiesta di accesso al Fondo sono in possesso del Distributore che ha subito la disalimentazione. In tal senso, nello schema di TIQD 2024-2027 potrebbero essere adeguati gli articoli 48.2 - 48.3 (sul meccanismo di rivalsa) e l'art. 49.4 (elenco delle casistiche per le quali il FEERAPS provvede a finanziare alle imprese distributrici gli oneri relativi ai rimborsi), unitamente ad un conforme adeguamento della tabella A.2 dell'*Appendice alla Relazione tecnica alle deliberazioni 566/2019/R/eel e 567/2019/R/eel*.

In generale, è opportuno esplicitare anche in delibera la scadenza del 30 giugno dell'anno successivo a quello di riferimento come termine di rivalsa verso Terna, in linea con quanto già previsto al capitolo 11.13.1 del Codice di Rete di Trasmissione e in conformità a quanto già previsto nella regolazione individuale degli utenti MT.

37. In merito al servizio di mitigazione viene effettuata da Terna e dall'impresa distributrice, per ciascuna disalimentazione lunga, la registrazione degli ordini di inibizione, di attuazione con

precedente inibizione, di limitazione del servizio di mitigazione e la registrazione di ordini di manovra di apertura e chiusura di linee, attraverso apposito registro elettronico.

38. Le tempistiche di compilazione dei due registri non sono dettagliate nell'allegato A.66 al codice di rete; pertanto, proponiamo di definire delle scadenze allineate a quelle delle registrazioni delle disalimentazioni descritte nell'allegato A.54.
39. Relativamente all'aggiornamento della quantificazione dei parametri C-durata e C-numero, l'Autorità intende fare riferimento a una valorizzazione dell'energia non fornita (*VOLL*) pari a 27,6 euro/kWh tenendo conto dello studio sulla variabile *VOLL* condotto da Terna nel 2021 su richiesta dell'Autorità, disposta dal punto 2 della deliberazione 1° dicembre 2020, 507/2020/R/EEL, e reso disponibile dall'Autorità contestualmente alla deliberazione 7 settembre 2021, 370/2021/R/EEL.
40. In merito al punto precedente, facciamo presente che il valore di 27,6 euro/kWh è desumibile dallo studio sopra richiamato facendo riferimento alle sole interruzioni senza preavviso della durata di 60 minuti.
41. In merito però riteniamo opportuno segnalare che, se da un lato risulta corretto far riferimento alle sole interruzioni senza preavviso, dall'altro, invece, si dovrebbero considerare per il calcolo del *Value Of Lost Load* per fini Qualità del Servizio anche le interruzioni pari a 2 minuti. L'orizzonte di 60 minuti infatti risulta coerente con analisi in ambito adeguatezza, per le quali (come evidenziato anche dall'Autorità nella parte motiva della delibera n. 370/2021) invece *l'ipotesi di interruzione di 2 minuti è scarsamente rappresentativa* per le modalità di implementazione del PESSE (Piano Emergenza Sicurezza Sistema Elettrico) nel recente passato.
42. Sulla base dello studio sopra richiamato, proponiamo di includere nelle modalità di definizione del *Value Of Lost Load* per la Qualità del Servizio i valori delle interruzioni pari a due minuti per i settori residenziale e terziario, escludendo invece i valori relativi al settore industria che si configurano come un *outlier* rispetto agli altri due settori (come evidenziato anche nello studio Terna e da ARERA nella definizione del *VOLL<sub>rs</sub>*).
43. Riteniamo corretto attribuire alle interruzioni pari a 2 minuti un peso pari al 30% nel calcolo del *VOLL*. Tale peso è giustificato dal numero di interruzioni brevi (inferiori a 3 minuti) riscontrate nell'orizzonte 2019-2022. A nostro parere, per il calcolo del *VOLL* è corretto fare riferimento al numero rispetto alla durata delle interruzioni in quanto i valori riportati nello studio sono già normalizzati rispetto alla potenza interrotta nel caso di interruzioni brevi (cfr. nota a piè di pagina n. 9 inserita a pag. 16 dello studio Terna – [link](#)).
44. Inoltre, trattandosi di uno studio elaborato nel 2021, riteniamo opportuno che i valori vadano corretti per tener conto dell'inflazione nel frattempo intercorsa. Qualora si voglia prendere a riferimento per la fissazione del valore dell'energia disalimentata del meccanismo di incentivazione per il prossimo periodo regolatorio (2024-2027) andrebbe rivalutato con una stima dell'inflazione almeno fino al 31 dicembre del 2025.
45. Tenendo in considerazione i suddetti aspetti (peso delle interruzioni pari a due minuti e dell'inflazione) riteniamo corretto un valore di *VOLL* nel range di 33 – 37 €/kWh.

con outliers (industria anche 2 min)				senza outliers (industria solo 60 min)			
VOLL	con/senza preavviso	con preavviso	senza preavviso	VOLL	con/senza preavviso	con preavviso	senza preavviso
2min&60min	83,6	56,7	105,3	2min&60min	28,4	14,6	36,9
60min	21,1	14,6	27,6	60min	21,1	14,6	27,6
2min	153,3	92,2	183,0	2min	42,8	8,1	46,2
2min (70%) & 60min (30%)	60,8	37,9	74,3	2min (70%) & 60min (30%)	27,6	12,6	33,2