

VERSIONE PUBBLICA

Osservazioni Terna al documento per la consultazione

474/2023/R/eel

ORIENTAMENTI PER LA REGOLAZIONE INFRASTRUTTURALE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL SESTO PERIODO DI REGOLAZIONE 2024-2027



Premessa

Il presente documento riporta le osservazioni di Terna con riferimento agli orientamenti presentati dall'Autorità in merito alla regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione di energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027.

Per maggiore chiarezza espositiva, il documento è strutturato in una prima parte in cui sono riportate le principali osservazioni e proposte di Terna distinte per le diverse aree tematiche e in una seconda parte in cui sono descritte con maggiore dettaglio le motivazioni e le argomentazioni a supporto delle suddette proposte.

(omissis)

Parte 1 – Sintesi principali osservazioni Terna

Regolazione tariffaria

- Terna condivide gli orientamenti dell'Autorità volti ad una sostanziale conferma dei criteri di determinazione dei ricavi tariffari di Terna già definiti in ambito ROSS, con alcuni affinamenti su specifici aspetti della regolazione del servizio di trasmissione.
- In particolare, condividiamo l'introduzione di un cespite ad hoc per il riconoscimento delle spese preliminari di progetto. Il riconoscimento delle spese preliminari dei progetti Hypergrid dovrà avvenire secondo logica di commessa ovvero prevedendo l'entrata in esercizio delle spese sostenute nell'anno, indipendentemente dal completamento della fase preliminare a cui tali spese sono associate senza la formazione di lavori in corso. Viceversa, sarebbe in parte vanificato l'obiettivo di un pieno riconoscimento delle spese preliminari con la formazione di un lavoro in corso associato anche a tali spese.
- In tema di trattamento dei lavori in corso, riteniamo necessario chiarire le modalità con cui sarà riconosciuto in tariffa il maggior valore di RAB derivante dalla rivalutazione dei lavori in corso remunerati, stabilita con Delibera 497/23, al momento della loro entrata in esercizio. Una possibile soluzione potrebbe essere quella di riconoscere tale valore secondo la vita utile media ponderata degli investimenti entrati in esercizio nell'anno, calcolata utilizzando come pesi l'incremento patrimoniale afferente a ciascuna categoria di cespiti sul totale degli incrementi patrimoniali dell'anno.
- Con specifico riferimento al tasso di remunerazione, si ribadisce l'esigenza di superare le attuali asimmetrie nella valorizzazione del parametro beta asset della trasmissione elettrica rispetto a quello degli altri servizi regolati elettrico/gas, che rischiano peraltro di portare ad effetti distorsivi sulle scelte di investimento incentivando interventi anche in assenza di reali esigenze di sviluppo della rete.

Regolazione output-based

Incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici

- Terna è favorevole alla conferma del meccanismo di incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici per il prossimo periodo di regolazione ma ritiene opportuno che il livello di incentivazione sia potenziato, pur nei limiti del beneficio tariffario conseguito con il contributo, per aumentare interesse di imprese e azionisti nell'ottenimento di contributi. Tale beneficio dovrebbe essere equiparato ad una efficienza di costo di investimento premiata dalla regolazione *output-based* vigente con una quota percentuale dell'efficienza conseguita (quota, ad esempio, del 20% prevista per il progetto Tunita o per i progetti I e O-NPR1 e del 30% con l'avvio del ROSS integrale).
- In questo periodo transitorio, in ottica di gradualità e in attesa dell'avvio dell'incentivazione all'efficienza anche sulle spese di investimento, riteniamo che le percentuali proposte andrebbero adeguate prevedendo una soglia minima del 10% in funzione dell'indice di utilità, calcolato sulla base degli scenari di sviluppo (IUS totale), compreso tra 1 e 2, una soglia intermedia del 15% per IUS totale compreso tra 2 e 3 e una soglia massima del 20% per IUS totale maggiore di 3.
- Per quanto riguarda le modalità di erogazione della premialità, condividiamo pienamente la proposta di riconoscimento dell'incentivo in tre rate fisse annuali tramite apposito fondo gestito dalla CSEA e prevedendo la prima rata già nell'anno di incasso del contributo in ottica di una maggiore semplificazione e stabilità.
- Inoltre, Terna propone che anche quei progetti, non inclusi nel piano di sviluppo e su cui non è stato calcolato alcun indice di utilità, che sono tuttavia caratterizzati da soluzioni ad elevata efficienza o particolare urgenza di realizzazione (ad esempio i progetti di digitalizzazione della rete o i progetti per incremento della resilienza della RTN che hanno già ottenuto i finanziamenti PNRR) possano accedere alla soglia di incentivo massima che sarà prevista dall'Autorità.

Regolazione incentivante la realizzazione efficiente di nuova capacità di trasporto

- Terna condivide pienamente la proposta di prevedere un incentivo alla realizzazione di nuova capacità di trasporto ma non riteniamo opportuno prorogare, anche per il solo 2024, le metriche vigenti per meglio riflettere le attuali evidenze dei mercati elettrici spot e le evidenze prospettiche. Pertanto, si propone di prevederne un aggiornamento, almeno con riferimento alle sezioni interne, utilizzando, in particolare:
 - a) le rendite di congestione di anni come il 2022 e il 2023, per tenere conto dei valori più recenti di predette rendite;
 - b) le capacità incrementali e il valore del beneficio B1 delle diverse sezioni come desumibili dai valori contenuti nella terza edizione del rapporto capacità obiettivo pubblicato da Terna nel 2023.
- Riteniamo non corretto fare riferimento al beneficio B1 riportato nelle analisi costi benefici degli interventi del piano di sviluppo. Analisi costi benefici che in molti casi sono calcolate su scenari ormai obsoleti che non rappresentano i maggiori benefici delle opere derivanti dagli scenari aggiornati in termini di penetrazione e distribuzione delle fonti rinnovabili e dei futuri prezzi di commodities ed energia elettrica.

- In ottica di maggiore coerenza con i valori di capacità incrementale previsti al 2030, Terna propone inoltre, sempre a partire dal 2024:
 - a) un peso del beneficio B1 desunto dal rapporto pubblicato nel 2023 pari almeno al 50% diminuendo proporzionalmente il peso delle rendite storiche;
 - b) per le nuove sezioni in assenza di rendite di congestione storiche riteniamo condivisibile fare riferimento ad una quota annua di beneficio B1 sempre del medesimo rapporto.
- Se le metriche dell'incentivo non fossero aggiornate già dal 2024 utilizzando i suddetti riferimenti si verrebbe a creare una situazione di incentivo a ritardare interventi ad alto beneficio per il sistema quali, ad esempio, la rimozione delle limitazioni tra le sezioni CSud-CNord in quanto nel 2024 non riceverebbero alcun premio *output-based* considerate le capacità obiettivo approvate.
- Inoltre, trattandosi di un meccanismo ormai consolidato e non più sperimentale e in ottica di incentivare Terna a realizzare tempestivamente il valore massimo di capacità di trasporto, proponiamo di superare, per il nuovo periodo regolatorio 2024-27, il *cap* alla premialità pluriennale.
- Riguardo alla diminuzione del premio in caso di ritardo nella realizzazione dell'intervento rispetto all'anno di entrata in esercizio riportata in PdS non condividiamo la proposta essendo Terna già incentivata (ovvero penalizzata) attraverso l'applicazione di un tasso di remunerazione dei lavori in corso significativamente inferiore rispetto al WACC applicato agli investimenti entrati in esercizio.
- Con riferimento alla regolazione incentivante l'efficienza dei costi di investimento per gli interventi di incremento della capacità riteniamo che:
 - a) debba essere prorogato il meccanismo attualmente vigente almeno fino all'avvio del ROSS integrale previsto nel 2026 per il servizio di trasmissione;
 - b) possano essere utilizzati i valori aggiornati dei costi unitari di riferimento espressi in €/MW e distinti per sezione/sottosezione così come desumibili dalla terza edizione del rapporto capacità obiettivo 2023;
 - c) al fine di mantenere uno stimolo all'incremento di capacità anche attraverso interventi di natura *capital light* debba essere valutata l'opportunità di introdurre una premialità anche per il secondo incremento di capacità sulla stessa sezione, di valore inferiore rispetto al primo incremento fissato pari a 10 milioni di € nel meccanismo vigente.

Disponibilità e indisponibilità asset di rete e dei collegamenti HVDC

- La proposta di introdurre un incentivo, solo penalizzante, mirato a ridurre le indisponibilità dei collegamenti HVDC non è condivisibile; la regolazione premi penali ha sempre dimostrato – vieppiù nell'esperienza dell'Autorità di regolazione per l'energia - una efficacia molto superiore ad una regolazione basata solo penali che presuppone peraltro l'identificazione ex-ante di tutte le fattispecie operative e tecniche che possono giustificare una deroga dall'applicazione della penale per il gestore.
- Peraltro, si evidenzia come la previsione di eventuali penalità legate alla indisponibilità di asset sarebbe necessariamente oggetto di ribaltamento contrattuale verso i fornitori con un conseguente aumento dei costi di fornitura che si tradurrebbe in un incremento del costo finale

del servizio di trasmissione riconosciuto in tariffa. Viceversa, laddove non fosse possibile riflettere integralmente tali penalità nei contratti di fornitura, ciò determinerebbe un cambiamento nel profilo di rischio del servizio di trasmissione che dovrebbe essere riflesso in un aumento considerevole del beta asset riconosciuto nella formula del WACC.

- In generale, il tema delle disponibilità degli asset HVDC riteniamo debba essere trattato nel contesto più generale della disponibilità degli asset di rete della rete di trasmissione nazionale oggetto di monitoraggio da parte dell'Autorità da un periodo decennale e introducendo anche elementi di premialità (o di mitigazione delle penalità) in casi di mantenimento della disponibilità complessiva della rete su livelli particolarmente elevati, in particolare per gli elementi di rete che garantiscono la capacità di trasporto tra le zone di mercato.
- Terna propone quindi di trattare l'eventuale introduzione di meccanismi incentivanti la disponibilità degli asset di rete contestualmente al nuovo meccanismo incentivante di cui ai punti 19.10-11-12 del documento di consultazione in modo da poter essere adeguatamente valutato, preparato e discusso e prevedendone quindi l'avvio con la regolazione Ross integrale a partire dal 2026.

Incentivazione alla qualità del servizio

- Terna condivide l'opportunità di valutare l'introduzione di un nuovo meccanismo di incentivazione basato sull'ottimizzazione delle spese di rinnovo e manutenzione e la proposta di prorogare l'attuale schema di regolazione della qualità del servizio per il biennio 2024-25 al fine di disporre di un tempo adeguato a definire le metriche di funzionamento di tale eventuale meccanismo di incentivazione.
- In merito a tale periodo di proroga condividiamo la definizione dei nuovi livelli obiettivo ENSR a partire da quelli in vigore per il 2023 (pari a 763 MWh) senza però prevedere ulteriori target di efficientamento.
- Riteniamo inoltre opportuno aumentare la valorizzazione dell'ENSR fino a 37.000 €/MWh (rispetto ai 27.000 €/MWh) considerando nel calcolo dello stesso anche i valori relativi alle interruzioni di 2 minuti nei settori residenziale e terziario desunti dallo studio Terna in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano del 2021 e tenendo adeguatamente conto dell'inflazione nel periodo dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2025.
- Si segnala infine l'esigenza di prevedere già dal prossimo anno alcuni affinamenti allo schema regolatorio vigente finalizzati a sterilizzare l'impatto sull'indicatore ENSR di situazioni di assetti di rete provvisori per la connessione di utenti o di impianti di generazione da fonte rinnovabile. In particolare, si ritiene opportuno introdurre degli affinamenti utili a meglio riflettere nell'indicatore ENSR le responsabilità dei vari attori (Terna o soggetti Terzi) in caso di eventuali eventi interruttivi che:
 - si dovessero verificare in condizioni di antenna per indisponibilità di elementi di rete richieste/causate da Terzi, con origine di responsabilità Terna;
 - si dovessero verificare in condizioni di antenna per indisponibilità di elementi di rete richieste/causate da Terna, con origine di responsabilità di Terzi.
- Con riferimento ai costi della qualità si accoglie con favore la proposta di riduzione degli oneri di mitigazione prevista in consultazione, intesa come un primo passo per una sua definitiva abolizione con l'avvio del ROSS integrale, così come la previsione di superare l'attuale regolazione individuale per i clienti finali AAT/AT che non ha sortito in questi anni gli effetti desiderati. Si precisa tuttavia che Terna ritiene opportuno superare il meccanismo di

riconoscimento degli oneri di mitigazione. Sebbene questo meccanismo, in una fase iniziale della regolazione della Qualità del Servizio, sia servito a promuovere azioni e processi di coordinamento tra Terna e i distributori, allo stato attuale (in cui questi processi sono ormai in essere e consolidati da anni) comporta un costo per Terna non collegato ad un disservizio per il Cliente Finale e a costi sostenuti dal distributore, con potenziali impatti distorsivi sulla definizione delle priorità degli investimenti su rete AT (richiusura di antenne già controalimentate dalla rete del distributore).

Possibili nuovi meccanismi di incentivazione *output - based*

- Con riferimento ad altri possibili meccanismi *output - based* da introdurre per il prossimo periodo di regolazione Terna propone di:
 - a) prevedere la definizione di un meccanismo che incentivi il gestore della rete di trasmissione alla realizzazione di interventi che consentano di incrementare la resilienza delle reti in considerazione dell'evidente aumento degli eventi meteorologici eccezionali derivanti dal cambiamento climatico, come di fatto già previsto per la distribuzione elettrica;
 - b) introdurre azioni riguardanti l'interazione con soggetti istituzionali e stakeholder ai fini di una accelerazione dei tempi concertativi e autorizzativi, come prospettato dall'Autorità. In merito si potrebbe valutare l'introduzione di un meccanismo di incentivazione da legare al raggiungimento di specifici standard di qualità del processo di coinvolgimento dei soggetti interessati da definirsi a priori e in cui ricomprendere eventualmente anche il rispetto di specifici obblighi di interazione almeno con i principali soggetti istituzionali nell'anno che precede la presentazione del Piano di sviluppo (come prospettato al punto 24.10 del documento);
 - c) valutare l'introduzione di un incentivo per agevolare la voltura a Terna degli atti autorizzativi e del decreto di esenzione per quelle iniziative merchant line non ancora realizzate – la cui implementazione si prolunga da anni con impatti sulla programmazione del sistema elettrico - che Terna potrebbe portare a termine ai sensi della legge 99/09;
 - d) valutare l'introduzione di meccanismi incentivanti, anche in logica sperimentale, volti alla risoluzione delle criticità legate alle porzioni di rete topologicamente più deboli quali ad esempio gli utenti connessi in antenna, proposta che era contenuta nel documento di consultazione 337/2019 e che può essere nuovamente analizzata e discussa nel prossimo biennio nel contesto del nuovo meccanismo incentivante di cui ai punti 19.10-12 del presente documento di consultazione;
 - e) introdurre 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 e sono quindi meritevoli di una premialità più elevata di quella proposta in consultazione 423/2023. In particolare, riteniamo corretto stabilire la seguente premialità una tantum decrescente negli anni calcolata sul costo storico rivalutata con riferimento a tutti gli asset di alta tensione: 6% per il 2024, 4% per il biennio 2025-26 e 2% per il 2027.

Parte 2 – Osservazioni di dettaglio Terna

Ricavi tariffari e corrispettivi di trasmissione e dispacciamento

Riconoscimento spese preliminari di progetti (Spunto S.3)

1. Terna condivide pienamente la proposta di introduzione di un cespite (con vita utile regolatoria di 5 anni) destinato al riconoscimento delle spese preliminari necessarie alla definizione del progetto e all'ottenimento dell'autorizzazione per quelle opere la cui realizzazione è funzione dell'effettivo sviluppo e localizzazione degli impianti da fonte rinnovabile previsti dagli scenari energetici nazionali. Tale soluzione consentirebbe di disporre di un portafoglio di opere già progettate e autorizzate che possano essere realizzate in coerenza con l'effettiva evoluzione degli scenari.
2. Ai fini del loro riconoscimento nel capitale investito riconosciuto riteniamo che tali spese debbano essere considerate alla stregua di un incremento patrimoniale con entrata in esercizio nell'anno in cui avviene lo spending, indipendentemente quindi dalla conclusione dell'attività a cui sono associate.
3. Viceversa, si perderebbe la logica sottostante la capitalizzazione delle spese sostenute nelle fasi preliminari ovvero si dovrebbe aspettare la conclusione della fase che per alcune attività potrebbe però rimanere aperta fino all'ottenimento dell'iter autorizzativo quindi fino alla fine della fase preliminare vanificando in parte il riconoscimento accelerato e pieno dei costi sostenuti.

Sharing dei ricavi derivanti dallo sfruttamento di infrastrutture esistenti per ulteriori finalità (spunto S.4)

4. Terna ritiene condivisibile l'orientamento dell'Autorità di estendere le attuali logiche di sharing al 50% dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura per finalità diverse (es. IRU su fibra ottica) anche verso altri operatori di rete regolati.
5. In merito si fa presente che eventuali minusvalenze collegate alla dismissione anticipata di asset per tali finalità (es. sostituzione di funi di guardia dotate di fibra ottica) si ritiene debbano essere portate a detrazione dei ricavi ai fini del calcolo dei margini (ricavi al netto dei costi) da assoggettare al meccanismo di sharing.
6. Relativamente alle modalità di trasferimento di tali ricavi netti ai clienti finali, Terna è favorevole a soluzioni finalizzate a superare l'attuale forma di restituzione "indiretta" in cui le marginalità conseguite sono portate a detrazione del livello di costi operativi riconosciuti, al fine di assicurare una piena coerenza tra i costi del servizio e i ricavi tariffari ammessi al riconoscimento tariffario. Al pari degli altri meccanismi di incentivazione, la restituzione di tali marginalità potrebbe avvenire attraverso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali

(CSEA) nell'ambito dei meccanismi di conguaglio legati al *tariff decoupling* tra gettito tariffario e ricavo ammesso di cui al ROSS.

Costi relativi all'attività di misura (Spunto S.5)

7. Terna condivide la proposta di confermare il riconoscimento dei costi operativi e di capitale sostenuti da Terna per le attività di misura nell'ambito dei costi riconosciuti di trasmissione, pur mantenendo le specificità di riconoscimento costi già oggi previste per l'attività di misura (ad esempio in termini di valorizzazione del tasso di remunerazione, modalità di remunerazione delle immobilizzazioni in corso, riconoscimento delle vite utili).
8. Come noto, con decorrenza dal 2017 il TIME ha esteso la responsabilità di Terna, tra le altre cose, alle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura e di gestione dei dati di misura per tutti i punti di misura di utenza su rete rilevante mantenendo tuttavia in capo all'impresa distributrice la responsabilità finale del servizio di misura nei confronti degli utenti (clienti e produttori AT/AAT).
9. Al riguardo, fermo restando la responsabilità del servizio di misura in capo alle imprese distributrici, si segnala la necessità, di modificare l'attuale processo di scambio e verifica dei dati di misura dei prelievi su rete rilevante prevedendo che i distributori diano mandato a Terna per la gestione operativa delle misure sulla propria rete. Pertanto, Terna dovrebbe inviare direttamente le misure dei prelievi al SII e, conseguentemente, poter accedere alle informazioni trasmesse e poter interfacciarsi con l'utente finale per la gestione delle segnalazioni di eventuali anomalie di misura.
10. Da ultimo, con specifico riferimento alla regolazione tariffaria dei corrispettivi di misura di cui all'art. 34 del TIME, si ritiene opportuno chiarire l'applicazione alle utenze in alta tensione dei corrispettivi MIS (RAV) (previsti a copertura dei costi delle operazioni di gestione dei dati di misura) senza distinzioni per livello di tensione facilitando così lo scambio delle informazioni anagrafiche dei punti di misura tra Terna e distributori necessario alla fatturazione dai parte di questi ultimi nei confronti degli utenti finali.

Riconoscimento costi "on top" (Spunto S.6 e S.19)

11. Si condivide la proposta di confermare anche nel nuovo periodo regolatorio l'attuale modalità riconoscimento "passante" dei costi legati alle partecipazioni ad associazioni e progetti internazionali (come, ad esempio, ENTSO-E per la trasmissione e CORESO, JAO e *Crowd Balancing Platform* per il dispacciamento) o di altre tipologie di costo (GAUDì, TIMM, *Inter-TSO compensation*) trattandosi di partite in alcun modo efficientabili da parte di Terna.

Remunerazione Titolari terzi (Spunto S.7)

12. Condividiamo l'orientamento dell'Autorità di prevedere che la remunerazione a canone fisso del residuo titolare terzo di RTN termini allo scadere dei venti anni dall'accettazione definitiva dell'asset di sua proprietà, in quanto l'orizzonte previsto nell'avviso di confronto concorrenziale (cfr. punto 14.6 del documento per la consultazione) e l'ammontare del canone annuo corrisposto (definito in esito all'aggiudicazione della procedura) hanno garantito una adeguata copertura dei costi operativi e di capitale sostenuti.

Determinazione dei corrispettivi CTR_E e CTR_P (Spunto S.20)

13. Nel confermare la struttura binomia della tariffa di trasmissione, l'Autorità propone dal 2024 l'attribuzione alla componente energia CTR_E di una quota di ricavi pari al 7%-8% (rispetto all'attuale 10%) valore calcolato sulla base del peso dei ricavi tariffari attesi per i prossimi anni relativamente alla quota parte associata alla copertura dell'extra-remunerazione del capitale e al 20% dei costi operativi riconosciuti (pari al 6,7% per l'anno tariffario 2023).

(omissis)

15. Anche considerando un incremento dei costi operativi legato a nuovi investimenti per la transizione energetica e variazioni del perimetro di attività riconosciuti tramite il fattore correttivo z-factor, il peso della componente CTR_E dovrebbe attestarsi su un valore compreso tra il 2%-5% dei ricavi riconosciuti del servizio di trasmissione.
16. Sulla scorta di tali considerazioni Terna propone, in prima istanza, l'eliminazione del CTR_E o, in subordine, l'attribuzione a tale componente di un peso al massimo pari al 5%, fermo restando la possibilità di prevedere, in prima istanza, opportuni meccanismi di conguaglio dei ricavi riconosciuti degli anni passati qualora non ancora oggetto di completo recupero tariffario
17. In linea con quanto già prospettato dall'Autorità con Delibera 654/15, auspichiamo inoltre, a partire da tariffa 2025, l'utilizzo di dati previsivi di energia in luogo dei dati di consuntivo attualmente presi a riferimento per la determinazione della componente CTR_E .

Corrispettivi di energia reattiva (spunti S.24-S.25)

18. In merito alla destinazione dei ricavi conseguenti all'applicazione dei corrispettivi ai clienti finali e alle imprese distributrici, Terna condivide l'ipotesi di destinare quanto versato da clienti finali e imprese distributrici connessi alla rete rilevante a copertura dei costi di investimento dei dispositivi di compensazione al conto oneri qualità servizi elettrici istituito presso la Cassa a riduzione delle relative esigenze di gettito.

Ulteriori tematiche su riconoscimento costi

Tasso di remunerazione

19. Anche se il tema della revisione del *beta asset* non riveste al momento carattere di urgenza, stante la previsione dell'Autorità di rimandare al prossimo anno la discussione sui criteri di aggiornamento in vista dell'avvio del secondo periodo del TIWACC (2025-27), si ritiene opportuno evidenziare già in questa sede alcune prime considerazioni sul tema.
20. Come evidenziato in risposta alle consultazioni sull'ultima revisione del WACC (in particolare il DCO 488/21) riteniamo necessario che la definizione del *beta* si fondi su criteri oggettivi e comuni a tutti i servizi regolati superando le attuali asimmetrie esistenti nei livelli di remunerazione tra i diversi servizi regolati elettrico/gas che rischiano peraltro di portare ad effetti distorsivi sulle scelte di investimento incentivando interventi in assenza di reali esigenze di sviluppo della rete.
21. Si prenda, ad esempio, a riferimento il caso di una multiutility che è concessionaria sia della distribuzione elettrica che della distribuzione gas. L'attuale diverso livello di WACC riconosciuto ai due settori non può che orientare gli investimenti delle imprese verso le reti gas in luogo ad investimenti nelle reti elettriche. In tale ottica riteniamo opportuno che l'aggiornamento dei criteri di determinazione del *beta asset* previsto il prossimo anno sia condotto con l'obiettivo di fornire un quadro il più certo possibile garantendo un pieno allineamento del parametro della trasmissione elettrica rispetto a quello degli altri servizi regolati.

Trattamento delle immobilizzazioni in corso

22. Dalla lettura dei criteri di riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni in corso definiti con Delibera 497/23 (vedi in particolare punto 12.15 dell'Allegato A alla Delibera) si desume che a partire dalla tariffa 2024 i lavori in corso remunerati saranno oggetto di rivalutazione al fine di evitare una loro sottostima nel momento di entrata in esercizio.
23. Terna condivide pienamente tale principio nella misura in cui la capitalizzazione dell'incremento di valore del cespite durante la fase di realizzazione renderebbe coerente la remunerazione dell'investimento tra la fase in cui è ancora in costruzione (in cui l'investimento è rivalutato ai fini della remunerazione LIC) e quella in cui entra in esercizio. Viceversa, si creerebbe una discontinuità nelle modalità di remunerazione tra le due fasi.
24. Riteniamo tuttavia necessario chiarire le modalità con cui sarà riconosciuto a livello tariffario il maggior valore immobilizzato derivante dalla rivalutazione dei suddetti investimenti, al momento della loro entrata in esercizio.
25. In merito, si propone di disaggregare tale valore tra le diverse categorie di cespiti facendo riferimento alla composizione della spesa per gli investimenti entrati in esercizio nello stesso anno. L'effetto di tale soluzione non è diverso da quello che si produrrebbe

riconoscendo tale maggior valore RAB secondo la vita utile media ponderata degli investimenti entrati in esercizio nell'anno, calcolata utilizzando come pesi l'incremento patrimoniale afferente a ciascuna categoria di cespiti sul totale degli incrementi patrimoniali dell'anno.

26. In ogni caso Terna propone che il maggior valore RAB da riconoscere in tariffa venga escluso dal calcolo del tasso di capitalizzazione di cui all'articolo 42 del TIROSS.

Altri ricavi riconosciuti del servizio di trasmissione e regolazione *output-based*

Incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici (spunto S8)

27. Con riferimento agli orientamenti illustrati dall'Autorità sul meccanismo di incentivazione dei contributi, in linea generale, siamo favorevoli alla conferma per il prossimo periodo di regolazione – già a partire dal 2024 - 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.
28. 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'alternativa per la finanziabilità degli interventi.
29. 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 ad oggi previsto (10%).
30. 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).
31. 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.
32. Un aumento della percentuale di incentivazione sarebbe giustificato, inoltre, dalla complessità e difficoltà nell'ottenere contributi a fondo perduto.
33. 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.

34. 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.
35. 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 *effort* non solo nelle fasi iniziali con il coinvolgimento di molte funzioni aziendali (legale, regolatorio, relazioni esterne, fiscali, amministrazione finanza e controllo, pianificazione rete, autorizzazioni, acquisti e appalti) propedeutiche all'invio della candidatura, ma anche in quelle successive all'ottenimento del contributo.
36. 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.
37. In attesa dell'avvio dell'incentivazione all'efficienza delle spese di investimento con il ROSS integrale, riteniamo che le percentuali proposte andrebbero adeguate prevedendo:
 - un valore minimo del 10% per valori di IUS compreso tra 1 e 2;
 - una soglia intermedia del 15% per valori di IUS compresi tra 2 e 3;
 - una soglia massima del 20% per valori di IUS superiori a 3.
38. Riteniamo che un valore di beneficio attualizzato triplo rispetto al costo di investimento rappresenti una soglia particolarmente elevata che deve essere associata al più alto valore di incentivazione.
39. Inoltre, riteniamo che l'indice di utilità per il sistema (IUS), da prendere in considerazione per l'attribuzione della soglia di riferimento, sia quello calcolato sulla base degli scenari di sviluppo (nel caso del PdS '23 gli scenari FF55 per il 2030 e DE per il 2040) e comprensivo di tutti i benefici (IUS totale). Si tratta, infatti, di interventi che ricevono contribuzione in quanto particolarmente utili al processo di transizione energetica per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione e sviluppo delle rinnovabili fissati dall'UE, non avrebbe senso rapportare il valore di un incentivo all'utilità di un intervento valutato su scenari contrastanti

che non raggiungono i target europei che rappresentano proprio l'obiettivo ultimo della contribuzione.

40. Inoltre, sempre in relazione agli impatti positivi sulle tariffe di rete, riteniamo che, alla stregua dell'orientamento previsto per la distribuzione (rif. 8.13 del documento di consultazione n. 423/2023), debbano accedere al meccanismo incentivante anche i progetti della trasmissione che, seppur privi di specifica analisi costi benefici, dimostrino un'efficienza in termini di costo (ad esempio i progetti di digitalizzazione o gli antirotazionali) o siano particolarmente urgenti per aumentare la resilienza della RTN ad eventi meteo estremi.
41. Per quanto concerne l'orientamento dell'Autorità volto ad una semplificazione delle modalità di erogazione della premialità, condividiamo pienamente il riconoscimento dell'incentivo tramite apposito fondo gestito dalla CSEA superando così l'attuale meccanismo basato sul mancato degrado dell'ammortamento. Inoltre, tra le due opzioni proposte (punto 16.11 del documento) riteniamo più opportuno che il riconoscimento avvenga in un intervallo temporale fisso (es. 3 rate annuali) nell'ottica di una maggiore semplificazione e stabilità.
42. 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) e che la regolazione *output-based* costituisce una leva relevantissima nell'orientare le scelte di investimento dell'impresa, che probabilmente deve ancora manifestare appieno le sue potenzialità essendoci un inevitabile lasso temporale tra l'introduzione del meccanismo incentivante e la messa a terra delle azioni e degli interventi che consentano di sfruttare al meglio le opportunità che tale meccanismo introduce.

Regolazione incentivante la realizzazione efficiente di nuova capacità di trasporto (spunti S9-10)

43. La proposta di prevedere un incentivo alla realizzazione di capacità di trasporto addizionale e aumento dei limiti di transito tra le zone è pienamente condivisa in ragione delle esigenze di sviluppo infrastrutturale della rete nel nuovo contesto di transizione energetica e dei significativi risultati che tale incentivo ha contribuito a raggiungere in soli 4 anni con circa 2400 MW di nuova capacità di trasporto stabile e permanente resa disponibile al mercato dell'energia a beneficio dei consumatori finali.
44. Riteniamo necessario che le metriche del meccanismo incentivante del nuovo periodo regolatorio 2024-2027 riflettano al meglio le suddette esigenze infrastrutturali al fine di valorizzare correttamente la premialità associata ai singoli incrementi di capacità di trasporto.
45. In quest'ottica, evidenziamo che prorogare l'attuale meccanismo con le metriche vigenti, anche solo per il 2024, non risulterebbe coerente con questo obiettivo essendo di fatto nulle

le capacità incrementali delle sezioni interne, ad eccezione delle sezioni Sud-CSud e Sicilia-Calabria, peraltro con capacità incrementale molto limitata. In aggiunta, la premialità sarebbe collegata per l'80% a congestioni molto risalenti nel tempo (2016-2017) realizzatesi in un contesto di mercato molto differente e per un 20% al valore del beneficio B1 di analisi costi benefici calcolate su vecchi scenari energetici.

46. Per ovviare a tale non corretta valorizzazione dei prossimi incrementi di capacità, Terna propone di utilizzare riferimenti di mercato più aggiornati (ad esempio le rendite del 2022 e 2023) e aggiornare i valori di capacità incrementale/obiettivo utilizzando la terza edizione del rapporto Terna di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo pubblicato contestualmente al Piano di Sviluppo 2023 di cui costituisce il presupposto per la pianificazione degli interventi.
47. Tale terza edizione risponde pienamente alle esigenze di robustezza e solidità dei risultati essendo costruita su scenari di sviluppo aggiornati (anche con riferimento alla prevista distribuzione geografica degli impianti rinnovabili) e tenendo in considerazione gli elementi metodologici rinvenienti dalla due consultazioni (su metodologie e risultati) effettuate nel 2022.
48. Si evidenzia che la terza edizione in termini di capacità rinnovabile aggiuntiva necessaria al raggiungimento dei target di decarbonizzazione previsti risulta già allineata e coerente con la bozza di PNIEC trasmessa alla Commissione Europea.
49. Riteniamo quindi quanto mai opportuno utilizzare la suddetta edizione per aggiornare le metriche del meccanismo incentivante a partire dal 2024 con l'approvazione delle capacità incrementali almeno delle sezioni interne che potrebbe avvenire anche nel primo semestre del 2024. Se ciò non avvenisse, prorogando le attuali capacità incrementali, l'intervento infrastrutturale previsto per il 2024 di incremento di capacità tramite la rimozione delle limitazioni delle sezioni Csud-Cnord che, considerate le elevate congestioni registrate in questi ultimi anni, comporterebbe un notevole beneficio per il consumatore finale non riceverebbe addirittura alcun premio *output-based* ed efficienza, essendo esaurita la capacità incrementale su quella sezione. In altri termini, Terna avrebbe addirittura l'incentivo a posticipare l'intervento al 2025 in modo da essere premiata con le metriche aggiornate, ritardando di fatto il beneficio conseguibile con l'incremento di capacità. Riteniamo, pertanto, che situazioni di questo tipo debbano essere evitate in modo da rilasciare tempestivamente l'incremento di capacità a beneficio del sistema elettrico.
50. La terza edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo 2023 potrebbe essere utilizzata per la determinazione delle capacità incrementali almeno delle sezioni interne sospendendo eventualmente quelle relative alle sezioni/confini con l'estero che sono le uniche che potrebbero essere impattate dagli scenari europei che terranno conto degli aggiornamenti in corso dei PNIEC delle diverse nazioni europee.
51. In ogni caso riteniamo non condivisibile la proposta di una ulteriore consultazione sulla metodologia di una potenziale quarta edizione del rapporto prospettata nel 2024

dall'Autorità, si evidenzia a riguardo che negli ultimi tre anni la metodologia è stata verificata da esperti indipendenti e consultata già due volte (con limitata partecipazione essendo un tema molto specifico) e le osservazioni/migliorie proposte, per lo meno quelle implementabili nel breve periodo, sono state già implementate nella terza edizione del rapporto. Non crediamo di essere presuntuosi nell'affermare che la metodologia definita da Terna sia, in termini di robustezza di analisi e di risultati, al livello più avanzato in Europa.

52. Terna quindi propone che nel 2024 siano pubblicati eventualmente solo i risultati delle capacità obiettivo una volta disponibili gli scenari europei aggiornati di riferimento, peraltro con un'analisi più focalizzata al 2040, dovendo considerare il 2030 un orizzonte ormai di breve-medio periodo in cui lo scenario di riferimento non può che essere il rispetto dei target stabiliti e conseguenza delle politiche energetiche già determinate a livello nazionale ed europeo.
53. Riteniamo inoltre più corretto e coerente con le suddette capacità incrementalì (specie in considerazione degli elevati valori di quest'ultime) considerare direttamente il beneficio B1 che ha determinato tali capacità piuttosto che utilizzare, come nel vigente meccanismo, il beneficio B1 delle analisi costi benefici di precedenti PdS.
54. In altri termini, in considerazione della significativa esigenza di sviluppo di capacità di trasporto al 2030 e 2040 confermata dai valori di capacità incrementale presenti nel rapporto capacità obiettivo 2023 risulta quanto mai importante assicurare coerenza tra i nuovi incrementi e i benefici ad essi collegati.
55. In caso di conferma di meccanismo basato anche sulle rendite storiche, sempre in ottica di maggiore coerenza nei valori delle metriche utilizzate, dovrebbe essere valutata l'opportunità di incrementare il peso del 20% del beneficio B1 fino almeno al 50% diminuendo proporzionalmente il peso delle rendite storiche che, sebbene siano elementi fattuali potrebbero in alcune sezioni non essere allineate con le congestioni previste al 2030 determinando una potenziale distorsione nel calcolo del premio.
56. Infine, riteniamo condivisibile fare riferimento al 100%, in quota potenza, del valore annuo di beneficio B1 per le nuove sezioni in assenza di rendite di congestione storiche.
57. Inoltre, non trattandosi più di un meccanismo sperimentale e in ottica di incentivare Terna a realizzare tempestivamente il valore massimo di capacità di trasporto possibile, non riteniamo opportuno introdurre in questo nuovo periodo regolatorio 2024-27 un *cap* alla premialità, in considerazione anche del fatto che, una volta definiti tutti i parametri del meccanismo, l'Autorità è in grado di calcolare puntualmente il premio massimo complessivo del meccanismo stante gli interventi di capacità di trasporto e le tempistiche di entrata in esercizio degli stessi contenute nel piano di sviluppo di Terna.
58. Non condividiamo la proposta di diminuire il premio in caso di ritardo rispetto a quanto pianificato nella realizzazione degli interventi. Terna è già incentivata (ovvero penalizzata) attraverso l'applicazione di un tasso di remunerazione dei lavori in corso significativamente inferiore rispetto al WACC applicato agli investimenti entrati in esercizio. Terna ha più volte

segnalato l'opportunità di un superamento di tale meccanismo anche attraverso approcci incentivanti differenti tipo *output-based* quale quello proposto in questa consultazione. L'Autorità ha sostanzialmente confermato l'incentivo a ridurre i tempi dei lavori in corso, con la delibera 497/2023 pubblicata successivamente al presente documento di consultazione, la proposta di diminuire il premio rappresenterebbe quindi una doppia e ingiustificata penalizzazione.

59. Con riferimento alla regolazione incentivante l'efficienza dei costi di investimento per gli interventi di incremento della capacità riteniamo che possa essere prorogato il meccanismo attualmente vigente almeno fino all'avvio del ROSS integrale previsto nel 2026 per il servizio di trasmissione con l'utilizzo dei costi unitari di riferimento desumibili dalla terza edizione del rapporto capacità obiettivo 2023.
60. Infine, al fine di mantenere comunque un ulteriore stimolo all'incremento di capacità attraverso interventi di natura capital light si potrebbe introdurre, anche per il secondo incremento di capacità sulla stessa sezione, una premialità con un valore inferiore rispetto a quello previsto per il primo incremento fissato pari a 10 milioni di € nel meccanismo vigente per il periodo 2019-2023.

Regolazione incentivante la continuità del servizio (spunto S11)

61. Terna accoglie con favore l'orientamento dell'Autorità di prorogare l'attuale schema di regolazione della qualità del servizio della trasmissione al fine di traghettare il passaggio, nel corso del periodo regolatorio, a un nuovo sistema di incentivazione su un perimetro che includa, come proposto da Terna in risposta alla consultazione n. 422/22, anche gli aspetti di rinnovo e mantenimento degli asset.
62. Anche in un'ottica di sperimentazione del modello ROSS-integrale, tale nuovo meccanismo potrebbe basarsi sul riconoscimento a Terna di incentivi legati all'ottimizzazione delle spese totali di rinnovo e di O&M (anche con soluzioni innovative) rispetto a una baseline fissata ex-ante secondo logiche *forward-looking*.
63. In coerenza con gli obiettivi generali di mantenimento della qualità del servizio l'erogazione dell'incentivo potrebbe essere legata al rispetto di indicatori di qualità/disponibilità degli asset di rete, fermo restando l'esigenza di individuare opportunamente i livelli obiettivo di periodo in funzione anche delle scelte fatte in merito al perimetro di applicazione del meccanismo.
64. Tali indicatori potrebbero riferirsi anche all'ENS-U, come proposto in consultazione, previa garanzia in merito alla piena osservabilità e verifica da parte di Terna dell'effettiva energia non fornita all'utenza MT/BT.
65. Tenuto conto del carattere innovativo del nuovo framework, Terna ritiene necessario prevedere una proroga della regolazione vigente per il biennio 2024-25 per disporre di un tempo adeguato a definire le metriche di funzionamento dei futuri meccanismi di

incentivazione e far coincidere l'avvio del nuovo meccanismo con l'avvio del ROSS integrale dal 2026.

66. Relativamente al periodo transitorio, condividiamo la proposta di definizione dei nuovi livelli obiettivo di ENSR a partire da quelli fissati per il 2023 (pari a 763 MWh) livelli che, a nostro avviso, non dovrebbero comunque essere accompagnati da ulteriori target di efficientamento che non sembrano peraltro trovare giustificazioni rispetto agli obiettivi di mantenimento dei risultati ad oggi raggiunti.
67. In merito si evidenzia inoltre come l'attuale target di 763 MWh risulti ad oggi già un obiettivo sfidante se consideriamo l'impatto che può avere anche un solo singolo evento interruttivo sull'indicatore (fino a 625 MWh nel caso di incidente rilevante). Peraltro, evidenziamo come i dati ENSR preliminari a ottobre 2023 si attestano su valori superiori a quelli degli ultimi anni anche a causa delle numerose ondate di maltempo e incendi che hanno caratterizzato il 2023.
68. Relativamente alla valorizzazione dell'energia non fornita valida ai fini della determinazione dei premi e penalità sull'ENSR, riprendendo le considerazioni già espresse nell'ambito della risposta alla consultazione 423/23 (cui si rimanda per dettagli), Terna ritiene opportuno prevederne un incremento rispetto al valore di 27.000 €/MWh proposto in consultazione
69. Tale valore deriva dalla stima di 27,6 €/kWh fornita per la variabile *Value Of Lost Load* (VOLL) nell'ambito di uno studio condotto da Terna nel 2021, ai sensi del punto 2 della delibera 507/2022, che faceva riferimento alle interruzioni senza preavviso limitatamente a quelle con durata di 60 minuti.
70. Ai fini del calcolo del VOLL per fini Qualità del Servizio andrebbero invece considerati anche i valori delle interruzioni pari a 2 minuti per i settori residenziale e terziario (escludendo quindi quelli relativi all'industria che si configura come *outlier*) attribuendo a tali interruzioni un peso pari al 30%.
71. I valori di VOLL risultanti sulla base di tale metodologia di calcolo (pari a circa 33.000 €/MWh) dovrebbero essere poi rivalutati per catturare le dinamiche inflattive tra il 2021 (anno di riferimento dello studio) e il 2025 (anno di proroga proposto per il meccanismo ENSR) portando quindi ad una valorizzazione finale pari a circa 37.000 €/MWh.
72. Rispetto alle ulteriori tematiche segnalate in risposta alla consultazione 423/23 riteniamo opportuno richiamare:
- la condivisione in merito alla proposta di limitazione alla contribuzione al fondo FEERAPS ai soli utenti (pur mantenendo la possibilità per Terna di rivalsa sul fondo per il rimborso degli oneri erogati agli utenti MT/BT nei casi previsti dalla Delibera 567/19);
 - la proposta in merito ad un posticipo al 31 maggio delle scadenze per l'invio dei dati relativi alle disalimentazioni (dall'attuale 30 aprile) e per l'invio dei dati relativi al

servizio di mitigazione (dall'attuale 28 febbraio) in modo da far confluire in un'unica data l'invio di tutti i dati qualità.

73. In aggiunta a quanto sopra si coglie l'occasione per segnalare l'esigenza di prevedere, eventualmente già in vista del prossimo anno alcuni affinamenti in merito al processo di attribuzione delle responsabilità nei casi in cui si verificano dei guasti in condizioni di antenna per lavori richiesti da terzi. Ad oggi, se si verifica un guasto che determina la disalimentazione di utenti strutturalmente magliati ma temporaneamente eserciti in antenna per fuori servizio di altri collegamenti, la responsabilità della disalimentazione viene attribuita al titolare dell'asset origine del guasto, indipendentemente da chi ha richiesto il lavoro, con possibile impatto sull'ENSR non solo in caso di guasti occorsi su asset Terna ma anche in caso di guasto su asset terzi (vedasi le 3CE-60R). Per tali fattispecie Terna ritiene opportuno prevedere modalità di "sharing" delle responsabilità tra chi ha richiesto i lavori e il titolare dell'asset origine del guasto, con possibilità di sterilizzazione dell'impatto sull'ENSR per la quota (parziale o totale) attribuibile ai Terzi.
74. Ulteriore tema di attenzione riguarda la corretta attribuzione delle responsabilità per eventi interruttivi in situazioni di assetti di rete provvisori per la connessione di Terzi, incluse le connessioni di impianti FER che, in questi anni, stanno registrando una forte crescita nell'ambito del processo di transizione energetica. La connessione provvisoria è infatti una soluzione che consente agli Utenti (e al Sistema Elettrico Nazionale di conseguenza) di velocizzare la loro connessione, evitando di attendere i tempi realizzativi delle opere necessarie alla soluzione di connessione definitiva. Tali soluzioni non garantiscono tuttavia i medesimi standard di qualità e continuità del servizio e un significativo incremento di queste soluzioni non può penalizzare oltremodo le performance di Terna in termini di qualità e continuità del servizio.
75. In merito, Terna ritiene opportuno prevedere che nel caso in cui si verifichi un disservizio, durante il periodo di assetto rete provvisorio, non debba esserci alcun impatto sull'ENSR per eventi di responsabilità Terna che si verifichino (i) sulla linea che alimenta l'utente e/o (ii) su eventuali porzioni di rete limitrofe (in questo caso limitatamente ai ritardi in fase di rialimentazione strettamente legati all'assetto di rete provvisorio).
76. Da ultimo, con riferimento alle logiche di identificazione delle interruzioni attribuibili, sulla scorta anche dell'esperienza degli ultimi anni, auspichiamo un aggiornamento delle Istruzioni tecniche per la registrazione e documentazione degli eventi, anche attraverso l'illustrazione di casi esemplificativi, al fine di ridurre quelle aree di interpretazione presenti ad oggi nell'impianto regolatorio, aggiornamento per il quale ci rendiamo da subito disponibili per un incontro con gli Uffici nei primi mesi del 2024.

Servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici (spunto S12)

77. Come già segnalato più volte in passato, Terna ribadisce la propria contrarietà rispetto alla regolazione dei servizi di mitigazione che sono sostanzialmente basati su attività di contro-

alimentazione già svolte dal Distributore ai fini dell'esercizio della propria rete e della continuità del servizio e come tali già oggetto di remunerazione in tariffa.

78. Ciò premesso, Terna accoglie sicuramente con favore la proposta di riduzione degli oneri di mitigazione prospettata in consultazione, intesa come un primo passo per una sua definitiva successiva abolizione con l'avvio del Ross integrale.
79. Relativamente alle traslazioni preventive di carico, visto anche il carattere programmabile delle stesse attuate al fine di escludere potenziali rischi di guasto che potrebbero compromettere la continuità del servizio per i clienti MT/BT (compatibilmente con le esigenze di esercizio della rete di distribuzione), riteniamo invece opportuno già dal 2024 prevedere la completa esenzione dal pagamento dei relativi oneri.

Standard individuali di continuità (spunto S13)

80. Terna condivide la proposta dell'Autorità di terminare, in ottica di razionalizzazione del quadro regolatorio, la previsione di regolazioni individuali per i clienti finali AAT/AT (anche con riferimento a quella sperimentale sulle microinterruzioni).

Disponibilità e indisponibilità asset di rete e dei collegamenti HVDC (spunto S.14)

81. La proposta di introdurre un meccanismo di incentivo, solo penalizzante, mirato a ridurre le indisponibilità dei collegamenti HVDC non è condivisibile, meccanismo che sarebbe peraltro motivato esclusivamente dalle performance registrate dal collegamento HVDC Italia-Grecia per cui l'istruttoria dell'Autorità si è chiusa nel 2021 senza prevedere per Terna specifiche prescrizioni e penalità.
82. Peraltro, si evidenzia come la previsione di eventuali penalità legate alla indisponibilità di asset sarebbe necessariamente oggetto di ribaltamento contrattuale verso i fornitori con un conseguente aumento dei costi di fornitura che si tradurrebbe in un incremento del costo finale del servizio di trasmissione riconosciuto in tariffa. Viceversa, laddove non fosse possibile trasferire integralmente tali rischi ai fornitori, ciò creerebbe un cambiamento nel profilo di rischio intrinseco del servizio di trasmissione che dovrebbe essere riflesso in un aumento considerevole del beta asset riconosciuto nella formula del WACC.
83. In generale, il tema delle disponibilità degli asset HVDC andrebbe trattato nel contesto più generale della disponibilità degli asset di rete della rete di trasmissione nazionale oggetto di monitoraggio da parte dell'Autorità da circa dieci anni.
84. In particolare, riteniamo sia corretto introdurre anche elementi di premialità o di mitigazione delle penalità in casi di mantenimento della disponibilità complessiva della rete su livelli particolarmente elevati, in particolare per gli elementi di rete che garantiscono la capacità di trasporto tra le zone di mercato.
85. Si evidenzia che il mantenimento di un livello elevato pari al 99% di ASAI per l'intera RTN o per le linee aeree in alta e altissima tensione necessita comunque di un costante

monitoraggio della rete e di uno stretto processo di coordinamento e ottimizzazione che deve essere in grado di contemperare le esigenze di disponibilità della rete con la necessità di mantenere un corretto stato di funzionamento delle infrastrutture, peraltro in un contesto di continua crescita degli asset gestiti e di un piano di sviluppo e di digitalizzazione della rete che determina inevitabili fuori servizio degli impianti (si pensi ad esempio alle sostituzioni delle funi di guardia o alla sostituzioni dei sistemi elettromeccanici di stazione con apparati digitali).

86. Terna propone quindi di trattare il tema dell'eventuale introduzione di meccanismi incentivanti la disponibilità di tutti gli asset di rete collegandolo in generale al nuovo meccanismo incentivante di cui ai punti 19.10-11-12 del documento di consultazione in modo da poter essere adeguatamente valutato, preparato e discusso e prevedendone quindi l'avvio con la regolazione Ross integrale a partire dal 2026.

Possibili nuovi meccanismi di incentivazione *output* - based (spunto S.16)

87. Condividiamo l'indicazione dell'Autorità di valutare l'introduzione di azioni riguardanti l'interazione con soggetti istituzionali e *stakeholder* ai fini di una accelerazione dei tempi concertativi e autorizzativi. A tal proposito si potrebbe valutare l'introduzione di un meccanismo di incentivazione da legare al raggiungimento di specifici standard di qualità del processo di coinvolgimento dei soggetti interessati da definirsi a priori dove ricomprendere eventualmente anche il rispetto di specifici obblighi di interazione almeno con i principali soggetti istituzionali nell'anno che precede la presentazione del Piano di sviluppo (come prospettato al punto 24.10. del documento).
88. Il presupposto di tale approccio è che un'attenta gestione della relazione con i portatori di interesse consenta di mitigare rischi e rappresenti quindi un importante contributo alla creazione di valore condiviso, per il sistema elettrico nel suo complesso e per gli stakeholder più direttamente interessati.
89. Sulla possibilità di introdurre ulteriori meccanismi di incentivazione, ribadiamo l'opportunità di prevedere la definizione di un meccanismo legato alla realizzazione di interventi che consentano di incrementare la resilienza della rete di trasmissione. L'introduzione di tale meccanismo – già previsto per la distribuzione – sarebbe giustificata dall'intensificarsi degli eventi meteorologici eccezionali derivanti dal cambiamento climatico (si pensi, ad esempio, alle situazioni di emergenza che si sono venute a creare sia in Sicilia che in Toscana nel corso del 2023) e dal possibile scorporo delle interruzioni per causa di forza maggiore dall'indicatore ENS-R che potrebbe essere contestuale al passaggio al nuovo quadro

regolatorio proposto da Terna per la qualità del servizio e per il rinnovo e il mantenimento degli *asset* di rete (riferimento punto 59 e seguenti).

90. Come già illustrato in risposta a precedenti documenti di consultazione (DCO n. 422/2022), le possibili alternative di incentivo potrebbero essere le seguenti:
- a. premio collegato al singolo intervento previsto nel piano resilienza (come avviene già per i distributori);
 - b. meccanismo simile all'indicatore ENSR della qualità del servizio, in cui si stabilirebbe *ex ante* (sulla base della metodologia resilienza approvata dall'Autorità) un livello obiettivo di rischio della rete per eventi meteorologici estremi (misurato ad esempio in base all'ENS attesa), che Terna si impegnerebbe a rispettare, per accedere all'incentivo, attraverso la realizzazione degli interventi previsti nel piano di Resilienza.
91. Inoltre, si propone di valutare l'introduzione di un premio *una tantum* per agevolare la voltura a Terna degli atti autorizzativi e del decreto di esenzione per quelle iniziative *merchant line* non ancora realizzate – la cui implementazione si prolunga da anni con impatti nella programmazione del Sistema elettrico - che Terna potrebbe portare a termine ai sensi della legge 99/09.
92. Infine, si propone di valutare l'introduzione di meccanismi incentivanti, anche in logica sperimentale, volti alla risoluzione delle criticità legate alle porzioni di rete topologicamente più deboli quali ad esempio gli utenti connessi in antenna, proposta che era contenuta nel documento di consultazione 337/2019 e che può essere nuovamente analizzata e discussa nel prossimo biennio nel contesto del nuovo meccanismo incentivante di cui ai punti 19.10-12 del presente documento di consultazione.
93. Da ultimo, come già evidenziato nella risposta alla consultazione 423/2023, condividiamo l'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 e sono quindi meritevoli di una premialità più elevata. In particolare, riteniamo corretto stabilire la premialità *una tantum* decrescente negli anni calcolata sul costo storico rivalutato con riferimento a tutti gli *asset* di alta tensione: 6% per il 2024, 4% per il biennio 2025-26 e 2% per il 2027.

Ulteriori aspetti

Conguagli derivanti dal *tariff decoupling* di cui ai criteri ROSS (spunto S.27)

94. Terna ritiene condivisibile la proposta di ricomprendere il conguaglio legato allo scostamento tra dati patrimoniali di consuntivo dell'anno *t* rispetto a quelli di preconsuntivo dell'anno *t-1* nell'ambito del conguaglio tramite Cassa del *tariff decoupling* di cui al ROSS, fermo restando quanto previsto dall'art. 16 della Delibera 497/23 in merito alle tempistiche di riconoscimento di tali partite di conguaglio entro 90 giorni dalla richiesta di Terna (da

effettuare congiuntamente alla proposta tariffaria di fine ottobre) ovvero entro il 31 gennaio dell'anno t+1.

95. Le medesime modalità e tempistiche dovrebbero trovare applicazione anche ai fini del riconoscimento delle partite di congruaggio legati ai costi operativi di natura incompressibile.

Obblighi informativi (spunti S.28)

96. Terna ritiene che l'introduzione di eventuali nuovi obblighi informativi dovrebbe essere attentamente valutata in funzione della finalità delle stesse concentrandosi su quelli strettamente funzionali agli aggiornamenti tariffari e ad attività di monitoraggio laddove legate a performance/obiettivi puntuali. Viceversa, si rischia di creare una sovraregolazione con un aumento dell'onerosità nella produzione, scambio e confronto negli scambi informativi. Ci riferiamo, in particolare, alle nuove informazioni richieste in materia di investimenti indicate al punto 36.10 della consultazione (es. programmazione degli investimenti e delle dismissioni, documentazione dei costi compensativi e ambientali, andamento dei costi medi di investimenti).
97. Con particolare riferimento all'eventuale invio di informazioni di natura prospettica sugli investimenti e dismissioni programmate si propone in ogni caso di prevedere scadenze successive a quella del 31 ottobre già prevista per l'invio dei dati di consuntivo e preconsuntivo degli investimenti validi ai fini dell'aggiornamento della proposta tariffaria dell'anno successivo. Una soluzione in merito potrebbe essere quella di prevedere l'invio di tali informazioni nei primi mesi dell'anno, come ad esempio il 30 aprile (scadenza oggi prevista per l'invio delle spese di investimento del Piano di Sviluppo di cui all'art. 11 della Delibera 627/2016).
98. Laddove invece dovesse essere confermata la scadenza al 31 ottobre prospettata per l'invio di dati previsionali andrebbero eliminati gli obblighi informativi che prevedono che Terna:
- a) entro il 30 aprile trasmetta la spesa di investimento con un orizzonte di cinque anni per gli interventi del Piano di Sviluppo (art. 11 della delibera 627/2016)
 - b) entro il 31 maggio 2023 e successivamente ogni due anni, trasmetta all'Autorità una rappresentazione completa del portafoglio degli investimenti (art. 2 della delibera 15/2023).
99. Relativamente alla previsione di nuovi obblighi informativi in materia di attestazione dei ricavi, si fa presente che l'invio delle informazioni richieste di cui al punto 31.11 della consultazione sarebbe ridondante trattandosi di informazioni già desumibili dai Conti Annuali Separati trasmessi annualmente all'Autorità in occasione dell'invio dei dati Unbundling e, come tale, soggetti a certificazione di revisori esterni alla Società.
100. Da ultimo, con specifico riferimento al set di informazioni richiesto per l'aggiornamento della proposta tariffaria, Terna ritiene necessario eliminare la previsione relativa ai titolari terzi RTN (di cui al punto 36.4 lettera g)) in coerenza con quanto proposto in consultazione

in merito all'eliminazione dei parametri fi conseguente al processo di unificazione RTN portato avanti da Terna negli ultimi anni.