

Osservazioni Terna documento per la consultazione

337/2019/R/EEL

CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO INFRAPERIODO DELLA REGOLAZIONE INFRASTRUTTURALE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA



Sommario

1.	EXECUTIVE SUMMARY.....	3
2.	CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI	7
3.	REGOLAZIONE OUTPUT BASED.....	14
4.	INCENTIVAZIONE ALL'EFFICIENZA DEI COSTI DI INVESTIMENTO	23
5.	PROMOZIONE DELLA COMPLETA UNIFICAZIONE DELLA RTN	25

1. Executive summary

- 1.1. Terna condivide gli orientamenti dell'Autorità circa **l'esigenza di garantire continuità e stabilità del quadro regolatorio** nell'ambito dell'aggiornamento infra-periodo. Al tempo stesso, si condivide la **necessità di prevedere interventi su specifici aspetti della regolazione**, come già peraltro previsto dal quadro regolatorio di fine 2015, nell'ambito dell'evoluzione delle logiche di riconoscimento dei costi del servizio.
- 1.2. In tale ottica, **Terna condivide l'orientamento di ripristinare forme di remunerazione dei lavori in corso (LIC)** per il servizio di trasmissione di energia elettrica. Tuttavia, si evidenzia che l'introduzione di eventuali meccanismi di incentivazione per ridurre i tempi di entrata in esercizio degli investimenti dovrà superare, a nostro avviso, quelle asimmetrie che comportano attualmente livelli di remunerazione complessivamente inferiori a quelli di altri settori regolati quali la distribuzione elettrica ed il trasporto gas.
- 1.3. In tema di determinazione dei costi operativi riconosciuti per lo svolgimento del servizio, **Terna non condivide le ipotesi prospettate in tema di sharing asimmetrico delle eventuali extra-efficienze realizzate nel corso del NPR1, poiché in contrasto con l'obiettivo di continuità regolatoria**. Peraltro, uno sharing asimmetrico a vantaggio dei consumatori finali penalizzerebbe ulteriormente Terna **in un contesto di crescita dei propri costi rispetto all'anno base di riferimento** utilizzato di norma per la fissazione delle tariffe (costi dell'anno 2018).
- 1.4. Tale aumento dei costi è strettamente dipendente dalla trasformazione che Terna sta compiendo in questi anni **per rispondere al meglio alle nuove complessità tecniche e di gestione in sicurezza del sistema elettrico**, derivanti dal processo di decarbonizzazione in atto. L'aumento atteso della penetrazione della generazione non programmabile comporterà un cambiamento radicale nelle logiche di funzionamento del sistema elettrico, e complessità gestionali di grado sempre maggiore. La riduzione di inerzia nel sistema e di potenza di corto circuito, le crescenti problematiche in termini di regolazione di tensione, oltre alle note problematiche di adeguatezza alla punta (cui il capacity market potrà costituire una risposta) **rappresentano situazioni inedite e finora mai gestite**. Tali situazioni necessitano, per essere affrontate al meglio, di personale sempre più qualificato e con competenze specifiche, di difficile reperibilità sul mercato del lavoro, continua formazione e confronto con le *best practices* esistenti a livello internazionale, oltre allo sviluppo e acquisizione di nuovi strumenti e processi a supporto dell'attività di dispacciamento.

- 1.5. Terna ritiene quindi **necessario che le regole tariffarie consentano la piena copertura di tutti i costi operativi sostenuti**. In quest'ottica, Terna propone di considerare come riferimento per il **calcolo dei costi riconosciuti NPR2 l'anno 2019**, piuttosto che il 2018, utilizzando i dati di preconsuntivo dell'anno t-1 con successivo conguaglio. In alternativa, **si potrebbe prevedere un aggiornamento più frequente della base di riferimento dei costi effettivi (COE)**, continuando a fare riferimento all'anno di consuntivo t-2¹, secondo tempistiche coerenti con quelle che saranno eventualmente adottate ai fini dello sharing dei ricavi netti derivanti dai servizi di "affitto" della fibra ottica sugli impianti di trasmissione.
- 1.6. **Con specifico riferimento al servizio di dispacciamento, Terna non condivide la proposta di assoggettare ai meccanismi che incentivano all'efficienza** alcune partite di costo oggi riconosciute a consuntivo (nello specifico i costi del personale relativi ai profili euro-unitari). Al contrario, Terna riterrebbe corretto prevedere una completa **revisione delle modalità e delle logiche di riconoscimento dei costi del servizio di dispacciamento, attualmente equiparate a quelle della trasmissione**. La previsione di meccanismi volti a promuovere l'efficienza potrebbe infatti condurre a situazioni non desiderabili essendo i costi del servizio collegati allo sviluppo di attività ad alto valore aggiunto per il sistema elettrico, i cui benefici superano di diversi ordini di grandezza i risparmi di costo conseguibili attraverso una riduzione dei volumi di spesa.
- 1.7. Per eliminare potenziali ostacoli al raggiungimento dei suddetti benefici, potrebbero essere previste ogni anno modalità di riconoscimento preventivo-consuntivo sulla base dei conti annuali separati. **Ove una simile modalità fosse giudicata non percorribile dall'Autorità, si dovrebbe prevedere una maggior frequenza di aggiornamento** dei costi operativi di dispacciamento (come proposto sulla trasmissione) **o che il riconoscimento degli stessi avvenga in base ad una previsione annuale lungo un sentiero di spesa condiviso** cui poi eventualmente sovrapporre meccanismi di incentivazione.
- 1.8. Riguardo ai criteri di incentivazione in logica output based, **condividiamo l'orientamento espresso dall'Autorità in merito alla possibile estensione al servizio di trasmissione di meccanismi di incentivo per incrementare la resilienza della rete**. A nostro parere, tali meccanismi andrebbero tuttavia previsti non solo per gli interventi di "manutenzione straordinaria", come ipotizzato nel documento di consultazione, ma anche per tutte le tipologie di intervento, inclusi quindi quelli di "sviluppo" e "di prevenzione". Per consentire la definizione puntuale di

¹ Ad esempio, si potrebbe prevedere un aggiornamento biennale con il calcolo dei costi riconosciuti del biennio 2020-21 basato sui costi effettivi dell'anno 2018 ed il calcolo dei costi riconosciuti del successivo biennio 2022-23 basato sui costi effettivi del 2020

tali meccanismi sull'intero perimetro degli interventi di Terna, si **condivide quindi l'orientamento di rinviarne l'adozione di un anno** al fine di giungere ad una metodologia condivisa per il calcolo dei benefici associati agli interventi in resilienza.

- 1.9. **In tema di regolazione della qualità del servizio, non essendo prevista una revisione infraperiodo, Terna ritiene che non debbano essere previste discontinuità rispetto ad una regolazione i cui parametri sono già stati definiti per l'intero periodo regolatorio.** Regole, parametri e obiettivi su cui Terna ha basato le proprie decisioni di investimento confidando nella valenza del quadro regolatorio in un orizzonte di 8 anni.
- 1.10. Tenuto conto di quanto prospettato dall'Autorità in merito all'incentivazione della resilienza, Terna è dunque favorevole al solo **scorporo dai livelli obiettivo dell'ENSR dell'energia non servita per le cause di forza maggiore.** Tuttavia, tale scorporo non dovrà essere accompagnato da ulteriori revisioni relative agli altri parametri dell'attuale quadro regolatorio, come invece prospettato dall'Autorità in consultazione. **Al fine di preservare la continuità delle regole, riteniamo che il valore dell'energia non servita dovuta a forza maggiore da escludere dall'ENSR debba essere calcolato in base ai criteri utilizzati dall'Autorità per la definizione dei livelli vigenti 2016-23,** stimabile in circa 200 MWh/anno nel periodo 2020-23². Qualsiasi altra metodologia differente da quella sopra indicata non è condivisa da Terna.
- 1.11. In linea con l'orientamento dell'Autorità, **lo scorporo della forza maggiore dovrebbe comunque essere rinviato dopo la definizione puntuale dei meccanismi di incentivazione sulla resilienza.** Terna ritiene inoltre corretto che le venga lasciata la facoltà di decidere se aderire alla nuova regolazione incentivante la resilienza oppure mantenere la forza maggiore nell'ENSR fino alla fine del periodo regolatorio.
- 1.12. In ultimo, si **condividono gli orientamenti prospettati dall'Autorità nel documento per quanto riguarda i meccanismi di promozione all'unificazione della RTN e di efficientamento dei costi di investimento.** Con riferimento a questi ultimi, rispetto alle ipotesi indicate in consultazione, Terna propone tuttavia l'utilizzo di stime di costo più aggiornate e l'estensione del perimetro degli interventi che possono esserne soggetti (es. interventi di risoluzione delle congestioni all'interno delle zone).

² Nelle osservazioni specifiche, a scanso di equivoci, sono riportati i nuovi valori obiettivo per gli anni 2020-2023 calcolati in continuità di regole e metodologie utilizzate a fine 2015

1.13. Di seguito si riportano le osservazioni e proposte Terna riguardo a:

- Criteri di riconoscimento dei costi per il periodo 2020-23, con particolare focus su LIC, costi operativi e costi di misura (spunti di consultazione S.1-S.7);
- Regolazione output based, con focus su qualità del servizio, incremento della resilienza e miglioramento della struttura topologica della rete (spunti S.8-S.11);
- Meccanismi di incentivazione all'efficienza dei costi di investimento (spunti S.12-S.13);
- Strumenti volti a promuovere la completa unificazione della RTN (spunti S.14-S.15).

Le osservazioni che seguono si ritengono esaustive rispetto agli spunti di consultazione presenti nel DCO.

1.14. Infine, nella sezione relativa alla regolazione output-based, sono riportate anche le osservazioni su alcune specifiche proposte, di interesse per Terna, riportate nel documento di consultazione n. 287/2019, contenente gli orientamenti dell'Autorità per l'aggiornamento della regolazione della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

2. Criteri per il riconoscimento dei costi

Immobilizzazioni in corso

- 2.1. È pienamente condivisibile l'orientamento dell'Autorità volto a reintrodurre nel NPR2 la remunerazione dei LIC.
- 2.2. **Le misure di intervento prospettate nel DCO non sono tuttavia sufficienti a ripristinare una congrua remunerazione per tutti gli investimenti di trasmissione e ad eliminare l'asimmetria esistente con gli altri servizi regolati.** Tali misure continuerebbero infatti a penalizzare il servizio di trasmissione, con riferimento sia al volume di investimento soggetto a remunerazione sia al livello del tasso di remunerazione applicato.
- 2.3. Infatti, con riferimento ai servizi di distribuzione elettrica e trasporto gas, **la regolazione vigente prevede il riconoscimento dell'intero stock delle immobilizzazioni in corso**, senza quindi alcun vincolo temporale rispetto all'anno iniziale di spesa. In particolare, **i servizi di distribuzione e misura, caratterizzati per natura da una tipologia di investimenti con una breve permanenza a LIC** ovvero la cui entrata in esercizio avviene di norma nell'arco di uno/due anni dall'inizio dello spending³, **è riconosciuto il WACC base** mentre, **nel trasporto gas, caratterizzato da investimenti più complessi e quindi di durata superiore, è riconosciuto un WACC ridotto rispetto a quello base (determinato secondo un rapporto D/E pari a 4)** finalizzato a incentivare l'entrata in esercizio degli investimenti.
- 2.4. Per quanto sopra, si ritiene opportuno riconsiderare le misure di intervento prospettate nel DCO per **prevedere l'adozione di una regolazione analoga a quella vigente negli altri servizi regolati da ARERA**, che porti a livelli di remunerazione per il servizio di trasmissione in linea con quelli previsti per gli altri servizi.
- 2.5. Rispetto all'esigenza evidenziata dall'Autorità di mantenere un incentivo al contenimento del periodo di entrata in esercizio degli investimenti, Terna **ritiene che il meccanismo proposto da ARERA in consultazione possa essere modulato in modo da garantire:** i) una remunerazione al WACC dei LIC "di breve durata", in analogia al servizio di distribuzione elettrica e ii) una remunerazione complessiva dell'intero stock LIC di Terna il più possibile in linea a quella riconosciuta nel trasporto gas.

³ Si pensi ad esempio alla ridotta permanenza a LIC degli investimenti previsti nel progetto di installazione del contatore elettronico di seconda generazione o a quelli recentemente approvati nel piano triennale resilienza.

2.6. Inoltre, in linea generale, un eventuale meccanismo incentivante in funzione dell'anzianità di spesa dovrebbe **comunque partire dal secondo anno di permanenza della spesa a LIC**. Il primo anno è, infatti, per definizione l'anno di formazione del LIC (investimenti dell'anno che non entrano in esercizio nell'anno stesso). **Una remunerazione dei LIC ad un tasso inferiore a quello base non avrebbe alcun effetto incentivante.**

2.7. Per assicurare un livello di remunerazione congruo e mantenere un meccanismo di incentivo come ipotizzato nel DCO **si dovrebbe prevedere il riconoscimento di tutte le immobilizzazioni in corso di Terna ad un tasso di remunerazione decrescente:**

- **partendo da un WACC ridotto del 5,2%** (calcolato con D/E uguale a 4) nel secondo anno di permanenza della spesa a LIC
- **fino a un tasso pari al costo del debito riconosciuto nel WACC (2,4%) dal quinto anno di permanenza a LIC della spesa**, superando in tal modo, anche in una logica di semplificazione della regolazione vigente, l'attuale meccanismo di capitalizzazione degli interessi passivi in corso d'opera (IPCO).

2.8. La suddetta modulazione del tasso riconosciuto nei diversi anni a tutte le immobilizzazioni in corso **consentirebbe di determinare un meccanismo di incentivazione efficace, proporzionato e non eccessivamente penalizzante**, volto a far sì che l'impresa utilizzi tutte le leve possibili per aumentare la remunerazione attraverso la velocizzazione dell'entrata in esercizio degli interventi previsti.

2.9. In ogni caso, i LIC afferenti al servizio di dispacciamento ed al Piano di difesa dovrebbero trovare pieno riconoscimento tariffario ad un tasso pari al WACC base (5,6%), senza prevedere meccanismi di incentivazione. Tali investimenti sono caratterizzati, per loro natura, da tempistiche di entrata in esercizio più rapide (che spesso non superano i due anni) e sono comunque di entità ridotta rispetto agli investimenti tipici del servizio di trasmissione.

Costi operativi riconosciuti

2.10. Rispetto ai criteri di riconoscimento dei costi operativi, Terna condivide l'orientamento dell'Autorità volto a garantire, per l'NPR2, continuità con la regolazione applicata nel NPR1 con riferimento a specifiche partite di costo.

2.11. omissis.

2.12. omissis.

- 2.13. La dinamica di aumento annuale dei costi è sostanzialmente riconducibile all'aumento della complessità di gestione del sistema nonché all'aumento del perimetro degli asset gestiti da Terna, con il conseguente aumento della consistenza del personale, guidato sia da fenomeni di ricambio generazionale sia da nuove attività svolte. In merito a quest'ultimo aspetto, evidenziamo che le assunzioni del personale, perfezionate nel corso di un anno, non possono che manifestare pienamente il valore di costo annuale dall'anno successivo.
- 2.14. A riguardo, Terna si rende disponibile a fornire evidenza delle stime di costo del 2019, anche in anticipo rispetto alle tempistiche di invio delle proposte tariffarie per i servizi di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, anche al fine di una valutazione condivisa del relativo impatto sulla determinazione del Costo Operativo Effettivo (COE) riconosciuto in tariffa.
- 2.15. Per quanto detto sopra, **Terna ritiene necessario utilizzare quantomeno il 2019 come anno base per la definizione dei costi operativi riconosciuti**. Da un punto di vista operativo, si potrebbe far riferimento al valore preconsuntivo 2019 per il calcolo delle tariffe 2020, prevedendo il conguaglio sulla tariffa 2021 di eventuali differenze (seppur minime) con i valori a consuntivo desunti dall'unbundling. Si tratta di un'ipotesi assolutamente percorribile, con un impatto gestionale minimo e peraltro già proposta dalla stessa Autorità in sede di definizione delle tariffe del trasporto gas per il quinto periodo regolatorio (cfr proposta contenuta nel paragrafo 11.1 del DCO 347/2018/R/gas).
- 2.16. **In alternativa all'anno 2019**, qualora l'Autorità intendesse evitare forme di riconoscimento a preconsuntivo (con successivo conguaglio), si potrebbe prevedere di **ridefinire la base del costo operativo con cadenza biennale**, determinando i costi operativi riconosciuti nel biennio 2022-23 sulla base dei valori di consuntivo 2020. In ogni caso andrebbero escluse forme di *loss sharing* qualora i costi effettivi efficienti fossero superiori a quelli riconosciuti per lo stesso anno.
- 2.17. In ogni caso, andrebbero previste, nel corso del periodo regolatorio, **modalità di aggiornamento dei costi operativi per tener conto dei costi incrementali derivanti da nuovi investimenti**, analoghe a quelle recentemente stabilite dalla stessa Autorità per il trasporto gas (c.d. Z-factor).
- 2.18. **Per quanto riguarda il Dispacciamento**, andrebbe colta l'occasione dell'aggiornamento dei costi operativi per superare i criteri di riconoscimento fino ad oggi previsti, per **prevederne una piena copertura a consuntivo** alla stregua, ad esempio, di quanto avviene per il Gestore del Mercato Elettrico (GME), l'Acquirente Unico (AU) o il GSE.

2.19. **Meccanismi di efficientamento dei costi di dispacciamento** - tenuto conto anche dell'importo contenuto dei costi operativi coperti dalla DIS (circa 65 milioni nella tariffa 2019) - **rischiano infatti di ostacolare attività sorgenti legate alle mutate condizioni di assetto del settore e del mercato elettrico**, attività ad alto valore aggiunto per il consumatore finale, con benefici al sistema che superano di diversi ordini di grandezza relativi costi. La presa in carico di tali attività – radicalmente nuove – richiede un incremento significativo dell'impegno di Terna, in termini di risorse e personale, per poterle svolgere al meglio.

2.20. Al punto 1.4 sono state richiamate le crescenti difficoltà di gestione del sistema elettrico, in particolare in ottica evolutiva, per l'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. **La riduzione di inerzia nel sistema, di potenza di corto circuito, di disponibilità di risorse regolanti (in termini di tensione e frequenza) sono solo alcune delle difficoltà che Terna dovrà gestire nei prossimi anni e che stanno già producendo effetti sul sistema e sul mercato.**

2.21. A titolo di esempio, per qualificare la rilevanza dei fenomeni e l'urgenza di azioni innovative da parte di Terna, si citano quattro importanti episodi di deviazioni di frequenza verificatisi recentemente:

- il primo, occorso 30 maggio 2018 in Sardegna, quando, a fronte del contemporaneo fuori servizio del SA.PE.I, un guasto sul collegamento SA.CO.I ha comportato un transitorio di sovra frequenza fino a 50,42 Hz e la necessità di distaccare una parte della generazione distribuita per ripristinare la frequenza nominale;
- il secondo, del 9 gennaio 2019, che ha portato a valori di frequenza di 49,8 Hz nell'area sincrona Continental Europe e al distacco di 1,7 GW di carichi interrompibili in Francia, causato da una concomitanza di eventi quali:
 - o errata misurazione del flusso su quattro linee di interconnessione a 220 kV Germania-Austria;
 - o deviazione di frequenza deterministica per rapida variazione dei programmi di produzione a cavallo dell'ora;
 - o sbilancio di potenza nel blocco Serbia-Macedonia-Montenegro;
- il terzo, del 12 giugno 2019, quando un errore di previsione della produzione eolica e fotovoltaica in Germania ha prodotto una situazione di inadeguatezza in cui la frequenza del sistema sincrono continentale ha raggiunto 49,9 Hz facendo scattare lo stato di allerta con un rischio di disalimentazione diffusa di carico civile sull'intero territorio europeo;
- il quarto, occorso il 9 agosto 2019 in UK, quando, a causa della perdita quasi contemporanea di un parco eolico offshore e di una centrale a ciclo combinato,

la frequenza ha raggiunto il valore di 48.8 Hz provocando il distacco generalizzato di circa 1.1 milioni di utenti per una durata compresa tra 15 e 50 minuti.

2.22. Sono tutti esempi di situazioni che testimoniano una crescente fragilità del sistema elettrico, cui **occorre far fronte con investimenti hardware e software (capitale umano, competenze, nuovi strumenti di mercato).**

2.23. La previsione di modalità di riconoscimento a consuntivo per i costi di dispacciamento non esporrebbe a rischi di *double counting* o *cross subsidy* tra attività regolate, in ragione degli obblighi di unbundling già previsti dalla regolazione.

2.24. Qualora l'Autorità ritenesse opportuno mantenere nel tempo una forma di incentivazione al contenimento della spesa, **si potrebbe prevedere una maggior frequenza di aggiornamento dei costi operativi di dispacciamento** (ad esempio annuale) o che gli stessi siano riconosciuti secondo **un sentiero annuale di spesa**, cui eventualmente sovrapporre meccanismi di incentivazione.

2.25. L'importanza di promuovere lo sviluppo di tutte le attività rientranti nel perimetro di dispacciamento, si evidenzia peraltro anche dai framework regolatori adottati in altri paesi, a partire da quello inglese, che incentiva il System Operator⁴ su un ampio ventaglio di attività, riconoscendo possibili premialità in funzione delle performance registrate.

2.26. Al contrario, **alcune misure proposte in consultazione, in discontinuità con il NPR1**, piuttosto che consentire il pieno recupero di costi tendenzialmente crescenti **tendono ad amplificare il problema aumentando il divario, già oggi previsto negativo, tra costo riconosciuto e costo effettivo**. Ci si riferisce, in particolare, alle proposte di:

- 1) profit sharing potenzialmente asimmetrico, con maggiore quota destinata ai clienti finali;
- 2) incremento della frequenza di sharing dei ricavi netti derivanti da attività di affitto di infrastrutture elettriche a operatori di telecomunicazioni (cd servizio di appoggio) ove non allineata a quella prevista per l'aggiornamento della generalità dei costi operativi;
- 3) inclusione di alcuni costi per attività legate a profili euro-unitari nel perimetro dei costi operativi soggetti a efficientamento.

⁴ Attraverso uno specifico quadro incentivante denominato "Electricity System Operator reporting and Incentives (ESORI) arrangements"

- 2.27. In merito al primo punto, si evidenzia che l'ipotesi di un **profit sharing asimmetrico sarebbe ulteriormente penalizzante rispetto a quanto già stabilito in occasione dell'ultima revisione tariffaria**, in cui il periodo di restituzione delle extra-efficienze pregresse è stato ridotto a 4 anni (rispetto ai precedenti 8)⁵. Peraltro, tale misura **non sarebbe coerente e introdurrebbe asimmetrie con quanto già deliberato per il quinto periodo del trasporto gas** (delibera 114/2019/R/gas) in cui l'Autorità ha confermato un profit sharing simmetrico tra imprese e consumatori finali.
- 2.28. Rispetto al secondo punto, **si condivide la possibilità di aumentare la frequenza di sharing dei margini (ricavi netti) derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura regolata** per finalità diverse dal servizio elettrico, anche tenendo conto della richiesta prima evidenziata relativa alla **maggiore frequenza di aggiornamento di tutti i costi operativi** (calcolo del COE). In ogni caso, Terna ritiene che vada mantenuta la percentuale di sharing oggi prevista (50%), anche al fine di non frenare lo sviluppo delle attività in questione, che comportano un beneficio anche per i clienti del sistema elettrico in termini di minori oneri in bolletta.
- 2.29. In merito al terzo punto, si evidenzia che l'eventuale **assoggettamento a recuperi di produttività di costi legati ai profili euro-unitari** - oggi invece riconosciuti a consuntivo - **non è percorribile** perché relativi ad attività sorgenti, che derivano da mutate condizioni di assetto del settore e del mercato elettrico (es. integrazione dei mercati di bilanciamento ed infragiornalieri, implementazione di codici di rete europei, Clean Energy Package) che derivano da scelte dei policy makers e richiedono un presidio efficace, tempestivo e costante da parte di Terna.
- 2.30. **Terna condivide il principio espresso dall'Autorità al punto 4.33 della consultazione, circa l'esclusione di obiettivi di recupero di produttività per tutti i costi di natura incompressibile**, anche diversi da quelli nel perimetro della Delibera 431/18, al fine di consentirne pieno riconoscimento a consuntivo⁶ (es. contributo di funzionamento dell'Autorità, canoni e altre fee). In quest'ottica, Terna darà separata evidenza di tutte le partite di costo incompressibile nella specifica richiesta dati per la determinazione del costo operativo riconosciuto nel NPR2. Tra questi costi di natura incompressibile devono chiaramente rientrare anche quelli relativi alle attività ora remunerate a piè di lista.
- 2.31. In merito alle modalità regolatorie da adottare per tener conto delle disposizioni introdotte dal principio IFRS16, che riguarda il trattamento contabile dei contratti di

⁵ Nel 2015 l'Autorità giustificò la misura penalizzante per le imprese di riduzione a 4 anni con la necessità di chiudere le partite regolatorie pregresse in considerazione del previsto avvio nel 2020 del nuovo approccio Totex.

⁶ Si tratta di partite non solo incompressibili ma anche strutturalmente in aumento essendo legate al volume di attività dell'impresa (ad esempio ricavi o nuovi investimenti)

leasing operativo, non si vedono criticità rispetto alle ipotesi prospettate in consultazione purché tali modalità siano tali da consentire il pieno recupero dei costi in questione.

Costi di misura

- 2.32. Si condivide l'intenzione dell'Autorità di introdurre meccanismi regolatori che consentano il riconoscimento tariffario dei costi operativi e di capitale sostenuti da Terna a seguito dell'ampliamento del perimetro di responsabilità previsto dal TIME prima attribuite alle imprese distributrici.
- 2.33. In particolare, si ritiene condivisibile l'ipotesi di un meccanismo di trasferimento dalle imprese distributrici a Terna, a condizione che sia tale da garantire il pieno riconoscimento annuale dei costi in questione e sia di semplice gestione operativa. Nel primo anno tale meccanismo dovrà inoltre consentire a Terna il recupero dei maggiori costi già sostenuti nel corso del NPR1.

Promozione all'innovazione

- 2.34. In linea con le previsioni contenute nel Quadro strategico e richiamate nella Delibera 126/19 di avvio di procedimento, Terna ritiene utile prevedere la possibilità di sviluppare framework regolatori in grado di promuovere progetti ed attività innovative in ricerca e sviluppo, anche mediante la concessione di deroghe transitorie alla regolazione vigente (cd. sandbox), i cui costi non troverebbero altrimenti piena copertura visto l'elevato tasso di mortalità dei relativi progetti prototipali.
- 2.35. Tali framework dovrebbero inoltre consentire lo sviluppo e la realizzazione di nuove soluzioni digitali che se da un lato permettono di ottenere benefici operativi sfruttando al meglio le nuove tecnologie disponibili sul mercato, dall'altro richiedono la sostituzione anticipata di componenti analogici o di vecchia tecnologia divenuti obsoleti anche se di recente installazione.

3. Regolazione output based

Qualità del servizio

- 3.1. Nell'ottica di consentire la previsione di meccanismi di incentivazione lato resilienza, **il documento di consultazione prospetta l'opportunità di una revisione dell'attuale regolazione premi-penalità volta ad escludere potenziali rischi di doppia incentivazione** per effetto della presenza nell'indicatore ENSR di una componente di energia non servita a causa di forza maggiore.
- 3.2. Al riguardo ci preme ribadire, in primo luogo, che **tale rischio di doppia incentivazione non sussiste**, se non in forma marginale, in quanto un intervento di incremento della resilienza non determina necessariamente un vantaggio in termini di energia non servita negli anni successivi ma solo una riduzione del rischio di disalimentazione per cause di forza maggiore legato all'infrastruttura oggetto di intervento.
- 3.3. L'incentivazione alla resilienza è quindi mirata a prevenire le disalimentazioni legate ad eventi meteorologici eccezionali con natura localizzata, mentre l'indicatore sull'energia non fornita fornisce un segnale diretto per ridurre le disalimentazioni "ordinarie" sull'intera rete di trasmissione.
- 3.4. Ciò premesso, Terna ritiene che **l'eventuale revisione dell'attuale regolazione premi-penalità dell'energia non servita dovrà limitarsi solo al suddetto scorporo della forza maggiore dall'ENSR** e non intervenire su ulteriori aspetti, come proposto in consultazione, che rappresenterebbero una discontinuità con il quadro regolatorio già fissato dall'Autorità per l'intero periodo 2016-2023.
- 3.5. In particolare, **Terna è assolutamente contraria a ipotesi di revisioni "infra-periodo"** che riducano gli attuali livelli di incentivazione come:
- **l'aggiornamento dei livelli obiettivo sull'ENSR successivi al 2020 in base ai livelli effettivi relativi al periodo 2016-2019**; essendo tali livelli ormai molto bassi e di fatto incompressibili, un simile aggiornamento renderebbe impossibile conseguire premi;
 - **l'eliminazione della funzione di smussamento, che esporrebbe inevitabilmente Terna a rischi di penalità**, anche in caso di un solo incidente rilevante nell'anno⁷
 - **l'aumento dei costi per il servizio di mitigazione** che Terna già riconosce ai distributori;

⁷ Si consideri il caso dell'incidente di Bagheria verificatosi a novembre 2013.

- **l'inclusione nell'indicatore dell'ENSR di componenti relative all'energia non fornita ai clienti AT e all'energia sottesa alla cabina primaria al lordo della generazione distribuita;** tali inclusioni rappresenterebbero ulteriori elementi di rischio, trattandosi di flussi di energia di difficile controllo da parte di Terna.

3.6. In una logica di continuità regolatoria, l'unica modalità condivisibile da utilizzare per lo scorporo dall'indicatore ENSR della forza maggiore dovrà basarsi sui criteri già utilizzati dall'Autorità per la definizione degli attuali livelli di partenza e livelli obiettivo dell'ENSR per il periodo di regolazione 2016-2023 (livello di partenza pari alla media dei livelli effettivi del periodo 2012-2015 e livelli obiettivo pari, per il 2016, al livello di partenza ridotto del 3,5% e, per ciascun anno del periodo 2017-2023, al livello obiettivo dell'anno precedente ridotto del 3,5%). Secondo tali criteri, il livello obiettivo medio dell'ENSR - al netto della forza maggiore - per il periodo 2020-2023 risulterebbe pari a ca 600 MWh/anno, con un peso quindi della forza maggiore pari a 200 MWh/anno. Di seguito una tabella riassuntiva con i valori obiettivo puntuali per ciascun anno del periodo 2016-2023.

	Livello ENSR di partenza (MWh/anno)	Livello obiettivo ENSR (MWh/anno)							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Media 2012-2015 (regolazione vigente inclusa FM)	1016	980	946	913	881	850	820	791	763
Hp Media 2012-2015 (esclusa FM)	747	721	696	671	648	625	603	582	562

- 3.7. In ogni caso, come richiamato anche dall'Autorità, **tale eventuale scorporo dovrà essere complementare all'introduzione di incentivi sulla resilienza**, in una prospettiva di bilanciamento del sistema di incentivazione, e non può avvenire prima.
- 3.8. Considerata l'assenza, allo stato attuale, di informazioni utili a quantificare i potenziali incentivi associati al nuovo meccanismo incentivante la resilienza, **Terna condivide l'orientamento dell'Autorità di rinviare l'ipotesi di scorporo solo a valle della definizione puntuale della nuova regolazione.**
- 3.9. Qualora l'Autorità volesse fissare fin da subito la previsione dello scorporo della forza maggiore dall'indicatore ENSR con decorrenza dal 2021, deve essere lasciata a Terna la possibilità di scegliere se rientrare nel nuovo regime incentivante (premi e penalità per la riduzione dell'energia non servita per cause diverse dalla forza maggiore accompagnato da incentivi specifici per l'incremento della resilienza) o

rimanere nella regolazione vigente (unico meccanismo di incentivazione basato sempre sulla riduzione dell'energia non servita anche in casi di forza maggiore).

- 3.10. **Fermo restando la contrarietà alle proposte contenute nel documento di consultazione**, già espressa da Terna, in considerazione sia della rilevante discontinuità cui darebbero luogo rispetto al set di regole già definito per l'intero periodo regolatorio sia per il carattere esclusivamente penalizzante delle stesse proposte, **Terna riporta di seguito ulteriori osservazioni più puntuali** sulle singole proposte in consultazione.

Livelli obiettivo e confronto con livelli effettivi

- 3.11. Come sopra richiamato, Terna non condivide l'ipotesi di scorporo della forza maggiore dall'indicatore ENSR basate sull'utilizzo della media dei valori effettivi del quadriennio 2016-2019 (opzione A del paragrafo 8.16) o del biennio 2018-19 (opzione B).
- 3.12. Oltre che in contrasto con i criteri dell'attuale regolazione, tale metodologia porterebbe infatti alla definizione di target annuali molto più bassi rispetto a quelli attuali, e come tali più difficili da raggiungere. La riduzione dei livelli obiettivo non potrebbe essere controbilanciata da una pari riduzione del livello effettivo, rendendo di fatto impossibile per Terna il conseguimento – fino al 2023 - di premi che rappresentano uno degli elementi che contribuiscono alla pianificazione degli investimenti e delle spese operative da parte dell'impresa.
- 3.13. Terna non ritiene inoltre condivisibile l'utilizzo di criteri *rolling* per la consuntivazione dei livelli effettivi ai fini del confronto con i livelli obiettivo fissati dalla regolazione.

Funzione di smussamento

- 3.14. Terna è contraria a ipotesi di eliminazione dall'ENSR della funzione di smussamento, poiché esporrebbe a rischi di ingenti penalità anche in presenza di un solo evento eccezionale nell'anno.
- 3.15. Tale previsione non può essere giustificata con l'esclusione della forza maggiore dall'ENSR visto che la funzione di smussamento era stata introdotta per coprire Terna dal rischio di tutti gli eventi eccezionali, ivi inclusi quelli non legati ad eventi meteorologici. In merito, vale la pena ricordare che prima dell'ultima revisione del 2015 la regolazione sulla qualità prevedeva infatti due diverse funzioni di smussamento: una specifica per gli eventi meteorologici eccezionali, oltre che per gli interventi dei sistemi di difesa, e una specifica per le altre cause (incluse le 4AC).

3.16. In ogni caso non sono condivisibili le considerazioni riportate al punto 8.14 del documento di consultazione, in cui l'Autorità sembra giustificare l'ipotesi di eliminazione della funzione di smussamento con:

- l'assenza di incidenti rilevanti, non legati a eventi meteo, registrati negli ultimi 4 anni (2015-2018).
- l'aspettativa di maggior controllabilità di tutte le cause di disalimentazione oggetto della regolazione premi-penalità da parte di Terna

3.17. In merito al primo punto, Terna ritiene infatti che l'utilizzo di un orizzonte temporale ridotto a soli quattro anni non possa essere preso a riferimento per valutare la frequenza di accadimento di incidenti rilevanti non dovuti a forza maggiore (es. Bagheria nel 2013) e, come tale, non vada considerato per la definizione di target prospettici. Rispetto invece al secondo punto, Terna evidenzia che l'eventuale esclusione della forza maggiore dall'ENSR non comporterà in automatico una maggior controllabilità dell'energia non fornita delle restanti cause che continuerebbero a essere considerate per il calcolo dell'indicatore, quali ad esempio le cause esterne "60R" (es. utenti coinvolti per guasti su terzi) e "70R" (es. caduta di pianta fuori fascia).

3.18. Si evidenzia infine che la funzione di smussamento, oltre a essere confermata, dovrebbe anche essere opportunamente rimodulata al ribasso per tener conto della riduzione dei target conseguenti allo scorporo della forza maggiore.

Servizi di mitigazione

3.19. Come già segnalato più volte in passato all'Autorità, Terna ribadisce la propria contrarietà alla regolazione del servizio di mitigazione per il seguente ordine di motivi:

- detti servizi 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 remunerate in tariffa;
- si tratta infatti di semplici manovre eseguite dal Distributore dai propri centri di telecontrollo, senza rischi né oneri aggiuntivi rispetto al normale esercizio della rete
- la loro valorizzazione costituirebbe pertanto una surrettizia integrazione della tariffa di distribuzione a carico di Terna, per attività di contro-alimentazione già svolte dai Distributori e che Terna non avrebbe in alcun modo comunque possibilità di evitare del tutto (è infatti irrealistica l'ipotesi in cui non vi siano disalimentazioni sulla RTN che richiedono l'intervento della rete di distribuzione)

- 3.20. Anche in ragione di quanto sopra espresso, Terna non condivide in alcun modo ipotesi di incremento dei costi già oggi pagati da Terna per il servizio di mitigazione, così come invece prospettato dall'Autorità al punto 10.7 del documento di consultazione.
- 3.21. In merito alle proposte puntuali in consultazione, si evidenzia peraltro che la previsione di unico valore di costo per il servizio di mitigazione, senza quindi distinzioni in base a fasce temporali, toglierebbe alcuno stimolo ai distributori nel garantire interventi di contro-alimentazione della rete in tempi rapidi.
- 3.22. Con riferimento invece alle ipotesi di riconoscimento dei costi del servizio di mitigazione anche per disalimentazioni da diverse dalle "4AC", si evidenzia che ciò si tradurrebbe in costi sorgenti per Terna, peraltro, dovute a cause non dipendenti dalla propria responsabilità ("piante fuori fascia e danneggiamenti provocati da terzi" o "utenti coinvolti per guasti su terzi"). Il Gestore di trasmissione si potrebbe trovare, per assurdo, a pagare all'impresa distributrice la mitigazione per sanare disalimentazioni causate dalla stessa impresa (es. nell'ipotesi contro-alimentazione tramite rete MT del distributore nei casi di smagliatura della rete AT con contestuale guasto sulla cabina primaria dello stesso distributore).

Energia non fornita ai clienti AT

- 3.23. Terna è contraria all'inclusione nell'ENSR dell'energia non fornita relativa ai clienti AT nelle prime due ore di disalimentazione, per due ordini di motivi.
- 3.24. In primo luogo, tale misura sarebbe in contrasto con la decisione presa dall'Autorità, in occasione dell'ultima revisione regolatoria, che aveva escluso l'energia non servita relativa ai clienti AT dal meccanismo premi-penalità proprio in virtù della concomitante introduzione di una specifica regolazione individuale per ciascun cliente finale AT-AAT.
- 3.25. In secondo luogo, si evidenzia che la quasi totalità delle disalimentazioni che interessano i clienti AT-AAT (circa il 90%) avvengono in situazioni di assetto radiale e non possono essere contro-alimentate da parte dei distributori. Stante tale configurazione, una riduzione dell'ENSR potrebbe essere conseguita solamente con interventi infrastrutturali (interventi per risolvere i casi di antenna), che richiedono però tempi di autorizzazione/realizzazione piuttosto lunghi e i cui impatti non possono essere in alcun modo intercettati ogni anno dall'attuale indicatore di energia non fornita di riferimento.

Energia non fornita sottesa alla Cabina (comprensiva dell'energia immessa in rete MT/BT dalla generazione distribuita)

- 3.26. In linea generale, Terna non è contraria a un'evoluzione del sistema di incentivazione volto a considerare l'energia non fornita agli utenti MT e BT sottesi alla cabina primaria (ENS-U netta), tenendo conto quindi anche delle immissioni in rete della generazione distribuita, a condizione però che l'energia associata possa essere controllata e verificata da parte di Terna.
- 3.27. In tal senso, il parametro dell'ENS-U netta presenta il problema di non essere né verificabile né controllabile da parte di Terna, essendo ad oggi misurata e calcolata in piena autonomia dai distributori.
- 3.28. Peraltro si evidenzia che la previsione di utilizzare l'ENS-U in luogo dell'indicatore attuale ENS rischia di comportare un incremento dei costi sostenuti da Terna per il versamento al Fondo Eventi Eccezionali e per i servizi di mitigazione.
- 3.29. Nelle more degli sviluppi regolatori in tema di osservabilità della rete, si potrebbe ipotizzare l'utilizzo di un "coefficiente standard di maggiorazione" da applicare al target dell'indicatore ENSR già previsto dalla regolazione, per considerare convenzionalmente l'energia prodotta dagli impianti di produzione sottesi alla cabina.

Osservazioni al DCO 287/19 (ad oggetto "Aggiornamento della regolazione della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nel semiperiodo di regolazione 2020-2023")

- 3.30. Al paragrafo 6.6 del DCO 287/19 l'Autorità propone di adottare alcune specifiche iniziative (o una combinazione di esse) al fine di azzerare il debito (circa 89 M€) del Fondo Eventi Eccezionali (FEE) e di pervenire ad un equilibrio tra le entrate e le uscite del medesimo Fondo.
- 3.31. Tra queste iniziative viene ipotizzata anche l'aumento delle contribuzioni al Fondo a carico delle imprese distributrici e Terna (lettera b) del paragrafo 6.6 del DCO).
- 3.32. Terna è contraria ad un aumento della contribuzione al FEE a proprio carico. Tale modifica, infatti, creerebbe una discontinuità regolatoria rispetto alle regole definite a fine 2015 per l'intero periodo 2016-2023, con nuovi impatti penalizzanti per la medesima Terna non giustificati da proprie responsabilità.
- 3.33. A nostro avviso il debito del FEE andrebbe più correttamente sanato tramite il ricorso ad altre iniziative proposte dall'Autorità nella consultazione.

3.34. Con riferimento invece agli intendimenti dell'Autorità riportati al paragrafo 9 del DCO 287/19 Terna condivide il superamento della regolazione sperimentale incentivante l'osservabilità dei flussi di potenza e lo stato delle risorse diffuse sulle reti MT, anche alla luce della recente consultazione Terna sul tema.

Incentivazione per la resilienza

3.35. Come detto in premessa, **Terna vede con favore l'orientamento dell'Autorità volto ad estendere al servizio di trasmissione il meccanismo di incentivazione per l'incremento della resilienza della RTN.**

3.36. Al riguardo, Terna ritiene che **debbano essere incentivati** non solo gli interventi di "manutenzione straordinaria", come proposto in consultazione, ma **tutte le tipologie di intervento**, inclusi quelli di "sviluppo" e "di prevenzione", anche attraverso meccanismi alternativi, in modo da evitare discriminazioni sulle scelte di investimento del Gestore.

3.37. In primis, **per quanto riguarda gli interventi di sviluppo**, pur comprendendo i dubbi dell'Autorità, legati all'incertezza delle tempistiche ed alla molteplicità di benefici che rendono difficile estendere *tout court* il meccanismo incentivante introdotto per la distribuzione, **si ritiene opportuno definire, eventualmente anche attraverso ulteriori confronti con l'Autorità, un meccanismo di incentivazione ad hoc**, in quanto determinate situazioni di rischio connesse ad eventi meteorologici catastrofici possono essere risolte solo tramite interventi "invasivi" (interramento linee o incremento magliatura) che devono passare necessariamente per il Piano di Sviluppo e quindi per i relativi iter autorizzativi.

3.38. Terna ritiene che le perplessità sollevate dall'Autorità in merito a tali interventi (tempistiche autorizzative e natura multi-beneficio) possano essere superate presentando un nuovo Piano di Resilienza caratterizzato da:

- una chiara indicazione dei benefici e dei costi connessi alla quota parte di interventi finalizzati all'incremento della resilienza;
- un orizzonte di medio periodo (indicativamente sei anni con eventuale revisione delle tempistiche degli interventi a metà dell'orizzonte considerato).

Ciò, unitamente ai chiarimenti che Terna si sta impegnando a fornire all'Autorità in merito alla metodologia di calcolo dell'indicatore resilienza per la RTN⁸.

- 3.39. **Per quegli interventi definiti “di prevenzione”** (quali l'installazione di dispositivi anti-rotazionali e distanziatori di fase), invece, **non sembra sufficiente, come meccanismo incentivante, l'introduzione di un cespite *ad hoc* caratterizzato da un periodo di ammortamento più breve rispetto al normale**. Tale misura non comporterebbe infatti alcuna forma di incentivazione sostanziandosi di fatto in una mera copertura accelerata del costo dell'intervento.
- 3.40. Per questa tipologia di interventi Terna ritiene **preferibile un meccanismo incentivante funzione del beneficio e del costo per ogni intervento** (simile a quello previsto per i distributori).
- 3.41. Al fine di valorizzare questi interventi in logica *output based*, Terna sta predisponendo uno studio finalizzato alla quantificazione della variazione del tempo di ritorno delle linee derivante dall'installazione dei dispositivi anti-rotazionali (basato principalmente sull'osservazione storica degli eventi verificatisi sulle linee che, ad oggi, ne sono equipaggiate), che potrebbe essere la base per l'estrapolazione di un beneficio resilienza anche per queste tipologie di intervento.
- 3.42. In ogni caso, Terna non condivide la previsione, prospettata dal DCO, di escludere dalla forza maggiore le interruzioni eventualmente occorse su linee equipaggiate con anti-rotazionali (causati da manicotti di ghiaccio di peso lineare superiore ai limiti di progetto), in quanto la stessa comporterebbe un ulteriore inasprimento della regolazione della qualità del servizio di trasmissione. Infatti, se da un lato queste contromisure assicurano una copertura più elevata rispetto a linee su cui non sono state installate, dall'altro non escludono totalmente, laddove siano già presenti, il rischio di disalimentazione a fronte di eventi di neve-ghiaccio molto severi (può comunque manifestarsi il superamento della soglia di sicurezza che questi interventi introducono).
- 3.43. In definitiva, Terna ritiene condivisibile l'orientamento proposto di rinviare al 2021, in seguito agli esiti degli ulteriori confronti con l'Autorità, l'introduzione di un meccanismo incentivante l'incremento della resilienza della rete di trasmissione.

Miglioramento della struttura topologica di rete

- 3.44. Con riferimento alla possibilità di prevedere forme di incentivazione volte a ridurre i rischi di disalimentazione nelle porzioni di rete topologicamente più deboli, Terna è

⁸ Di cui al capitolo 12 del documento metodologico per l'applicazione dell'Analisi Costi Benefici allegato al Piano di Sviluppo 2019

disponibile a ragionare sulla fattibilità di meccanismi innovativi, anche in logica sperimentale.

- 3.45. Con riferimento a quanto prospettato dal DCO al punto 10.4, tuttavia, Terna evidenzia fin da subito che gli interventi di riduzione del numero delle cabine primarie alimentate strutturalmente in antenna sono caratterizzati da incertezze autorizzative e realizzative (tipiche degli interventi di sviluppo), già richiamate dalla stessa Autorità nel DCO in merito all'incentivazione sulla resilienza. Allo stesso modo si evidenzia che le indisponibilità annue risentiranno inevitabilmente dei piani di investimento (sia di sviluppo che di rinnovo) previsti da Terna nei prossimi anni. Pertanto, la previsione di eventuali target su tali specifici aspetti dovrà essere valutata con particolare attenzione.
- 3.46. Dato il taglio innovativo e sperimentale, si ritiene che l'eventuale meccanismo di incentivazione dovrebbe avere, almeno in un primo periodo di "consolidamento" dello stesso, **carattere solo premiante e dovrà essere addizionale all'incentivo prospettato sulla resilienza della RTN.**
- 3.47. In ogni caso, Terna ritiene che l'eventuale previsione di un incentivo al miglioramento della struttura di porzioni di rete più deboli **non debba comportare in alcun modo l'aumento dei costi di mitigazione** (come sembra prospettare l'Autorità al punto 10.7).
- 3.48. Considerando quanto sopra, Terna si riserva comunque la possibilità di presentare proposte specifiche in una fase successiva alla consultazione.

4. Incentivazione all'efficienza dei costi di investimento

- 4.1. Terna vede con favore l'apertura dell'Autorità a ipotesi di nuovi meccanismi di incentivazione volti a promuovere l'efficienza degli investimenti nello sviluppo della rete, alternativi a quelli già in essere (art. 21 del TIT).
- 4.2. Già nell'ambito delle osservazioni al DCO 542/2017 Terna aveva proposto l'introduzione di meccanismi simili, da sperimentare su progetti pilota e strutturati in funzione dell'indice di utilità del sistema (IUS) e della differenza tra costi consuntivati e costi pianificati.
- 4.3. In tal senso, **è condivisibile l'orientamento dell'Autorità di spostare l'attenzione dal costo stimato per una singola opera al costo stimato per la realizzazione di nuova capacità di trasporto incentivando Terna in base alla differenza tra i costi consuntivati rispetto ad un costo unitario di riferimento (M€/MW) stimato ex ante.**
- 4.4. Per identificare il costo unitario di riferimento l'Autorità ipotizza di far riferimento al rapporto di identificazione della capacità obiettivo predisposto nel 2018. Al riguardo, occorre tuttavia considerare che le curve di costo unitario riportate in tale rapporto sono state costruite facendo riferimento alle stime del Piano di sviluppo 2018, al TYNDP 2018 ed al report ACER⁹ del 2015 e che, dunque, non costituiscono ad oggi i valori più aggiornati. Peraltro, si evidenzia che tale esercizio di stima dei costi unitari e delle target capacity è stato svolto per la prima volta da Terna in assenza di riferimenti simili a livello europeo.
- 4.5. Inoltre, è necessario ricordare che, quando il rapporto è stato redatto, la maggior parte degli interventi con impatto sull'incremento dei limiti di transito tra zone di mercato non avevano ancora concluso il proprio iter autorizzativo, di conseguenza **le curve di costo unitario indicate nel rapporto costituiscono stime, affette dal margine di incertezza**, che tipicamente contraddistingue un progetto prima dell'ottenimento del decreto autorizzativo. Come in più occasioni rappresentato da Terna, la fase autorizzativa è - fra le varie fasi di un progetto - **quella a maggiore impatto in termini di variazione della stima di costo**, in quanto il processo autorizzativo può determinare modifiche di progetto anche sostanziali, con conseguente impatto rilevante sui costi.
- 4.6. È per tale motivo che Terna, nell'ambito delle osservazioni presentate al DCO 542/2017, pur essendo disponibile a sperimentare schemi incentivanti l'efficienza dei

⁹ Report ACER on unit investment costs indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure

costi di investimento, proponeva di **definire la *baseline* di costo a valle dell'ottenimento dell'autorizzazione**: è in tale momento infatti che il progetto si può sostanzialmente ritenere determinato in termini di tipologia di soluzione tecnica e consistenze, da cui un accettabile compromesso tra rischi residui di progetto (e.g. riferibili alla presa in possesso dei luoghi) e disponibilità di leve per l'efficientamento dei costi in capo al TSO (e.g. efficientamento di approvvigionamento).

- 4.7. Al riguardo si ricorda che la delibera 698/2018 prevede che Terna predisponga entro il 30 settembre 2020 una nuova edizione del rapporto; tale edizione incorporerà nuove curve di costo unitario, costruite tenendo conto di stime di costo più aggiornate e, per interventi ricadenti nel breve medio-termine, caratterizzate da minor margine di incertezza in virtù della potenziale conclusione dell'iter autorizzativo.
- 4.8. Per quanto sopra esposto, Terna propone di rimandare la definizione della curva del costo unitario di riferimento da considerare ai fini del meccanismo incentivante proposto, a valle della seconda edizione del rapporto per l'identificazione delle capacità obiettivo previsto per settembre 2020, anche al fine di consolidare la metodologia di calcolo sottostante la definizione del costo unitario.
- 4.9. Infine, Terna ritiene che la proposta di meccanismo di promozione all'efficienza dei costi di investimento possa essere estesa anche ad altri interventi soggetti ad incentivo, come ad esempio gli interventi finalizzati alla risoluzione delle congestioni all'interno delle zone (delibera 699/2018).
- 4.10. Per tali interventi, non essendo definibile una grandezza fisica univoca sulla base della quale costruire un costo unitario di riferimento, si propone di valutare l'efficienza sulla base del costo stimato nell'ambito della proposta di istanze che Terna è tenuta a presentare in adempimento alla delibera 699/18. L'eventuale premio per Terna sarebbe individuato mediante il coefficiente moltiplicativo k da individuare come differenza tra il costo a consuntivo e il costo stimato nell'istanza, applicandolo poi al premio conseguito secondo i criteri di cui alla delibera 699/2018.

5. Promozione della completa unificazione della RTN

- 5.1. **È pienamente condivisibile l'interesse dell'Autorità nel promuovere la completa unificazione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)**, al fine di rimuovere le inefficienze sistemiche legate all'attuale frazionamento della proprietà della RTN.
- 5.2. Infatti, la proposta, avanzata dall'Autorità, di prevedere un premio *una tantum* per Terna, commisurato ad una percentuale – decrescente dal 2020 al 2022 – del capitale investito netto in caso di acquisizione di asset dei terzi¹⁰ titolari, può costituire una spinta al completamento della riunificazione dell'intero perimetro della RTN.
- 5.3. D'altra parte, è condivisibile anche il secondo meccanismo incentivante proposto, volto a rivedere ed aggiornare dal 2020 (con efficacia dal 2021) i criteri di determinazione dei canoni annuali da corrispondere ai proprietari terzi di RTN, secondo le modalità prospettate nel documento per la consultazione. Ciò infatti incentiverebbe i titolari terzi di porzioni di RTN a cedere a Terna, entro tale limite di tempo, le proprie infrastrutture di trasmissione, evitando di prolungare ulteriormente l'attuale situazione di inefficienza sistemica connessa alla proprietà separata della RTN.
- 5.4. Per quanto detto sopra, Terna è favorevole all'introduzione di entrambi i meccanismi di incentivazione prospettati nel documento per la consultazione.

¹⁰ Soggetti proprietari di RTN diversi da Terna S.p.A. e da società interamente controllate da Terna S.p.A.