

**Osservazioni Terna al documento per la  
consultazione  
422/2022/R/EEL**

**SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE  
DELL'ENERGIA ELETTRICA**

**Aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi  
per il Piano decennale di sviluppo della rete di  
trasmissione nazionale**



## EXECUTIVE SUMMARY

1. Terna condivide gli orientamenti dell'Autorità sull'aggiornamento di alcune delle disposizioni e dei requisiti minimi per la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.
2. In particolare, accoglie con favore il **nuovo approccio proposto per la valutazione dei progetti principali** articolato su un processo con due fasi valutative: una prima fase, funzionale ad autorizzare le spese preliminari necessarie agli studi e alla definizione del progetto prima dell'autorizzazione e una seconda fase, funzionale a dare il parere favorevole al riconoscimento della spesa per la progettazione esecutiva e la realizzazione dell'intervento. Nelle proposte di ARERA l'avvio della seconda fase dovrebbe tuttavia avvenire solo a procedura autorizzativa conclusa o vicina al completamento.
3. Essendo uno degli obiettivi principali di tale nuovo approccio quello di velocizzare il processo, Terna ritiene che:
  - a. la valutazione della prima fase da parte dell'Autorità debba avvenire indipendentemente dalla fase di consultazione del PdS in cui è inserito il nuovo intervento di sviluppo, dal momento che questa si conclude con il parere dell'Autorità dopo circa un anno dall'invio del PdS da parte di Terna;
  - b. la seconda fase, il cui avvio si ritiene non debba essere subordinato alla conclusione del processo autorizzativo ma al raggiungimento di un maggior grado di maturità del progetto (es. iter autorizzativo avviato), possa seguire l'ordinaria valutazione da parte di ARERA nell'ambito dell'espressione del parere sul Piano di Sviluppo (tenuto in considerazione anche ai fini della conclusione dei procedimenti autorizzativi da parte delle amministrazioni concedenti).
4. Per svincolare il processo di valutazione della prima fase dell'intervento da quello previsto per l'intero PdS, Terna condivide la fissazione di un limite alle spese per la definizione del progetto (forniti comunque nella scheda di Piano), che potrebbe anche essere inferiore al *cap* proposto dall'Autorità del 5% per le opere con investimento elevato, in caso in cui si ravvisasse una mancanza di pubblicità/consultazione delle nuove proposte di intervento.
5. Propone, inoltre, che i costi associati alle attività preliminari, sostenuti annualmente fino all'ottenimento delle autorizzazioni, siano inseriti direttamente nella proposta tariffaria annuale. A riguardo si richiede che tali costi preliminari vengano riconosciuti alla stregua di un investimento completato attraverso l'introduzione di un cespite dedicato con una vita utile regolatoria assunta convenzionalmente di 3/5 anni, stimata sulla base

di una durata media del periodo intercorrente tra la fase di pianificazione e l'ottenimento dell'autorizzazione.

6. Per quanto riguarda la fase 2, al raggiungimento di un maggior grado di maturità del progetto (es. iter autorizzativo avviato), l'Autorità in fase di valutazione del Piano di sviluppo potrà esprimersi favorevolmente o meno nel proseguire con la realizzazione dell'intervento o attendere il verificarsi di quelle condizioni di scenario che ne giustificano la realizzazione.
7. In merito **all'estensione dei contenuti del Piano di Sviluppo** (punti 9 e 10 del DCO), Terna è favorevole a condividere con l'Autorità le informazioni del Piano di sicurezza, resilienza e rinnovo (ad es. in forma aggregata per ciascuna area tematica e/o cluster di intervento) e a integrare la comunicazione in merito alla spesa di investimento prevista nei cinque anni successivi, solo nel caso di adozione, già a partire dal 2024, di un modello di regolazione tariffaria ROSS "integrale" basato – in un'ottica sperimentale – sull'elaborazione e condivisione con l'Autorità di un business plan di tipo "semplificato", come proposto nella risposta al DCO 317/22.
8. Riteniamo appropriato fornire queste informazioni con il business plan piuttosto che all'interno del PdS, in quanto i Piani di sicurezza, resilienza e rinnovo hanno una frequenza di predisposizione (annuale) ed esigenze di pianificazione/realizzazione differenti da quelle del PdS (che ha invece cadenza biennale e orizzonte decennale).
9. Per quanto riguarda **l'orizzonte della programmazione degli investimenti e modalità** e tempistiche di pubblicazione, incluso il formato di riferimento, Terna ritiene che vada rimandata la valutazione nell'ambito della consultazione del ROSS-integrale.
10. In merito all'**aggiornamento dei requisiti minimi in materia di ACB** (punti 11 e successivi):
  - Terna coglie con favore l'innalzamento della soglia di investimento per l'applicazione dell'analisi costi benefici e propone di aumentarla a 50 milioni di euro, in luogo dei 25 milioni di euro proposti da ARERA. Tale soglia comporterebbe un dimezzamento degli interventi oggetto di analisi costi benefici assicurando comunque una copertura molto significativa e pari a circa il 90% dell'investimento complessivo ad esempio del PdS 2021.
  - Per quanto riguarda la distribuzione temporale dei costi di investimento ai fini dell'analisi economica, Terna ritiene corretta l'attuale impostazione secondo cui l'investimento stimato complessivo viene considerato in maniera aggregata all'anno di entrata in esercizio dell'intervento, in coerenza con l'attuale riconoscimento tariffario, con la metodologia CBA adottata da ENTSO-e e con quanto suggerito dalla maggior parte degli esperti che hanno svolto le verifiche sulle analisi costi

benefici. L'ipotesi, invece, di un'eventuale distribuzione del capex in maniera convenzionale (ad es. su tre anni) presupporrebbe, per mantenere una coerenza della regolazione tariffaria con la metodologia di analisi costi benefici, un differente riconoscimento tariffario degli investimenti rispetto all'attuale ovvero la remunerazione sia degli ammortamenti che del capitale.

- In merito all'inserimento di un sub-indicatore B1.b per rappresentare la riduzione dei costi di esercizio del parco di generazione nel caso di interconnessione di sistemi isolati Terna ritiene condivisibile l'introduzione di uno specifico indicatore per questa tipologia di interventi.
  - In merito alla valorizzazione della riduzione dell'*overgeneration* di sistema tramite l'indicatore B5, Terna conferma l'assenza di doppio conteggio rispetto agli altri indicatori considerati nell'analisi costi benefici e propone una nuova modalità di valorizzazione dello stesso.
  - In merito agli indicatori B7 (riduzione costi MSD nodale) e B8 (riduzione costi MSD zonale), Terna ritiene che utilizzare un'analisi "a costo" (come prospettato dall'Autorità nel documento per la consultazione) non sia condivisibile (come esposto nel riscontro allo spunto S.12) e quindi ritiene opportuno mantenere la metodologia finora utilizzata, in maniera tale da valorizzare adeguatamente i benefici prodotti dagli interventi di Terna sia in termini di aumento della competitività del mercato che di riduzione delle distorsioni derivanti da un'offerta di servizi a prezzi non allineati ai costi.
  - Per quanto riguarda i benefici B18 (riduzione emissioni gas climalteranti) e B19 (riduzione emissioni gas non climalteranti), Terna è favorevole all'ampliamento del perimetro di valutazione del beneficio B18 (considerato l'effetto globale che hanno i gas serra sul clima), mentre propone di mantenere il B19 confinato al solo perimetro italiano, tenendo conto dell'effetto prevalentemente locale delle emissioni (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PM<sub>2,5</sub> e PM<sub>10</sub>) considerate in tale indicatore.
11. Relativamente alla predisposizione del rapporto di identificazione della capacità obiettivo, Terna sta svolgendo l'esercizio di aggiornamento del rapporto sulla base dei nuovi scenari energetici al 2030 e al 2040.
12. Tale esercizio può costituire quindi la terza edizione del rapporto di capacità obiettivo, i cui risultati potrebbero essere oggetto di consultazione entro il 2022 e successivamente approvati nel corso del 2023 con le informazioni necessarie ad una possibile estensione al nuovo periodo regolatorio dei meccanismi *output-based* incentivanti l'incremento efficiente di capacità di trasporto.

13. Infine, in merito alla **scelta degli indicatori di prestazione della rete di trasmissione**, Terna ritiene che lo sviluppo di un robusto set di indicatori di prestazione a cui associare incentivi di natura *output-based* per la trasmissione elettrica risulti oggi ancora più opportuno in considerazione del carattere di urgenza e della portata degli investimenti infrastrutturali richiesti per fare fronte alle criticità poste dall'attuale contesto energetico.
14. Oltre agli attuali indicatori di prestazione della rete di trasmissione (es. capacità di trasporto, indisponibilità, costi e volumi MSD, MPE, ENF, ecc) già individuati per diverse finalità nel corso di questi anni ed elencati nel DCO, Terna è favorevole all'introduzione di ulteriori indicatori da utilizzare nell'ambito della regolazione *output-based*, legati anche a processi di natura amministrativa o procedurale (come es. standard di riferimento su tempistiche di connessione, tempi effettivi di ottenimento delle autorizzazioni).
15. Inoltre, proponiamo di valutare l'introduzione di indicatori per misurare le attività di rinnovo e mantenimento in esercizio delle porzioni di rete di trasmissione, l'incremento della resilienza rispetto agli eventi meteorologici eccezionali e le risoluzioni di congestioni all'interno delle zone collegati allo sviluppo degli impianti rinnovabili.
16. Nel seguito si riportano i riscontri puntuali agli spunti del DCO.

## VALUTAZIONE DEI PRINCIPALI PROGETTI DI TRASMISSIONE

### *S1. Osservazioni in merito al possibile nuovo approccio per la valutazione dei principali progetti di trasmissione e il loro trattamento ai fini dei riconoscimenti di costo*

17. Terna condivide la proposta dell'Autorità di introdurre un nuovo approccio di valutazione dei principali progetti distinto in due fasi e del relativo trattamento ai fini dei riconoscimenti tariffari:
- a. una prima fase (Fase 1), funzionale ad autorizzare le spese preliminari necessarie alla definizione e all'autorizzazione del progetto;
  - b. una seconda fase (Fase 2), funzionale a dare il parere favorevole alla realizzazione finale del progetto e al riconoscimento delle relative spese di investimento.
18. L'obiettivo dell'approccio è quello di rendere più rapido il processo di valutazione e autorizzazione degli investimenti ritenuti essenziali al processo di transizione energetica e allo stesso tempo di fornire la possibilità di non procedere con la realizzazione dell'opera anche nel caso di ottenimento dell'autorizzazione. A tal fine Terna propone di:
- a. non imporre una soglia economica per individuare i progetti principali, prediligendo la definizione di un paniere di opere da considerare necessarie ai nuovi scenari di sviluppo ed esigenze di sistema;
  - b. svincolare il processo di valutazione della fase 1 di queste opere dal più ampio processo di consultazione del Piano di sviluppo, che si conclude con il parere dell'Autorità generalmente dopo circa un anno dall'invio del PdS da parte di Terna (tempistica che di fatto renderebbe inutile l'introduzione di questo nuovo processo);
  - c. prevedere il riconoscimento dei costi sostenuti nel limite complessivo alle spese per la definizione e autorizzazione del progetto con l'approvazione della proposta tariffaria;
  - d. non subordinare l'avvio della seconda fase alla conclusione del processo autorizzativo.
19. In particolare, la prima fase potrebbe essere strutturata nei seguenti passi:
- a. Terna presenta le schede delle opere principali con le informazioni di massima (obiettivo, zona di rete, costi, e benefici) ed evidenzia quali tra queste, sulla base della priorità/entrata in esercizio, debbano essere valutate per l'accesso al riconoscimento delle spese preliminari. Negli anni in cui non è prevista la

predisposizione del Piano, eventuali nuove richieste potrebbero essere incluse nel documento per il monitoraggio (vd spunto S5);

- b. Terna avvia le attività necessarie per lo svolgimento degli studi preliminari e per l'avvio dell'iter autorizzativo sostenendo le relative spese e riporta i relativi costi sostenuti annualmente nella proposta tariffaria annuale; a riguardo richiediamo che tali costi preliminari vengano riconosciuti alla stregua di un investimento completato attraverso l'introduzione di un cespite dedicato con una vita utile regolatoria assunta convenzionalmente di 3/5 anni stimata sulla base di una durata media del periodo intercorrente tra la fase di pianificazione e l'ottenimento dell'autorizzazione.
  - c. l'Autorità tramite approvazione della proposta tariffaria conferma a Terna il riconoscimento dei costi preliminari, entro un limite che può essere anche inferiore rispetto a quello fissato dall'Autorità al 5% per le opere con investimento elevato, in caso in cui si ravvisasse una mancanza di pubblicità/consultazione delle nuove proposte di intervento;
  - d. nel successivo piano o nel documento di monitoraggio Terna fornisce l'avanzamento dei progetti ai fini della seconda fase di valutazione.
20. Conclusasi la Fase 1, al raggiungimento di un maggior grado di maturità del progetto (ad es. iter autorizzativo avviato) e tenuta in considerazione l'evoluzione degli scenari e degli assetti del settore effettivamente maturati, Terna in sede di predisposizione del successivo Piano di sviluppo fornisce:
- a. gli aggiornamenti ad ARERA e MiTE su costi e tempi, se l'esigenza risulta confermata dal maturare degli scenari di riferimento;
  - b. l'indicazione di nuove valutazioni per eventuali posticipi rispetto alla prima pianificazione o previsioni di mancata entrata in esercizio, in caso in cui non si dovessero verificare le variabili di scenario su cui si basa l'intervento di sviluppo.
21. L'Autorità nel quadro della ordinaria valutazione dello schema di Piano di sviluppo o con valutazione dedicata in caso di istanza da parte di Terna, potrebbe esprimersi favorevolmente nel proseguire con la Fase 2 o confermare la richiesta di porre in valutazione l'opera, anche in caso di autorizzazione già ottenuta.

## AGGIORNAMENTO DEI REQUISITI MINIMI PER I PIANI DI SVILUPPO

### ***S2. Osservazioni in merito all'estensione dei contenuti del Piano di sviluppo riguardo investimenti per sicurezza del sistema elettrico, resilienza e rinnovo***

22. In merito alla proposta di estendere gli attuali contenuti del Piano di Sviluppo con l'obiettivo di ricomprendere il complesso delle attività e delle spese di investimento per il servizio di trasmissione, Terna non ritiene opportuno inserire questi ulteriori contenuti all'interno del Piano di sviluppo dal momento che i Piani di sicurezza e resilienza e il Piano di rinnovo hanno una frequenza (annuale) e degli orizzonti temporali differenti da quelli del PdS (cadenza biennale e orizzonte decennale). Siamo però d'accordo a condividere – in caso di avvio di un modello di regolazione ROSS semplificato dal 2024 – le informazioni riguardanti il piano di sicurezza, resilienza e rinnovo, in forma aggregata per ciascuna area tematica e/o cluster di intervento, sia a integrare la comunicazione all'Autorità in merito alla spesa di investimento prevista nei cinque anni successivi all'interno del Business plan di tipo “semplificato”.

23. Riteniamo infatti l'ampliamento del contenuto informativo funzionale all'adozione, già a partire dal 2024, di un modello di regolazione tariffaria ROSS “integrale” basato – in un'ottica sperimentale – sull'elaborazione e condivisione con l'Autorità di un business plan di tipo “semplificato”, come meglio dettagliato nella risposta al DCO 317/22.

### ***S3. Osservazioni in relazione alle informazioni riguardanti la programmazione di breve-medio termine degli investimenti e relative modalità e tempistiche di pubblicazione***

24. Per quanto riguarda l'orizzonte della programmazione degli investimenti e relative modalità e tempistiche di pubblicazione, incluso il formato di riferimento, Terna reputa opportuno rimandare la valutazione di questi aspetti nell'ambito della futura consultazione sul ROSS-integrale, al fine di valutarne meglio gli impatti e se nel caso proporre delle modifiche.

### ***S4. Osservazioni sulla pubblicazione del rapporto annuale di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi***

### ***S5. Osservazioni sulla possibile pubblicazione annuale di una versione semplificata della tabella di sintesi che presenti le informazioni sull'avanzamento dei progetti***

25. Terna è d'accordo a redigere e inviare all'Autorità, negli anni in cui non è prevista la pubblicazione del Piano di sviluppo, l'aggiornamento annuale contenente l'avanzamento degli interventi rispetto al contenuto del PdS precedente, in adempimento a quanto previsto con il decreto legislativo n.93/2011 (articolo 36), tramite



l'invio e la pubblicazione di tabelle di sintesi che presentino le informazioni sull'avanzamento dei progetti.

## DISPOSIZIONI IN MATERIA DI ANALISI COSTI BENEFICI

### *S6. Osservazioni sull'orientamento di innalzare a 25 milioni di euro la soglia economica (CAPEX previsto per l'intervento di sviluppo) per l'applicazione dell'analisi costi benefici*

26. Terna condivide la proposta dell'Autorità di innalzare la soglia di investimento per l'applicazione dell'analisi costi benefici agli interventi di sviluppo, effettuata nell'ottica di ridurre l'onere di predisposizione e verifica del Piano di Sviluppo considerato il numero di nuovi interventi inseriti negli ultimi anni, destinato ulteriormente a crescere nei prossimi Piani di Sviluppo per far fronte alle sfide imposte dalla transizione energetica.
27. In tal senso, Terna propone l'adozione di una soglia minima di 50 milioni di euro rispetto ai 25 milioni di euro attualmente prospettati nel documento per la consultazione. Tale soglia porterebbe quasi a dimezzare il numero di interventi sui quali effettuare le analisi costi benefici mantenendo comunque una copertura di quasi il 90% del capex complessivo previsto nel PdS 2021, come riportato nella tabella seguente.

	PdS totale	2021	soglia minima per ACB		
			≥ 15 M€ (attuale)	≥ 25 M€ (proposta DCO)	≥ 50 M€ (proposta Terna)
Interventi [n°]	267		120	93	67
Capex stimato [M€]	21.425		20.360	19.846	18.924
% su Capex complessivo PdS			95%	93%	88%

Tabella 1 – Impatti n° interventi e investimenti su modifica soglia minima per ACB

28. Nell'ipotesi in cui si adottasse la soglia minima di 50 mln€, in luogo di quella di 25 mln€, in Tabella 2 si riporta l'elenco (sempre riferito allo schema di Piano 2021) degli interventi che verrebbero esclusi dalle valutazioni (principalmente interventi di riassetto di rete, peraltro già valutati positivamente nell'ambito dei pareri sugli schemi di Piano). Pertanto, la nuova soglia proposta si applicherebbe soltanto ai nuovi interventi dei prossimi PdS.

Interventi esclusi tra 25 mln€ e 50 mln€ (PdS 2021)		
Codice PdS	Nome intervento	Capex stimato dal PdS 2021
116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	48
308-P	Riassetto rete area Livorno	48
535-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta	47
704-P	Elettrodotto 150 kV Taloro - Goni	45
317-P	Rete metropolitana di Firenze	43
411-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio	42
213-P	Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone	40
127-P	Stazione 380 kV Mese	37
221-P	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud	37
337-P	Rete 132 kV tra Romagna e Toscana	36
511-P	Stazione 380 kV S. Sofia	36
612-P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	36
321-P	Rete area Forlì/Cesena	35
119-P	Razionalizzazione 132 kV Cremona	34
348-P	Razionalizzazione rete tra Parma e Piacenza	34
403-P	Rete AAT/AT medio Adriatico	33
126-P	Stazione 380 kV Magenta	32
238-P	Stazione 220 kV Glorenza	31
162-P	Riassetto rete AT area Bordogna	30
320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia	30
351-N	Rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV Calenzano-Suvereto	30
428-P	Riassetto rete AT area Sud di Roma	30
607-P	Elettrodotto 220 kV Partinico- Fulgatore	30
310-P	Rete 132 kV tra Borgonovo, Salsominore e Borgotaro	27
345-P	Stazione 380/132 kV Larderello	26
419-P	Riassetto rete Roma Ovest - Roma Sud Ovest	25

Tabella 2 – Potenziali Interventi esclusi tra 25 mln€ e 50 mln€ (PdS 2021)

## S7. Osservazioni sulla distribuzione temporale dei CAPEX ai fini dell'analisi economica

29. Per quanto riguarda la distribuzione temporale dei costi di investimento ai fini dell'analisi economica, Terna ritiene corretta l'attuale impostazione secondo cui l'investimento stimato complessivo viene considerato in maniera aggregata all'anno di entrata in esercizio dell'intervento. Tale approccio risulta coerente con l'attuale riconoscimento tariffario, con la metodologia adottata da ENTSO-e (cfr. sezione 7.12)

per la stesura del TYNDP 2022<sup>1</sup> e con quanto suggerito dalla maggior parte degli esperti che hanno svolto le verifiche sulle analisi costi benefici di un paniere selezionato di interventi appartenenti ai PdS 2018 e 2019.

30. L'ipotesi, invece, di un'eventuale distribuzione del capex in maniera convenzionale (ad es. su tre anni) presupporrebbe, per mantenere una coerenza della regolazione tariffaria con la metodologia di analisi costi benefici, un differente riconoscimento tariffario degli investimenti rispetto all'attuale, ovvero la remunerazione sia degli ammortamenti che del capitale.

#### ***S8. Osservazioni sul trattamento dei costi compensativi ai fini dell'analisi costi benefici***

31. Terna condivide l'orientamento dell'Autorità di mantenere la prassi vigente che prevede il trattamento dei costi compensativi, esogeni alle infrastrutture di trasmissione, come voce di costo nell'analisi costi benefici. Come specificato nel documento di consultazione, tale prassi – oltre ad essere in linea con la bozza di metodologia CBA utilizzata da ENTSO-e – garantisce la coerenza tra costi stimati in sede di Piano di sviluppo e costi effettivi rendicontati ai fini del riconoscimento tariffario.

#### ***S9. Osservazioni sulla modalità di attualizzazione ai fini dell'analisi costi benefici***

32. Relativamente alle modalità di attualizzazione dei costi e dei benefici per il calcolo degli indicatori economici sintetici IUS e VAN, Terna è orientata a confermare l'attualizzazione all'anno di predisposizione del Piano di sviluppo (come da prassi attuale), eliminando il riferimento agli indicatori economici calcolati tramite attualizzazione all'anno di completamento dell'intervento.

#### ***S10. Osservazioni sulla proposta di sub-indicatore di beneficio B1.b per rappresentare la riduzione di costi di esercizio del parco di generazione nel caso di interconnessione di sistemi isolati***

33. Relativamente alla valutazione dei benefici per l'interconnessione di sistemi elettrici isolati, Terna ritiene condivisibile l'introduzione di un nuovo sub-indicatore (cd B1.b), specifico per questa tipologia di interventi.
34. A tal proposito, però, si ritiene che la valutazione di tale indicatore attraverso *tool* di simulazione di mercato, in analogia a quanto già avviene per il beneficio B1, non catturerebbe adeguatamente la variazione di beneficio, poiché l'ordine di grandezza del carico sotteso del sistema elettrico da interconnettere rispetto alla zona di mercato

---

<sup>1</sup> [3rd ENTSO-e guideline for cost benefit analysis of grid development projects](#), versione del 22 marzo 2021 inviata per approvazione alla Commissione Europea

contigua si confonderebbe con l'errore intrinseco delle valutazioni dovuto alla risoluzione del *tool* di calcolo.

35. Pertanto, si propone di valorizzare tale beneficio secondo la metodologia già adottata da Terna nello schema di PdS 2021, attribuendo all'indicatore B1.b la stima dei costi variabili di esercizio degli impianti di generazione sottesi al sistema elettrico isolato facendo riferimento all'integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori desumibile dalle delibere dell'Autorità; a tal proposito, al fine di effettuare una stima quanto più accurata possibile, Terna richiederà all'Autorità i riferimenti di costo più aggiornati.
36. Per quanto riguarda, invece, il beneficio B4, Terna è orientata a valorizzare tramite tale indicatore esclusivamente il costo evitato per nuova capacità di generazione, in coerenza con quanto richiesto nel documento per la consultazione.

#### ***S11. Osservazioni sul possibile nuovo indicatore di beneficio legato alla riduzione di overgeneration di sistema di MSD e ai relativi rischi di doppio conteggio***

37. Relativamente al possibile nuovo indicatore di beneficio legato alla riduzione di *overgeneration* di sistema di MSD, Terna conferma l'assenza di doppio conteggio con gli altri indicatori dei benefici nel mercato dei servizi di dispacciamento, in quanto la riduzione di *overgeneration* in esito alle simulazioni di MSD zonale viene valorizzata solo nell'indicatore di beneficio B5 (maggiore integrazione FER) e non in quello relativo al beneficio B7 (riduzione costi MSD), che si riferisce invece alle efficienze introdotte nel mercato dei servizi, ma non legate ad una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili (ad es. sostituzione di un impianto meno efficiente con uno più efficiente per fornire riserva).
38. In aggiunta a ciò, Terna propone che la valorizzazione del B5 (sia di sistema che locale) venga effettuata a costi (costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato) in modo tale da adottare la medesima valorizzazione utilizzata per la riduzione di *overgeneration* catturata sul mercato dell'energia e contabilizzata tramite l'indicatore B1. Tale proposta è motivata dal fatto che l'attuale metodologia (valorizzazione al prezzo zonale della zona di mercato in cui viene ridotta l'*overgeneration*) rischia di intercettare in maniera non appropriata il reale valore determinato da una maggiore penetrazione rinnovabile e che risulta invece pari al costo variabile degli impianti che tali rinnovabili sostituiscono (ad esempio generazione a gas).

#### ***S12. Osservazioni sulla modalità di valorizzazione dei benefici B7 e B8 relativi al mercato dei servizi di dispacciamento***

39. Terna comprende l'esigenza di ARERA di rendere più omogenei i criteri di valutazione dei benefici netti apportati dalle opere di Terna con riferimento agli indicatori B1 – utilizzato per i mercati dell'energia - e B7/B8 – utilizzati per il MSD. Ciò nonostante,

Terna non condivide la proposta illustrata nel DCO di adottare una valorizzazione “a costi” per gli indicatori B7 e B8.

40. Come di seguito esposto, già nell'indicatore B1, la metodologia utilizzata – che attribuisce il medesimo peso al surplus del produttore e a quello del consumatore – tende sia a trascurare gli effetti pro-competitivi indotti dagli interventi di Terna, che a sottostimare la riduzione del benessere del consumatore dovuta ad un aumento dei prezzi. In particolare, non si considera – ad esempio – che un aumento dei prezzi, riducendo significativamente la disponibilità di spesa complessiva del consumatore, si tradurrebbe in una riduzione del consumo anche di altri beni e servizi (di seguito: effetto reddito) e, quindi, del benessere complessivo del sistema.
41. Tale effetto di riduzione del benessere per “effetto reddito” è oggi particolarmente evidente se pensiamo che, a causa dell'elevato costo della bolletta energetica, si rischia di assistere non solo ad una significativa riduzione dei consumi di altri beni e servizi, ma anche ad una chiusura di molte attività produttive con effetti a cascata sull'intero sistema produttivo del Paese.
42. Inoltre, una struttura di mercato più competitiva si traduce in un aumento di efficienza produttiva di medio lungo termine, poiché incentiva gli operatori ad individuare soluzioni più efficienti ed innovative per mantenere/aumentare le proprie quote di mercato e la propria marginalità adeguando il proprio parco produttivo. A riguardo, si consideri che interventi – quali quelli antitrust – di introduzione di tetti alle quote di mercato, che portano ad aumentare “forzatamente” il grado di concorrenza del mercato, sacrificano una perdita di efficienza di breve periodo (entrano, grazie ai tetti, operatori meno efficienti) per un aumento ben più significativo di efficienza e benessere nel medio lungo termine.
43. Trascurare gli effetti pro-competitivi degli interventi di Terna è ancor più critico con riferimento al mercato dei servizi, tipicamente caratterizzato da un maggiore grado di concentrazione delle risorse rispetto ai mercati dell'energia.
44. Oltre a quanto sopra, si deve anche considerare che, a differenza di quanto avviene per i mercati dell'energia (e quindi nelle valutazioni del B1), laddove variazioni nei livelli dei prezzi si manifestano direttamente sul livello della domanda nel mercato, nel caso del MSD gli oneri netti sostenuti da Terna vengono recuperati attraverso l'*uplift*. Gli effetti distorsivi sulle scelte di consumo di energia elettrica (e di altri beni e servizi) non sono quindi rilevabili osservando il livello di fabbisogno di Terna su MSD, che è assolutamente non elastico.
45. Di conseguenza, nel valutare gli indicatori B7 e B8, si dovrebbero considerare gli effetti prodotti da una variazione del livello dell'*uplift* sui livelli di consumo. Tuttavia, l'*uplift*,

essendo applicato in ragione dei consumi di energia elettrica pur non dipendendo da quanto effettivamente consumato, presenta le distorsioni tipicamente associate alla tassazione, la quale – come ampiamente riconosciuto in letteratura – comporta una ponderazione del surplus del produttore significativamente inferiore rispetto a quella del “consumatore tassato”.

46. Per quanto sopra, utilizzare un’analisi “a costo” per il calcolo degli indicatori B7 e B8 non è condivisibile e quindi si ritiene opportuno mantenere la metodologia finora utilizzata, in maniera tale da valorizzare adeguatamente i benefici prodotti dagli interventi di Terna sia in termini di aumento della competitività del mercato che di riduzione delle distorsioni derivanti da un’offerta di servizi a prezzi non allineati ai costi.

***S13. Osservazioni sul perimetro da considerare per l’analisi dei benefici B18 (emissioni greenhouse gas) e B19 (emissioni non greenhouse gas)***

47. Terna è favorevole alla proposta di estendere il perimetro di valutazione del beneficio B18 all’intero sistema oggetto di studio anziché al solo perimetro Italia, in quanto la riduzione di emissioni di sostanze climalteranti hanno effetti non solo nel paese in cui avvengono, ma si estendono all’intero perimetro di analisi.
48. Per quanto riguarda il beneficio B19, invece, Terna vorrebbe mantenere la valutazione a livello di perimetro italiano (come fatto finora), considerato l’effetto prevalentemente locale delle emissioni (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PM<sub>2,5</sub> e PM<sub>10</sub>) considerate in tale indicatore.

***S14. Osservazioni su possibili ulteriori aggiornamenti dell’analisi costi benefici e dei suoi indicatori***

49. Per quanto riguarda il beneficio B2 “variazione delle perdite di rete”, si rappresenta che in un sistema elettrico come quello italiano generalmente magliato e caratterizzato prevalentemente da lunghe direttrici, le perdite di rete sono fortemente dipendenti dalla localizzazione dei carichi e degli impianti di generazione e dai conseguenti flussi determinati dagli esiti del mercato.
50. Tale situazione risulta ancora più accentuata se si considerano gli scenari previsionali su cui Terna effettuerà le valutazioni del PdS 2023, che sono caratterizzati dalla presenza dei carichi prevalentemente nelle regioni del nord ed una distribuzione degli impianti di generazione (per la maggior parte rinnovabili) nelle regioni del sud e delle isole, sostanziandosi di conseguenza in un incremento significativo dei flussi sulle direttrici sud-nord.
51. In questo contesto, le valutazioni effettuate sui singoli progetti potrebbero mettere in evidenza un beneficio negativo in termini di riduzione delle perdite, che risulta però trascurabile rispetto all’entità degli altri benefici attribuibili agli interventi di sviluppo, in termini di aumento di capacità di trasporto, efficienza dei mercati, integrazione della

produzione rinnovabile. A titolo esemplificativo, si pensi ad un nuovo intervento di sviluppo che consente di integrare un maggior quantitativo di produzione FER: a tale intervento sarebbe associato un lieve incremento delle perdite (conseguente all'aumento dei flussi su una direttrice che trasporta la produzione FER integrata alla relativa zona di carico), che andrebbe però confrontato con l'*overgeneration* (associata alla produzione rinnovabile tagliata) che si avrebbe se l'intervento di sviluppo non venisse realizzato.

52. Alla luce di quanto sopra, si potrebbe valutare di non monetizzare l'indicatore B2 all'interno delle analisi costi benefici dei singoli progetti (esponendone però almeno la quantità fisica) e di mettere in risalto la riduzione delle perdite a livello sistemico che viene attualmente rappresentata nella sezione dei risultati di sistema (cfr. capitolo 6 del volume generale del piano) come quota parte della riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.



## STRUMENTI PROPEDEUTICI ALLA REGOLAZIONE OUTPUT-BASED

### CAPACITÀ OBIETTIVO

#### *S15. Osservazioni in merito agli strumenti di pianificazione propedeutici alla regolazione output-based*

53. Terna è d'accordo con l'Autorità sulla necessità di predisporre la **terza edizione del rapporto di individuazione della capacità obiettivo** e ritiene che debba essere un documento funzionale sia al meccanismo di incentivazione dell'incremento della capacità tra zone di mercato che alla costruzione di obiettivi di lungo termine anche ai fini della predisposizione del nuovo Piano di sviluppo (PdS 2023).
54. Perciò, cogliendo come spunto l'orientamento dell'Autorità, Terna ha già avviato le attività necessarie all'aggiornamento del documento di individuazione delle capacità sulla base dei nuovi scenari energetici pubblicati lo scorso 1° agosto, applicando la metodologia utilizzata per le precedenti edizioni; i risultati potrebbero fornire ulteriori input all'individuazione delle scelte di pianificazione degli interventi oggetto del prossimo PdS 23.
55. Terna propone all'Autorità l'introduzione di un processo strutturato nelle seguenti fasi, che sarebbe coerente anche con l'eventuale estensione del meccanismo vigente di incentivazione sugli interzonal al nuovo periodo regolatorio:
- a. entro la fine del 2022 avvio del processo di consultazione dei risultati di individuazione della capacità obiettivo (non si andrebbero a consultare aspetti relativi ad aspetti metodologici);
  - b. entro il primo semestre 2023 recepimento osservazioni dove necessario, pubblicazione e invio del rapporto all'Autorità per approvazione;
  - c. entro fine 2023 approvazione da parte dell'Autorità delle capacità obiettivo (con eventuale aggiornamento nel 2025 in esito agli sviluppi degli scenari (sia europei che nazionali) e alla finalizzazione dell'attività di ENTSO-E sui *gap* infrastrutturali).
56. Eventualmente, in attesa dei nuovi scenari (nazionali ed europei), si potrebbe valutare, lo svolgimento di *sensitivity* su specifiche variabili di input – caratterizzate da un maggior grado di incertezza causato dalla repentina evoluzione dell'attuale contesto geopolitico – così da dare maggiore robustezza ai risultati delle analisi.

### INDICATORI DI PRESTAZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE

#### *S17. Osservazioni in merito alla scelta degli indicatori di prestazione della rete di trasmissione*

57. In considerazione del carattere di urgenza e della portata degli investimenti infrastrutturali richiesti per fare fronte alle criticità poste dall'attuale contesto energetico, risulta sempre più rilevante convogliare gli sviluppi infrastrutturali verso quei progetti che effettivamente rispondono alle esigenze prioritarie di sistema in grado di promuovere al contempo l'efficienza energetica e l'integrazione di energia da FER. Per raggiungere queste finalità, lo sviluppo di un robusto set di indicatori di prestazione della rete di trasmissione, a cui eventualmente associare incentivi di natura *output-based*, è di grande importanza.
58. Alla luce di questa premessa, oltre agli attuali indicatori di prestazione della rete di trasmissione (es. capacità di trasporto, indisponibilità, costi e volumi MSD, MPE, ENF, ecc.) già individuati per diverse finalità nel corso di questi anni ed elencati nel DCO, Terna considera opportuna l'introduzione di ulteriori indicatori da utilizzare nell'ambito della regolazione *output-based*, legati anche a processi di natura amministrativa o procedurale (come es. standard di riferimento su tempistiche di connessione, tempi effettivi di autorizzazioni).
59. Inoltre, è opportuno valutare la definizione di indicatori per misurare le attività di rinnovo e mantenimento in esercizio delle porzioni di rete di trasmissione, l'incremento della resilienza rispetto agli eventi meteorologici eccezionali e le risoluzioni di congestioni all'interno delle zone collegati allo sviluppo degli impianti rinnovabili.
60. Più nello specifico, rispetto agli indicatori e relativi meccanismi incentivanti esistenti, preme confermare anche in questa occasione l'esigenza di rendere strutturali dal 2024:
- **i meccanismi di incentivazione all'ottenimento di contributi per il finanziamento delle opere infrastrutturali sia di carattere pubblico che privato** (questi ultimi oggi non considerati dalla regolazione) allineando il valore dell'incentivo di cui all'art. 17 del TIT al valore del 15% previsto per l'ottenimento dei contributi CEF (art. 41 TIQ.TRA), di cui in un'ottica di semplicità si potrebbero anche mutuare le modalità di erogazione dell'incentivo (superando quindi le modalità previste oggi basate sulla mancata deduzione dall'ammortamento di alcune annualità delle quote relativi ai contributi incassati), al fine di incrementare l'efficacia del meccanismo nella promozione di una maggiore sostenibilità economica e finanziaria dei programmi di sviluppo infrastrutturali attraverso il ricorso a *grants*;
  - **il meccanismo relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale** (art. 44-46 del TIQ.TRA), previsto in via sperimentale nel corrente periodo regolatorio, eliminando l'attuale *cap* di 150 milioni di euro, così da favorire la realizzazione di interventi utili ad evitare rischi di possibili future congestioni legate, ad esempio, a scenari di forte sviluppo delle rinnovabili (es. sull'asse Sud-Nord).

61. Con riferimento, invece, all'introduzione di nuovi indicatori da utilizzare nell'ambito della regolazione *output-based*, si dettagliano nel seguito le proposte di Terna:

- a. **Indicatore per misurare le attività di rinnovo e il mantenimento in esercizio delle porzioni di rete di trasmissione completamente ammortizzate**, a cui associare il riconoscimento a Terna di un premio collegato ai risparmi per il cliente legati a eventuali *saving* di costo rispetto a una determinata baseline stabilita ex-ante. In linea con quanto proposto dall'Autorità per il trasporto gas nell'ambito della consultazione 336/22, tale baseline di costo potrebbe essere definita con riferimento a un dato perimetro di asset completamente ammortizzate e ancora in esercizio.

Secondo una logica di sharing dei *saving* tariffari legati alla mancata remunerazione degli investimenti di manutenzione/rinnovo evitati, l'incentivo potrebbe quindi essere definito come percentuale del costo storico rivalutato degli asset per ogni anno di posticipo/rinvio degli interventi di sostituzione.

In coerenza con gli obiettivi generali di mantenimento della qualità del servizio, l'erogazione dell'incentivo potrebbe essere vincolata al rispetto di un set di indicatori minimi prestazionali e di sicurezza o, ad esempio, al mantenimento degli attuali indicatori già previsti dalla regolazione della qualità del servizio, come l'energia non fornita di riferimento [ENSR]. In altri termini l'accesso agli incentivi sarebbe subordinato al mantenimento di livelli di qualità definiti ex ante condivisi con il regolatore.

Tale soluzione consentirebbe peraltro di collegare il volume di investimenti di rinnovo e manutenzione con l'attuale meccanismo di incentivazione sulla qualità del servizio della trasmissione elettrica, la cui regolazione ha ormai raggiunto una piena maturità ed ha consentito il raggiungimento di livelli ottimali ed efficienti di ENSR.

- b. **Indicatore relativo all'incremento della resilienza rispetto agli eventi meteorologici eccezionali**; l'incentivo connesso potrebbe essere collegato al singolo intervento previsto nel piano resilienza come avviene per il meccanismo previsto per il servizio di distribuzione di energia elettrica oppure ipotizzando un meccanismo simile all'indicatore ENSR della qualità del servizio in cui si potrebbe stabilire ex ante, sulla base della metodologia resilienza approvata dall'Autorità, un livello obiettivo di rischio della rete per eventi meteorologici estremi (misurato ad esempio attraverso l'ENS attesa) che Terna si impegna a rispettare, per accedere all'incentivo, attraverso la realizzazione degli interventi di incremento della resilienza previsti nel piano di Resilienza.
- c. **Indicatore per la misurazione delle risoluzioni di congestioni all'interno delle zone collegati allo sviluppo degli impianti rinnovabili**, aspetto questo non internalizzato nell'attuale meccanismo di incentivazione alla realizzazione di capacità obiettivo. In questo caso, l'incentivo potrebbe essere commisurato al

beneficio in termini di riduzione di generazione rinnovabile (*overgeneration*) attesa (o raggiunta) con le azioni introdotte da Terna per l'integrazione della produzione FER.

- d. **Indicatori correlati al rilascio delle soluzioni di connessione tempestive ed efficienti** con incentivi legati ad esempio al rispetto di determinate tempistiche definite ex ante, da differenziare eventualmente per tipologia di impianto di produzione FER connesso, possibilmente con forme di premialità maggiorate con riferimento alle soluzioni di connessione offerte in aree della RTN non congestionate.

In considerazione del carattere sperimentale del meccanismo, l'erogazione di tali incentivi potrebbe essere ipotizzata in una prima fase solo in forma di premialità rimandando quindi l'applicazione anche di penalità per mancato rispetto delle tempistiche ad una fase successiva, una volta consolidato il meccanismo attraverso la previsione di opportuni meccanismi di esonero dal pagamento delle penali per ritardi dovuti a eventi non riconducibili alla responsabilità di Terna.

- e. **Indicatore di tipo On/Off rispetto a date obiettivo correlate a specifiche milestone autorizzative** da applicare per le opere etichettate come "urgenti" (sulla base del decreto legislativo 199/2021), da condividere preliminarmente con il regolatore, cui legare l'erogazione di un premio aggiuntivo rispetto al normale riconoscimento dei costi sostenuti per le fasi di preliminari di progetto. Le date obiettivo delle milestone potrebbero essere definite a partire dai tempi medi storici registrati da Terna (e non quindi su quelli previsti dalla normativa, regolarmente disattesi dalle Amministrazioni) tenendo opportunamente conto delle specificità di ogni progetto (tipologia e caratteristiche del progetto, tipologia di territorio interessato, numero di amministrazione coinvolte, ecc.).