

Milano, 13 ottobre 2022

Spettabile ARERA  
[protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)

**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”**

**Considerazioni generali**

Anie condivide l’orientamento dell’Autorità di consultare un aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi per la predisposizione e la consultazione del Piano di Sviluppo (PdS) della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), un nuovo approccio alla valutazione dei principali progetti di trasmissione e, infine, un’evoluzione verso la regolazione output based, attraverso l’individuazione di nuovi indicatori di prestazione del servizio di trasmissione. Tutto ciò alla luce dei sei anni ormai trascorsi dalla prima definizione dei requisiti minimi del PdS, avvenuta con la delibera 627/2016 e dell’evoluzione della normativa primaria europea (Regolamento UE 2022/869) e nazionale (aggiornamento della Dlgs 93/2011 tramite il Dlgs 76/2020 convertito con modifiche dalla legge n. 120/2022, Dlgs 199/2021 e 210/2021) condividendo l’orientamento di base di questo filone regolatorio, ossia il concetto di utilità per il sistema dello sviluppo della RTN.

Di seguito le risposte agli spunti di consultazione.

***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***

ANIE condivide la proposta di un nuovo approccio per la valutazione dei principali progetti di trasmissione, ritenendola efficace non solo rispetto agli obiettivi di velocizzazione del processo di approvazione e di utilità del sistema, ma anche rispetto ad una maggior trasparenza e tempestività di aggiornamento delle informazioni riguardanti la fase di valutazione dei progetti. Si concorda altresì sulla limitazione, almeno in fase iniziale, del numero di progetti sottoposti all’approccio in due fasi: il numero di tre sembra essere accettabile almeno in prima battuta.

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

ANIE condivide l’orientamento di estendere i contenuti del PdS tramite appositi allegati informativi che riguardino, in particolare, gli investimenti sulla sicurezza del sistema e sul rinnovo). In particolare, su quest’ultimo punto, sarebbe interessante disporre di informazioni sullo stato degli asset che compongono la RTN per quanto riguarda la vita tecnica e regolatoria, in modo da conoscere e monitorare la relazione tra investimenti per rinnovo e per sviluppo rete, e l’efficacia ed efficienza tecnica e regolatoria della gestione di questa relazione in ordine all’obiettivo dell’utilità della RTN per il sistema. In questo senso si possono mutuare modalità e procedure dal settore gas dove l’entità delle attività di rinnovo è forse più importante

che nel settore elettrico. Infine ANIE altresì rinnova la proposta di porre in consultazione il Piano di Difesa del sistema elettrico.

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

Nessuna osservazione da parte di ANIE.

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

ANIE concorda con gli orientamenti dell'Autorità in merito alla pubblicazione del rapporto annuale di monitoraggio, con due precisazioni. La prima consiste nella richiesta di aggiungere, tra le informazioni delle schede progetto di cui al punto 10.5, la stima della data di conseguimento dell'autorizzazione. La seconda consiste in una proposta di variazione delle scadenze consultate al punto 10.4, con l'obiettivo di rendere disponibili le informazioni più aggiornate possibili nel periodo che intercorre tra la consultazione di due PdS successivi (che contengono le informazioni di monitoraggio, come indicato al punto 10.8):

- volendo mantenere un'unica pubblicazione di rapporto di monitoraggio, ANIE propone di posporre la scadenza di pubblicazione al 31 luglio con dati aggiornati al 31 maggio, oppure al 31 ottobre con dati aggiornati al 31 agosto;
- in alternativa si può prevedere una prima pubblicazione entro il 31 maggio con dati aggiornati al 31 marzo e un successivo aggiornamento pubblicato entro il 31 ottobre, con dati aggiornati al 31 agosto.

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

ANIE concorda con l'orientamento dell'Autorità di pubblicare una versione semplificata della tabella di sintesi sull'avanzamento dei progetti.

***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***

ANIE concorda con l'innalzamento della soglia economica per l'analisi costi benefici a 25 milioni di euro.

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

Nessuna osservazione da parte di ANIE.

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

Nessuna osservazione da parte di ANIE.

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

Nessuna osservazione da parte di ANIE.

***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***

ANIE concorda con l'introduzione di un beneficio B1.b relativo alla riduzione dei costi di esercizio del parco di generazione di un sistema isolato. Si evidenzia tuttavia come l'interconnessione di sistemi isolati consenta di conseguire molti altri benefici, tra cui l'incremento di affidabilità di fornitura che, se non rappresentato nelle altre voci di beneficio esistenti, dovrebbe essere considerato in una voce dedicata.

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

ANIE condivide l'orientamento dell'Autorità di approfondire il rischio di doppio conteggio tra l'estensione del beneficio B5 per overgeneration di sistema in MSD e gli indicatori B7n e B7z. Più in generale si riscontra una frequente necessità di dover suddividere i benefici tra "zonali" o "di sistema" e "nodali", probabilmente derivante dall'approccio analitico con cui si quantificano tali benefici. Si aggiunga che una separazione netta tra i benefici zonali o locali è difficile da ipotizzare, in quanto gli interventi di sviluppo rete locali hanno, in generale, un impatto magari di piccola entità ma non nullo sui vincoli su sezioni e frontiere. Inoltre, osservando gli esiti di MSD e MB, si nota come la quota principale del saldo energetico ed economico tra le movimentazioni a salire e a scendere sia imputabile alla necessità di risolvere vincoli di rete locali, tipicamente di tensione. Tutto ciò premesso si suggerisce di valutare la fattibilità tecnica del solo approccio locale, che da una parte può ricomprendere quello zonale e dall'altra sembra riflettere più realisticamente le condizioni operative del mercato dei servizi di dispacciamento. Questo consentirebbe di ricondurre ad un'unica voce quei benefici che oggi sono già suddivisi (o di cui si valuta la suddivisione) in locali e zonali.

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

ANIE non concorda con la modalità proposta da Arera di valorizzazione dei benefici B7e B8 relativi a MSD in quanto, per usare la stessa terminologia del DCO al punto 19.4, se "il fornitore del servizio di rete ha un costo (reale) per fornire il servizio ed un ricavo pari al costo di approvvigionamento", l'utente ha un costo altrettanto reale e pari al costo di approvvigionamento, che viene appunto trasferito da Terna (è una delle voci del cosiddetto "ricavo passante"). Si suggerisce pertanto di valutare l'adozione di un approccio ai costi di approvvigionamento anziché ai costi di fornitura e, comunque, di effettuare un confronto tra le due voci, da cui potrebbero emergere informazioni importanti sul funzionamento attuale dell'MSD e sulla relativa modalità di modellizzazione.

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

Nessuna osservazione da parte di ANIE.

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

Nell'ambito dell'analisi costi benefici si richiama l'attenzione su alcuni temi potenzialmente interessanti per la definizione degli scenari, la modellistica dei mercati e del funzionamento del sistema elettrico nazionale:

- considerare opportunamente la presenza nei mercati elettrici di strumenti di approvvigionamento a termine già posti in essere (il mercato per l'approvvigionamento di capacità per adeguatezza) e prospettici (il mercato per l'approvvigionamento di capacità di stoccaggio ex. art. 18 del Dlgs 210/2021), che da un lato costituiscono costi per gli utenti da tenere in conto e dall'altra riducono il margine di incertezza nella predisposizione degli scenari e, quindi, anche nell'interazione con lo sviluppo della rete di trasmissione;
- riflettere sulle modalità di modellizzazione dei mercati dei servizi di dispacciamento alla luce sia delle criticità attuali (concentrazione su operatori e impianti, carenza di accounting, struttura dei prodotti

non tecnologicamente neutrale, ecc), che delle risorse di generazione e accumulo disponibili a termine e citate in precedenza (tutte abilitate alla fornitura di servizi), che della prospettiva di nuovi fornitori dei servizi (anche in esito alla fase sperimentare introdotta dalla delibera 300/2017) non solo connessi alla rete di trasmissione, ma anche afferenti alla rete di distribuzione, altro elemento di necessità di coordinamento tra TSO e DSO nello sviluppo del sistema elettrico.

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

ANIE condivide l'orientamento di Arera di prevedere la prossima edizione del rapporto di identificazione della capacità obiettivo nel corso del 2024, in coordinamento con l'attività di individuazione dei gap infrastrutturali da parte di ENTSO-E. Si richiama tuttavia l'attenzione sul fatto che questi due procedimenti, oggi sviluppati separatamente, mirano entrambi ad individuare lo sviluppo della rete di maggior beneficio netto per il sistema. In prospettiva, quindi, i due procedimenti dovrebbero essere integrati, costituendo l'uno (l'individuazione della capacità obiettivo) uno dei presupposti di definizione dell'altro (lo sviluppo della rete).

***S16. Osservazioni in merito al trattamento di progetti di trasmissione elettrica con rischi elevati***

Nessuna osservazione da parte di ANIE.

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

Si forniscono alcuni spunti in merito ad ulteriori indicatori di prestazione della rete di trasmissione, potenzialmente idonei ad instaurare una regolazione premi/penalità o ad evolvere un meccanismo già in essere:

- pubblicazione della capacità di trasporto su sezioni e frontiere effettivamente disponibile a mercato, anche in relazione al carico residuo e alla correlazione con l'impegno delle connessioni in esito appunto alle sezioni di mercato. Queste informazioni consentono di comprendere l'effettiva disponibilità di capacità di transito e se questa disponibilità si verifica quando più serve, ossia quando i flussi in esito al mercato impegnano maggiormente le connessioni. Un embrione di informazioni in questo senso è presente nell'ultimo Rapporto sulla qualità del servizio di trasmissione. Sempre in questo ambito sarebbe utile disporre di informazioni sulla rendita di congestione;
- in considerazione delle recenti discussioni sul tema dell'immissione di energia reattiva da parte degli utenti di rete, sarebbe utile disporre di informazioni a riguardo, suddivise per periodo temporale, tipo di utente (utente AT e Cabina Primaria) e zona;
- i livelli di corto circuito in rete rappresentano un elemento fondamentale per l'esercizio in sicurezza dei sistemi elettrici, il contenimento delle cadute di tensione nei transitori di guasto e il funzionamento stabile dei collegamenti HVDC. La pubblicazione di dati sui livelli minimi richiesti e disponibili durante l'esercizio del sistema consentirebbe di valutare l'andamento nel tempo di tale parametro, anche in vista del possibile contributo che in questo ambito può dare il requisito di sostegno alle tensioni di rete durante i guasti, recentemente introdotto per gli impianti di produzione statici nei nuovi allegati A17, A68 e A79 posti in consultazione.