

DELIBERAZIONE 30 LUGLIO 2024
337/2024/R/EEL

DECISIONE IN MERITO ALL'ISTANZA DELLA SOCIETÀ TERNA S.P.A. PER
L'AUTORIZZAZIONE ALLE SPESE PRELIMINARI ALLA REALIZZAZIONE DI PROGETTI DI
TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE

Nella 1305^a riunione del 30 luglio 2024

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/2011);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL e il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato, recante i requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
- la deliberazione dell'Autorità 24 gennaio 2023, 15/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 15/2023/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2023, 615/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 615/2023/R/EEL) e il relativo Allegato A (RTTE 6PRT);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 13 settembre 2022, 422/2022/R/EEL e le relative osservazioni pervenute all'Autorità, pubblicamente disponibili sul sito internet dell'Autorità;
- il documento dell'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER) e del Consiglio dei Regolatori Europei dell'Energia (di seguito: CEER) "*ACER-CEER position on anticipatory investments*" di marzo 2024;
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) del 27 gennaio 2023 (prot. Autorità 5860 del 27 gennaio 2023);
- la comunicazione di Terna del 28 luglio 2023 (prot. Autorità 49566 del 31 luglio 2023), di seguito: comunicazione del 28 luglio 2023;

- la comunicazione di Terna del 1 agosto 2023 (prot. Autorità 50000 del 1 agosto 2023), di seguito: comunicazione del 1 agosto 2023;
- la comunicazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità a Terna del 1 luglio 2024 (prot. Autorità 46334 del 1 luglio 2024).

CONSIDERATO CHE:

- l’articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/2011, prevede che Terna predisponga ogni due anni, entro il 31 gennaio, un piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e che il Ministro dello Sviluppo Economico, acquisito il parere delle Regioni interessate e tenuto conto delle valutazioni formulate dall’Autorità in esito a una consultazione pubblica, approvi tale Piano;
- con comunicazione del 27 gennaio 2023, Terna ha trasmesso all’Autorità lo schema di Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativo all’anno 2023 (di seguito: schema di Piano di sviluppo 2023);
- lo schema di Piano di sviluppo 2023 include gli interventi:
 - “*HVDC Milano-Montalto*”;
 - “*Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)*”;
 - “*Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)*”;
 - “*Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)*”.
- lo schema di Piano di sviluppo 2023 presenta, inoltre, le analisi costi benefici dei suddetti interventi.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- al fine di favorire l’accelerazione del processo di approvazione dei progetti, anche in linea con le finalità indicate dall’articolo 35 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, e garantire l’utilità dei progetti per il sistema energetico nazionale, con la deliberazione 15/2023/R/EEL, punto 2, lettera a), l’Autorità ha disposto che Terna possa presentare istanza all’Autorità durante il biennio 2023-2024 per l’autorizzazione alle spese preliminari alla realizzazione di tre progetti, entro il tetto del 5% dei costi di investimento di ciascun progetto previsti in sede di istanza, in cui siano identificati per ciascun progetto gli obiettivi, la localizzazione indicativa e una stima di massima dei costi e dei benefici, correlata dal loro grado di incertezza, nonché la stima dei costi specifici per le fasi preliminari alla realizzazione;
- come indicato nella citata deliberazione 15/2023/R/EEL il processo si sostanzia in una “approvazione di progetti a due fasi” con una prima di fase di approvazione relativa alle sole spese pre-realizzazione, prevedendo:
 - una prima valutazione dell’Autorità sulla “linea di sviluppo dell’intervento”, ossia su una proposta che identifica l’obiettivo principale da perseguire, la zona di rete su cui dovrebbe insistere l’intervento e una stima di massima dei costi e dei benefici che si conclude con l’autorizzazione a sostenere le spese (efficienti) necessarie per la definizione del progetto;

- una seconda valutazione dell’Autorità, indicativamente a procedura autorizzativa prossima al completamento o già completata, funzionale a dare il parere favorevole al successivo riconoscimento delle spese (efficienti) di realizzazione dell’intervento;
- con la deliberazione 615/2023/R/EEL, in particolare all’articolo 5, comma 13, e alla Tabella 1 della RTTE 6PRT, l’Autorità ha previsto l’istituzione di un cespite “Spese preliminari di sviluppo intervento” con durata convenzionale tariffaria di cinque anni e ha disposto che nell’ambito di tale cespite siano valorizzate le spese preliminari per la definizione di un intervento di sviluppo (quali studi di prefattibilità, spese di project management, attività di concertazione pre-autorizzativa, studi di fattibilità, *survey* marine se applicabili, attività funzionali all’autorizzazione), con riferimento agli interventi individuati dall’Autorità a seguito di apposita istanza presentata da parte del gestore del sistema di trasmissione;
- il position paper ACER-CEER di marzo 2024 ha raccomandato ai regolatori nazionali di considerare l’introduzione di meccanismi di accelerazioni simili a quanto introdotto dall’Autorità e di valutare, con studi economici, la possibile perdita di *welfare* per la collettività associata all’implementazione “ritardata” dei progetti;
- gli aspetti rilevanti per la valutazione dei progetti a due fasi sono: (i) il potenziale rischio di “ritardo” del progetto, rispetto al momento in cui risulta necessario; (ii) la potenziale utilità dei progetti (ancora nella loro fase embrionale) per il sistema energetico nazionale; (iii) la possibile dipendenza dell’utilità (beneficio) da differenti ipotesi di sviluppo del sistema energetico, quali ad esempio l’effettivo sviluppo di alcune tipologie di generazione in specifiche aree del sistema elettrico.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con comunicazioni del 28 luglio 2023 e del 1 agosto 2023, Terna ha trasmesso, ai sensi della deliberazione 15/2023/R/EEL, istanza per l’autorizzazione delle spese preliminari alla realizzazione dei seguenti interventi pianificati nello schema di Piano di sviluppo 2023:
 - “*HVDC Milano-Montalto*”;
 - “*Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)*”;
 - “*Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)*”;
 - “*Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)*”.
- la documentazione trasmessa da Terna con la comunicazione del 1 agosto 2023 è stata resa pubblicamente disponibile dall’Autorità nell’ambito della consultazione sullo schema di Piano di sviluppo 2023, avviata il 7 agosto 2023.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nel documento per la consultazione 422/2022/R/EEL, l’Autorità ha indicato il proprio orientamento a porre un limite alle spese per la definizione del progetto e che, in sede di prima applicazione, tale limite poteva essere fissato al 5% del costo di investimento atteso del progetto;

- in risposta alla suddetta consultazione, Terna ha indicato che “*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*”;
- con la deliberazione 15/2023/R/EEL, l’Autorità ha definito il limite nella misura del 5%;
- i costi di pre-realizzazione degli interventi oggetto di istanza sono presentati con due stime, una senza *contingency* e una inclusiva di *contingency* al 20%; tali costi corrispondono al 2,5%-2,9% del costo di investimento complessivo previsto per gli interventi oggetto di istanza pari a circa 10,59 miliardi di euro e risultano, conseguentemente, inferiori alla soglia del 5% dei costi di investimento previsti per l’intervento;
- gli interventi “*HVDC Milano-Montalto*” e “*Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)*”:
 - i. presentano le date di entrata in esercizio atteso più vicine nel tempo (2030-2032 e 2032-2036, rispettivamente);
 - ii. sono caratterizzati da valori dell’indice IUS, pari al rapporto benefici/costi, significativamente elevati in uno scenario e fortemente differenziati tra gli scenari analizzati (IUS base 4,1 - 1,7 e IUS base 4,4 - 1,3, rispettivamente);
 - iii. comporterebbero un importante incremento della capacità di trasporto nord-sud, tenendo presente la situazione (attesa) per la quale il nord del paese risulta essere l’area a maggiore domanda di energia elettrica mentre il centro-sud risulta essere l’area con maggiore generazione (fortemente crescente in futuro, seppur con incertezza sulla rapidità di *deployment*);
- per l’intervento Sardinian Link nell’ambito della “*Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)*”, emerge un rapporto favorevole tra costi di investimento attesi della nuova tecnologia e capacità di trasporto resa disponibile (oltre 1000 MW), capacità che andrebbe a complemento alle capacità di trasporto di export/import della Sardegna (SAPEI 1000 MW e nuovo SACOI 400 MW a nord; Tyrrhenian Link Ovest 1000 MW a sud);
- per l’intervento HVDC Fiumesanto-Montalto (c.d. “*SAPEI 2*”), nell’ambito della “*Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)*” emergono aspetti (relativi al costo di investimento atteso e alla lunghezza stimata) che risultano meritevoli di affinamenti in una possibile ripresentazione dell’intervento nei futuri piani di sviluppo; inoltre, la data prevista per il completamento molto in là nel tempo (2040), non indica un’effettiva urgenza dell’attivazione dell’intervento HVDC;
- per la “*Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)*”, si registra un elevato costo di investimento atteso (oltre 4 miliardi di euro), un indice di utilità limitato per la sottodorsale Latina-Rossano (IUS base 1,8 - 1,4), che è peraltro dichiarata come propedeutica all’intero progetto e, sulla base delle informazioni fornite, emerge una scarsa maturità del progetto.
- sulla base dell’istanza e dello schema del Piano di sviluppo 2023, risulta pari a circa 5,4 miliardi di euro il costo di investimento previsto dei seguenti interventi, funzionale

al calcolo del tetto del 5% di cui al punto 2, lettera a), della deliberazione 15/2023/R/EEL:

- “*HVDC Milano-Montalto*”;
- “*Sardinian Link*” nell’ambito della dorsale sarda;
- “*Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)*”;

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità, con comunicazione del 1 luglio 2024, ha trasmesso a Terna le risultanze istruttorie in relazione all’istanza per l’autorizzazione delle spese preliminari alla realizzazione del 28 luglio 2023 e del 1 agosto 2023, presentata ai sensi del punto 2, lettera a), della deliberazione 15/2023/R/EEL;
- Terna non ha chiesto di essere ascoltata in audizione finale avanti al Collegio dell’Autorità.

RITENUTO:

- che gli interventi oggetto dell’istanza di autorizzazione delle spese preliminari (e quindi oggetto di richiesta di autorizzazione alla pre-realizzazione, prima fase di valutazione) non debbano essere valutati nel prossimo parere dell’Autorità sullo schema di Piano di sviluppo 2023, poiché tali progetti saranno invece successivamente valutati (ai fini della realizzazione, nella c.d. seconda fase di valutazione) quando saranno autorizzati o vicini al completamento della fase autorizzativa;
- che sia opportuno un approccio di valutazione delle istanze volto ad accogliere in modo selettivo le istanze per gli interventi con potenziali maggiori benefici e maggiore differenza di benefici tra gli scenari (che è probabile segnale del maggiore valore dell’intervento quando si raggiungono significativi incrementi di generazione, come condizione di “attivazione” dell’utilità del progetto) e per i quali risulta più urgente procedere in quanto sono previste date di entrata in esercizio più vicine nel tempo;
- alla luce delle considerazioni sopra esposte, che sia opportuno valutare positivamente l’istanza relativa ai seguenti interventi:
 - “*HVDC Milano-Montalto*”;
 - “*Sardinian Link*” nell’ambito della dorsale sarda;
 - “*Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)*”;
- che gli altri interventi e sotto-interventi esclusi potranno essere ripresentati da Terna, eventualmente con modifiche, nei futuri schemi di Piano di sviluppo

DELIBERA

1. con riferimento all'istanza presentata da Terna per l'autorizzazione delle spese preliminari alla realizzazione di alcuni interventi pianificati nello schema di Piano di sviluppo 2023, di autorizzare le spese preliminari alla realizzazione degli interventi "HVDC Milano-Montalto", "Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)" e "Sardinian Link" nell'ambito della dorsale sarda;
2. di trasmettere il presente provvedimento a Terna S.p.A.;
3. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

30 luglio 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini