

DELIBERAZIONE 24 GENNAIO 2023

15/2023/R/EEL

AGGIORNAMENTO DEI REQUISITI MINIMI PER IL PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1235^a riunione del 24 gennaio 2023

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- il Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica;
- il Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee (di seguito: regolamento TEN-E 2022/869);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/2011);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 25 giugno 1999, recante la determinazione dell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica (di seguito: RTN), e sue successive modificazioni ed integrazioni;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 23 dicembre 2002, recante ampliamento dell'ambito della RTN;

- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della RTN (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005, recante la Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale e la relativa convenzione allegata, come modificata e aggiornata con decreto del Ministro per lo Sviluppo Economico 15 dicembre 2010 (di seguito: concessione);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL;
- la deliberazione dell'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 (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2017, 856/2017/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2017, 884/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 884/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 8 marzo 2018, 129/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 129/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2018, 692/2018/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL recante aggiornamento della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023 e, in particolare, il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2022, 9/2022/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL (di seguito: deliberazione 121/2022/R/EEL);
- il Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete, di cui al DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete), come verificato positivamente dall'Autorità;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 13 settembre 2022, 422/2022/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 422/2022/R/EEL);
- le osservazioni pervenute all'Autorità in risposta al documento per la consultazione 422/2022/R/EEL, pubblicamente disponibili sul sito internet dell'Autorità;
- l'opinione dell'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER) 03/2020 del 6 maggio 2020 sulla bozza di metodologia di analisi costi-benefici di ENTSO-E (di seguito: Opinione ACER 03/2020);
- l'opinione ACER 09/2021 sulle bozze di liste di progetti di interesse comune per l'elettricità;
- il documento "*4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects – Draft version*" del 20 dicembre 2022, pubblicato da ENTSO-E.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 36, comma 1, del decreto legislativo 93/2011, dispone che l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sia riservata allo Stato e sia svolta in regime di concessione da Terna S.p.A. (di seguito: Terna), che opera come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 79/99, secondo modalità definite nella concessione;
- 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 la deliberazione 627/2016/R/EEL l'Autorità ha definito le proprie disposizioni per la consultazione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica e ha approvato requisiti minimi del piano per le valutazioni di competenza dell'Autorità;
- l'articolo 17, comma 4 del regolamento TEN-E 2022/869 dispone che entro il 24 gennaio 2023 ogni autorità nazionale di regolamentazione presenti all'ACER la propria metodologia e i criteri utilizzati per valutare gli investimenti in progetti infrastrutturali per l'energia, aggiornati in base agli ultimi sviluppi legislativi, politici, tecnologici e di mercato.

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 121/2022/R/EEL, l'Autorità ha avviato un procedimento riguardante le funzioni e responsabilità del gestore della rete di trasmissione;
- con il documento per la consultazione 422/2022/R/EEL, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti relativamente all'aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi fissati dall'Autorità per la consultazione e la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
- gli orientamenti presentati dall'Autorità nel documento per la consultazione 422/2022/R/EEL hanno riguardato principalmente:
 - a) un possibile nuovo approccio alla valutazione dei principali progetti di trasmissione e al loro trattamento ai fini dei riconoscimenti tariffari, che preveda:
 - i. 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;
 - ii. l'autorizzazione per il gestore del sistema di trasmissione a sostenere le spese (efficienti) necessarie per la definizione del progetto, a titolo esemplificativo: studi di prefattibilità, spese di *project management*, attività di concertazione pre-autorizzativa, studi di fattibilità, *survey* marine se applicabili, attività funzionali all'autorizzazione;

- iii. una seconda valutazione dell’Autorità, indicativamente a procedura autorizzativa vicino al completamento o già completata, funzionale a dare il parere favorevole al successivo riconoscimento delle spese (efficienti) di realizzazione dell’intervento;
- b) l’aggiornamento dei requisiti minimi per i Piani di sviluppo e, in particolare, delle disposizioni in materia di analisi costi benefici, riguardo i seguenti aspetti:
 - i. l’evoluzione dei contenuti del Piano di sviluppo al fine di ricomprendere, in appositi allegati informativi, il complesso delle attività previste in materia di sicurezza del sistema elettrico, di resilienza e di rinnovo delle reti, con orizzonte almeno quinquennale, e l’integrazione delle relative informazioni nella comunicazione annuale di Terna all’Autorità riguardo la spesa di investimento nel quinquennio;
 - ii. l’introduzione di formati di riferimento per la pubblicazione della programmazione degli investimenti per gli interventi del Piano di sviluppo;
 - iii. la pubblicazione, entro il 28 febbraio degli anni in cui non è predisposto il Piano di sviluppo, di un rapporto sintetico di avanzamento, con una versione semplificata delle schede progetto attualmente utilizzate nel Piano;
 - iv. la possibile pubblicazione di una versione semplificata della tabella di sintesi degli interventi del Piano, basata sulle suddette schede progetto semplificate;
 - v. l’innalzamento della soglia di investimento per l’applicazione dell’analisi costi benefici (di seguito: ACB), al fine di focalizzare maggiormente le analisi costi benefici sui principali interventi, mantenendo al contempo un’ampia copertura dell’ammontare degli investimenti oggetto di ACB rispetto al totale degli investimenti del Piano di sviluppo;
 - vi. l’introduzione di una distribuzione temporale semplificata e standardizzata dei costi di investimento ai fini dell’analisi economica;
 - vii. la conferma del trattamento dei costi compensativi esogeni alle infrastrutture di trasmissione come voce di costo nell’ambito dell’ACB;
 - viii. l’attualizzazione dei benefici e dei costi all’anno di predisposizione del Piano di sviluppo;
 - ix. l’introduzione di un sotto-indicatore di beneficio B1.b relativamente alla riduzione dei costi di esercizio del sistema (riduzione dei costi di generazione) nel caso di nuove interconnessioni con sistemi isolati;
 - x. l’eventuale definizione di una nuova categoria di beneficio per la riduzione di *overgeneration* di sistema in esito al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), una volta chiarito che non vi siano effetti di *double counting*;
 - xi. la possibile modifica della modalità di valorizzazione dei benefici B7 (ex B7 nodale) e B8 (ex B7 zonale), facendo riferimento ai costi sostenuti

- dai soggetti che forniscono i servizi , anziché i costi di approvvigionamento;
- xii. l'estensione del perimetro di valutazione dell'indicatore B18 e, eventualmente, dell'indicatore B19 all'intero sistema pan-europeo oggetto di studio;
- c) strumenti propedeutici alle regolazioni *output-based* e agli indicatori di prestazione della rete di trasmissione:
- i. orientamenti riguardanti la prossima edizione del rapporto di individuazione delle capacità di trasporto obiettivo;
 - ii. l'orientamento di abrogare le disposizioni di cui al punto 2 della deliberazione 884/2017/R/EEL in materia di incentivi per progetti con rischi elevati che non siano progetti di interesse comune;
- in risposta al documento per la consultazione 422/2022/R/EEL sono pervenute osservazioni da nove soggetti;
 - in relazione all'orientamento di cui alla lettera a) del precedente elenco, tutti e quattro i soggetti partecipanti alla consultazione 422/2022/R/EEL che si sono espressi sull'orientamento di una valutazione a due fasi lo hanno condiviso; due soggetti hanno anche ritenuto condivisibile la limitazione a tre progetti per biennio; il gestore del sistema di trasmissione ha sottolineato l'opportunità di velocizzare la prima fase (autorizzazione delle spese preliminari), chiedendo che essa sia svincolata dall'ordinaria valutazione dell'Autorità sui Piani di sviluppo; inoltre ha proposto di non imporre soglie economiche per l'individuazione dei progetti da sottoporre al nuovo approccio a due fasi;
 - in relazione agli orientamenti di cui alla lettera b) del precedente elenco:
 - i. sei soggetti hanno condiviso l'orientamento di prevedere allegati informativi al Piano con le attività previste in materia di sicurezza del sistema elettrico, di resilienza e di rinnovo delle reti, mentre il gestore del sistema di trasmissione ha indicato di non ritenerlo opportuno per la differente frequenza (annuale anziché biennale) dei Piani di sicurezza, resilienza e rinnovo;
 - ii. quattro soggetti hanno condiviso l'introduzione di formati di riferimento per la pubblicazione della programmazione degli investimenti, mentre il gestore del sistema di trasmissione ha indicato l'opportunità di rimandare la valutazione nell'ambito di future consultazioni sul ROSS-integrale;
 - iii. sei soggetti, incluso il gestore del sistema di trasmissione, hanno condiviso l'orientamento di pubblicare un rapporto sintetico di avanzamento negli anni in cui non è pubblicato il Piano di sviluppo;
 - iv. sette soggetti, incluso il gestore del sistema di trasmissione, hanno condiviso l'orientamento di pubblicare una tabella di sintesi negli anni in cui non è pubblicato il Piano di sviluppo;
 - v. tre soggetti hanno preferito non esprimere una posizione sull'innalzamento della soglia di investimento per l'applicazione dell'ACB, segnalando il rischio di approvare, senza particolari approfondimenti, diversi investimenti anche onerosi; due soggetti hanno

concordato con l'innalzamento della soglia a 25 milioni di euro; un soggetto ha concordato, proponendo un ulteriore innalzamento e segnalando l'opportunità di verificare che si realizzi una effettiva riduzione del perimetro di interventi oggetto di ACB, vista l'attuale crescita dei costi unitari; infine il gestore del sistema di trasmissione ha proposto un innalzamento della soglia a 50 milioni di euro, sottolineando che questa soglia in riferimento al Piano di sviluppo 2021 avrebbe consentito l'analisi con ACB di circa l'88% dell'investimento complessivo e che la maggior parte degli interventi con costo di investimento compreso tra 25 e 50 milioni di euro corrisponde a razionalizzazioni e riassetti di rete;

- vi. due soggetti, incluso il gestore del sistema di trasmissione, non hanno concordato con la proposta di una distribuzione convenzionale dei costi di investimento, indicando che la soluzione attualmente utilizzata di collocare l'intero investimento nell'anno di *commissioning* è più semplice e in linea con la metodologia ACB di ENTSO-E;
- vii. l'unico soggetto che ha trattato l'aspetto dei costi compensativi - il gestore del sistema di trasmissione - ha concordato con l'orientamento espresso dall'Autorità;
- viii. tutti e sei i soggetti che hanno risposto riguardo l'anno di attualizzazione dei costi e dei benefici, incluso il gestore del sistema di trasmissione, hanno concordato con l'orientamento espresso dall'Autorità;
- ix. tutti e sette i soggetti che hanno risposto riguardo l'introduzione di un nuovo indicatore B1.b per l'interconnessione di sistemi isolati, incluso il gestore del sistema di trasmissione, hanno concordato con l'orientamento espresso dall'Autorità; il gestore del sistema di trasmissione ha segnalato complessità nell'utilizzo degli usuali strumenti di simulazione di mercato a causa della minima quantità di carico nel sistema isolato da interconnettere e al raggiungimento dei limiti di risoluzione degli strumenti di calcolo;
- x. il gestore del sistema di trasmissione ha indicato che il nuovo indicatore di riduzione di *overgeneration* di sistema in esito a MSD non determinerebbe doppi conteggi rispetto alle altre categorie di beneficio; due soggetti hanno suggerito di valutare la fattibilità tecnica di utilizzare soli benefici su base nodale in relazione al mercato dei servizi di dispacciamento; un altro soggetto ha indicato l'opportunità di individuare un unico beneficio MSD con un unico strumento di calcolo (su base nodale);
- xi. due soggetti ritengono opportuno il confronto tra costi di fornitura e prezzi di approvvigionamento MSD, utilizzando questi ultimi per la valorizzazione dei benefici B7 e B8; un soggetto ha indicato l'opportunità di confermare l'attuale approccio "a prezzi" finché il mercato dei servizi di dispacciamento rimarrà *pay-as-bid*; il gestore del sistema di trasmissione sottolinea la necessità di mantenere una

- valorizzazione “a prezzi” per tenere conto degli effetti pro-competitivi degli interventi di sviluppo;
- xii. un soggetto concorda con l’estensione del perimetro di valutazione dell’indicatore B18 (emissioni di *greenhouse gas*) all’intero sistema oggetto di studio e propone eventualmente il medesimo approccio per l’indicatore B19 (emissioni non *greenhouse gas*); il gestore del sistema di trasmissione concorda con l’estensione del perimetro per B18, perché le emissioni climalteranti hanno effetti anche fuori dal paese in cui avvengono, mentre indica il mantenimento del perimetro “Italia” per l’indicatore B19 a causa dell’impatto prevalentemente locale delle relative emissioni;
- in relazione agli orientamenti di cui alla lettera c) del precedente elenco:
 - i. cinque soggetti partecipanti alla consultazione hanno concordato con l’orientamento dell’Autorità di prevedere una nuova edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo nel 2024; tre soggetti hanno sottolineato l’opportunità di integrare maggiormente il rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo come presupposto del Piano di sviluppo; il gestore del sistema di trasmissione ha indicato che ha già avviato le attività per una nuova edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, funzionale alla costruzione di obiettivi di lungo termine da considerare nella predisposizione del Piano di sviluppo 2023, proponendo di porre in consultazione lo schema di rapporto e finalizzarlo entro il primo semestre 2023 con il recepimento delle osservazioni;
 - ii. nessun soggetto ha fornito osservazioni riguardo l’orientamento di abrogare gli incentivi per progetti con rischi elevati che non siano progetti di interesse comune;
 - infine, in risposta al documento per la consultazione 422/2022/R/EEL:
 - i. il gestore del sistema di trasmissione ha proposto che la valorizzazione del beneficio B5 (sia di sistema che locale) sia effettuata a 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;
 - ii. il gestore del sistema di trasmissione ha osservato che le valutazioni effettuate sui singoli progetti nel Piano di sviluppo 2023 potrebbero mettere in evidenza un beneficio negativo in termini di aumento delle perdite (indicatore di beneficio B2) e indicato la possibilità di valutare di non monetizzare l’indicatore B2 all’interno delle analisi costi benefici dei singoli progetti;
 - iii. il gestore del sistema di trasmissione ha richiesto l’introduzione di un cespite dedicato alle spese della prima fase preliminare alla realizzazione di un progetto principale;
 - iv. quattro soggetti, incluso il gestore del sistema di trasmissione, hanno fornito osservazioni in materia di indicatori di prestazione della rete di

trasmissione, in alcuni casi anche in ottica di futuri meccanismi incentivanti.

RITENUTO CHE:

- sia opportuno introdurre il nuovo approccio alla valutazione dei principali progetti di trasmissione e al loro trattamento in due fasi ai fini dei riconoscimenti tariffari, con un'applicazione iniziale e sperimentale per un massimo di tre progetti nel biennio 2023-2024, in linea con quanto emerso dalla consultazione;
- sia necessario aggiornare i requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, anche per effetto delle disposizioni di cui all'articolo 17, comma 4, del regolamento TEN-E 2022/869; a tale riguardo sia opportuno:
 - a) prevedere che Terna predisponga, entro il 31 maggio degli anni dispari, allegati informativi ai Piani di sviluppo che riportino gli investimenti previsti in materia di sicurezza, resilienza e rinnovo delle reti di trasmissione, al fine di rendere pubblicamente disponibile – almeno negli anni in cui è predisposto il Piano di sviluppo – una rappresentazione completa del portafoglio degli investimenti previsti;
 - b) prevedere la pubblicazione da parte di Terna di un rapporto sintetico di avanzamento e della relativa tabella di sintesi entro il 28 febbraio degli anni in cui non è predisposto il Piano di sviluppo, in linea con quanto emerso dalla consultazione;
 - c) aggiornare la soglia di investimento sopra la quale si applica l'ACB, mirando a un compromesso tra l'esigenza di analisi di un'ampia quota dell'investimento complessivo previsto e l'opportunità di limitare il numero di interventi da sottoporre all'ACB, definire quindi direttamente in un nuovo comma 8.2 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL la soglia di 25 milioni di euro per interventi costituiti principalmente da uno o più nuovi elementi di rete e una soglia più elevata per altri interventi quali razionalizzazioni e riassetti di rete, e di conseguenza abrogare il punto 6 della deliberazione 627/2016/R/EEL;
 - d) mantenere - almeno in via transitoria - l'attuale approccio di allocazione temporale dei costi di investimento ai fini dell'analisi economica per l'attualizzazione dei costi, in linea con quanto emerso dalla consultazione;
 - e) confermare che i costi compensativi esogeni siano una voce di costo nell'ambito dell'ACB, in linea con quanto emerso dalla consultazione;
 - f) prevedere l'attualizzazione dei benefici e dei costi all'anno di predisposizione del Piano di sviluppo, in linea con quanto emerso dalla consultazione (comma 12.14 dell'Allegato A);
 - g) introdurre il nuovo sotto-indicatore di beneficio B1.b relativamente alla riduzione dei costi di esercizio della generazione nel caso di nuove interconnessioni con sistemi isolati, in linea con quanto emerso dalla consultazione (comma 12.4 dell'Allegato A);

- h) introdurre il nuovo sotto-indicatore di beneficio B5.s relativamente alla riduzione di *overgeneration* di sistema in esito a MSD in assenza di *double counting* con altri benefici, in linea con quanto indicato dal gestore di sistema di trasmissione in sede di consultazione (comma 12.4 dell'Allegato A);
- i) mantenere le attuali opzioni per la valorizzazione dei benefici B7 e B8, che consentono di effettuare sia la valorizzazione a costi di fornitura servizi sia a prezzi di approvvigionamento servizi, tenendo conto di quanto emerso dalla consultazione, con riserva di ulteriori valutazioni a valle del Piano di sviluppo 2023 e dell'esame dell'andamento dei mercati;
- j) prevedere che l'indicatore di beneficio B18 sia conteggiato ai fini dell'ACB con riferimento all'intero sistema oggetto di studio, in linea con quanto emerso dalla consultazione (comma 5.3 dell'Allegato A);
- k) consentire flessibilità nella valorizzazione dell'*overgeneration*, eliminando la previsione del comma 12.9 dell'Allegato A, in linea con quanto emerso dalla consultazione;
- l) mantenere l'obbligo di monetizzazione della variazione di perdite determinata da un intervento oggetto di ACB, anche nel caso il relativo beneficio risulti negativo, per fornire una rappresentazione completa degli impatti attesi sul sistema elettrico;
- m) rafforzare i legami tra le analisi delle esigenze di sviluppo nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo e la pianificazione degli interventi di sviluppo, in linea con quanto emerso dalla consultazione (comma 3.2, lettere d) ed e), dell'Allegato A);
- sia inoltre opportuno introdurre gli aggiornamenti dei requisiti minimi specificati nel documento per la consultazione 422/2022/R/EEL o determinati da modifiche legislative, riguardo:
 - a) l'aggiornamento delle definizioni di stato dell'opera / fase di avanzamento dell'opera al comma 5.8 dell'Allegato A, come indicato al punto 10.6 e nella nota a piè pagina 14 del documento per la consultazione 422/2022/R/EEL, tenendo inoltre conto del suggerimento di includere l'opzione "opera cancellata" nell'elenco delle mancate realizzazioni (comma 3.2, lettera m), dell'Allegato A), come emerso in sede di consultazione;
 - b) l'inserimento, con opportune modifiche ai commi 12.4 e 12.13 dell'Allegato A, degli affinamenti introdotti durante gli ultimi anni di applicazione dell'ACB e illustrati nel capitolo 11 del documento per la consultazione 422/2022/R/EEL, riguardo l'utilizzo di un nuovo indicatore B8 di analisi del mercato dei servizi di dispacciamento con risoluzione zonale e l'identificazione del primo anno di beneficio;
 - c) l'aggiornamento - al comma 2.1 dell'Allegato A - delle attività dell'Autorità riguardanti il Piano di sviluppo, per effetto del nuovo comma 36.14bis del decreto legislativo 93/2011;

- siano da considerare ulteriori aggiornamenti dei requisiti minimi sulla base dell'esperienza di applicazione nel Piano di sviluppo 2023, delle attività di ACER di ricognizione delle metodologie di valutazione degli investimenti comunicate dai regolatori nazionali e degli sviluppi della metodologia ACB di ENTSO-E, per cui sono previste la finalizzazione da parte di ENTSO-E entro aprile 2023, l'opinione da parte di ACER e l'approvazione da parte della Commissione Europea;
- nella definizione di tali aggiornamenti, sia da valutare l'introduzione di formati di riferimento per la pubblicazione della programmazione degli investimenti per gli interventi del Piano di sviluppo, in linea con quanto suggerito da Terna in sede di consultazione;
- siano ragionevoli gli impegni di Terna di pubblicazione e consultazione dell'edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo funzionale al Piano di sviluppo 2023, come indicati da Terna in risposta alla consultazione 422/2022/R/EEL, e che pertanto al momento non siano necessarie azioni dell'Autorità, con riserva di valutare successivamente la necessità di una quarta edizione del rapporto che Terna debba predisporre nella seconda metà del 2024;
- sia opportuno abrogare le disposizioni di cui al punto 2 della deliberazione 884/2017/R/EEL e di cui ai punti 9 e 10 della deliberazione 129/2018/R/EEL riguardanti incentivi per progetti con rischi elevati che non siano progetti di interesse comune;
- sia opportuno rinviare a successive valutazioni nell'ambito del procedimento per il sesto periodo di regolazione della trasmissione elettrica gli aspetti riguardanti l'eventuale introduzione di un cespite dedicato alle spese preliminari alla realizzazione dei progetti principali, gli indicatori di prestazione della rete di trasmissione e del servizio fornito dal gestore del sistema di trasmissione, così come eventuali meccanismi incentivanti collegati a tali indicatori

DELIBERA

1. di approvare i requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, Allegato A al presente provvedimento di cui formano parte integrante e sostanziale, affinché entrino in vigore il 24 gennaio 2023, anche in attuazione di quanto previsto dall'articolo 17, comma 4 del regolamento TEN-E 2022/869, e sostituiscano l'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL;
2. di prevedere che Terna:
 - a) 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;
- b) trasmetta all’Autorità, entro il 31 maggio 2023, e successivamente ogni due anni, allegati informativi al Piano di sviluppo riguardanti gli investimenti per sicurezza, resilienza e rinnovo delle reti di trasmissione;
 - c) pubblici, entro il 28 febbraio 2024 e successivamente ogni due anni, un rapporto di avanzamento del Piano di sviluppo, corredato di una tabella di sintesi in formato elaborabile;
3. di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità per le azioni a seguire, inclusa la definizione dei contenuti minimi delle schede progetto semplificate per il monitoraggio annuale dell’avanzamento del Piano di sviluppo negli anni pari, tenendo conto di quanto proposto nel capitolo 10 del documento per la consultazione 422/2022/R/EEL;
 4. di abrogare, con efficacia dalla data di pubblicazione del presente provvedimento:
 - a) la disposizione di cui al punto 6 della deliberazione 627/2016/R/EEL;
 - b) le disposizioni di cui al punto 2 della deliberazione 884/2017/R/EEL e di cui ai punti 9 e 10 della deliberazione 129/2018/R/EEL;
 5. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

24 gennaio 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini