

PARERE 5 AGOSTO 2025

391/2025/I/EEL

VALUTAZIONE DELLO SCHEMA DI PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE 2025

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1351^a riunione del 5 agosto 2025

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva (UE) 2019/944);
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: Regolamento (UE) 2019/943);
- 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);
- il Regolamento Delegato (UE) 2024/1041 della Commissione del 28 novembre 2023 che modifica il regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda l'elenco unionale dei progetti di interesse comune PCI e dei progetti di interesse reciproco PMI (di seguito: Regolamento Delegato (UE) 2024/1041 della Commissione);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, e successive modifiche e integrazioni (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/21);
- la legge 19 novembre 2021, n. 217, di ratifica ed esecuzione dell'Accordo tra il Governo della Repubblica italiana ed il Governo della Repubblica tunisina sullo sviluppo di una infrastruttura per la trasmissione elettrica finalizzata a massimizzare gli scambi di energia tra l'Europa ed il Nord Africa, fatto a Tunisi il 30 aprile 2019 (di seguito: legge 217/21);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 25 giugno 1999, recante determinazione dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale e sue successive integrazioni (di seguito: decreto 25 giugno 1999);

- il decreto del Ministro delle Attività produttive del 23 dicembre 2002 (di seguito: decreto 23 dicembre 2002);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004), recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: RTN);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico 15 dicembre 2010, recante modifica e aggiornamento della convenzione annessa alla concessione rilasciata alla società Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale (di seguito: concessione);
- il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, di giugno 2024, trasmesso alla Commissione Europea a inizio luglio 2024 e pubblicato sul sito internet del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica (di seguito: PNIEC);
- il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica n. 103 del 23 aprile 2025, recante l'approvazione del piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2023, con prescrizioni e raccomandazioni (di seguito: decreto 23 aprile 2025);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL, recante requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della RTN (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL) e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2017, 856/2017/R/EEL, recante, fra gli altri aspetti, la verifica positiva della proposta di Allegato A.74 al Codice di rete (di seguito: deliberazione 856/2017/R/EEL);
- il parere dell'Autorità 18 dicembre 2018, 674/2018/I/EEL, recante la valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2018 (di seguito: parere 674/2018/I/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 21 maggio 2020, 176/2020/R/EEL recante decisione in merito alla ripartizione dei costi di investimento per il progetto di interesse comune 3.27 interconnessione tra la Sicilia e la Tunisia (di seguito: deliberazione 176/2020/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 2 febbraio 2021, 37/2021/R/EEL, recante approvazione della joint opinion dell'Autorità e del regolatore austriaco sulla richiesta di esenzione dei promotori del progetto Würmlach (AT) - Somplago (IT);
- la deliberazione dell'Autorità 24 gennaio 2023, 15/2023/R/EEL, recante l'aggiornamento dei requisiti minimi per il piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica e disposizioni per l'autorizzazione alle spese preliminari alla realizzazione di progetti di sviluppo (di seguito: deliberazione 15/2023/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 31 gennaio 2023, 31/2023/R/EEL, di proroga dei termini delle esenzioni per le nuove interconnessioni 'Dekani-Zaule' e 'Redipuglia-Vrtojba' tra Italia e Slovenia;

- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2023, 615/2023/R/EEL, recante criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 ed il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2024, 55/2024/R/EEL, recante l'approvazione della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo 2024-2027 ed il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: ROTE);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2024, 337/2024/R/EEL (di seguito: deliberazione 337/2024/R/EEL), recante decisione in merito all'istanza di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) per l'autorizzazione alle spese preliminari alla realizzazione di progetti di trasmissione dell'energia elettrica;
- la deliberazione dell'Autorità 17 ottobre 2024, 416/2024/R/EEL, recante decisione in merito alla ripartizione dei costi di investimento per il progetto di interesse comune SA.CO.I. 3 (di seguito: deliberazione 416/2024/R/EEL);
- il parere dell'Autorità 27 dicembre 2024, 589/2024/I/EEL, in materia di ampliamento della rete di trasmissione nazionale (di seguito: parere 589/2024/I/EEL);
- il parere dell'Autorità 14 gennaio 2025, 4/2025/I/EEL, riguardo la valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2023 (di seguito: parere 4/2025/I/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2025, 366/2025/R/EEL, relativa a parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione 2025-2027 alla realizzazione di capacità di trasporto tra zone (di seguito: deliberazione 366/2025/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;
- i piani di sviluppo della RTN fino all'anno 2023, pubblicamente disponibili sul sito internet dell'Autorità;
- il rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del piano di sviluppo, edizione 2024, predisposto da Terna, pubblicamente disponibile sul sito internet di Terna;
- il documento di descrizione degli scenari, edizione 2024, predisposto da Snam Rete Gas S.p.A. e Terna, pubblicamente disponibile sul sito internet dell'Autorità;
- lo schema di piano di sviluppo della RTN relativo all'anno 2025, pubblicamente disponibile sul sito internet dell'Autorità (di seguito: schema di piano 2025);
- la quarta edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, pubblicamente disponibile da marzo 2025 sul sito internet di Terna;
- il rapporto di Terna recante approfondimenti sugli interventi di interconnessione Italia - Grecia e Italia - Montenegro e l'istanza di Terna per l'autorizzazione alle spese preliminari alla realizzazione dell'intervento HVDC Italia - Grecia, pubblicamente disponibili sul sito internet dell'Autorità;
- le osservazioni in esito al processo di consultazione pubblica sullo schema di piano 2025 e alla relativa sessione pubblica di discussione del 16 aprile 2025,

nonché le contro-osservazioni di Terna, pubblicamente disponibili sul sito internet dell'Autorità;

- la metodologia di analisi costi-benefici per progetti di trasmissione elettrica, pubblicata da ENTSO-E ad aprile 2024 a seguito della relativa approvazione da parte della Commissione europea;
- lo schema di documento di scenari per il *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) 2024 predisposto da ENTSO-E e ENTSG, pubblicamente disponibile sul sito di ENTSO-E dal 22 maggio 2024 (di seguito anche: schema di documento degli scenari per il TYNDP 2024);
- l'opinione di ACER 05/2024 del 30 settembre 2024 relativa allo schema di documento degli scenari per il TYNDP 2024 di ENTSO-E (di seguito: opinione 05/2024);
- lo schema di TYNDP 2024 di ENTSO-E, incluso l'*infrastructure gaps report* (equivalente europeo del rapporto sulle *target capacity* di Terna), pubblicamente disponibili sul sito di ENTSO-E;
- l'opinione di ACER 04/2025 del 26 maggio 2025 sullo schema di TYNDP 2024 di ENTSO-E e sullo schema di *infrastructure gaps report* 2024 di ENTSO-E;
- le comunicazioni di Terna:
 - del 28 gennaio 2025, prot. Autorità 5564 in pari data, di trasmissione dello schema di piano di sviluppo 2025;
 - del 20 marzo 2025, prot. Autorità 19545 in pari data, di integrazioni della documentazione dello schema di piano di sviluppo 2025 ai fini della consultazione pubblica;
 - del 26 marzo 2025, prot. Autorità 21157 in pari data, di trasmissione del rapporto con approfondimenti sugli interventi di interconnessione Italia - Grecia e Italia - Montenegro e dell'istanza per l'autorizzazione alle spese preliminari alla realizzazione dell'intervento HVDC Italia - Grecia;
 - del 28 marzo 2025, prot. Autorità 21606 in pari data, di richiesta di revisione della deliberazione 176/2020/R/EEL;
 - del 17 aprile 2025, prot. Autorità 27475 in pari data, e del 23 aprile 2025, prot. Autorità 28612 in pari data, di trasmissione di documentazione relativo al seminario di discussione pubblica dello schema di piano di sviluppo 2025;
 - del 10 giugno 2025, prot. Autorità 40870 in pari data, e del 12 giugno 2025, prot. Autorità 41806 in pari data, di trasmissione delle contro-osservazioni di Terna alle osservazioni trasmesse in sede di consultazione pubblica dello schema di piano di sviluppo 2025 e di rettifica di documentazione precedentemente trasmessa;
 - del 16 luglio 2025, prot. Autorità 50851 in pari data, relativa al rapporto di Terna su qualità e altri output del servizio di trasmissione;
- la comunicazione della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità a Terna del 20 maggio 2025, prot. Autorità 35217;
- la comunicazione di e-distribuzione S.p.A. dell'11 luglio 2025, prot. Autorità 50077.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO AL QUADRO LEGISLATIVO ITALIANO:

- la legge 481/95, nel delineare il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità, prevede:
 - a) all'articolo 1, comma 1, che il sistema tariffario promuova la tutela degli interessi di utenti e consumatori e armonizzi *“gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”*;
 - b) all'articolo 2, comma 12, lettera e), che le tariffe dei servizi regolati siano stabilite ed aggiornate dall'Autorità *“in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale”*;
- l'articolo 42, comma 1, del decreto legislativo 93/11, integra le finalità dell'articolo 1 della legge 481/95 includendo, tra le altre, quelle di:
 - a) eliminare le restrizioni agli scambi di energia elettrica tra gli Stati membri e sviluppare adeguate capacità di trasmissione transfrontaliere, per soddisfare la domanda e migliorare l'integrazione dei mercati nazionali;
 - b) assicurare condizioni regolatorie appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti dell'elettricità, tenendo conto degli obiettivi a lungo termine;
 - c) contribuire a conseguire, nel modo più efficace sotto il profilo dei costi, lo sviluppo di sistemi non discriminatori sicuri, affidabili ed efficienti orientati al consumatore;
- l'articolo 36, comma 1, del decreto legislativo 93/11 dispone che l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia sia riservata allo Stato e svolta in regime di concessione da Terna, che opera come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 79/99;
- l'articolo 36, commi 12 e 13, del decreto legislativo 93/11, come modificato dalla legge 30 dicembre 2023, n. 214, riguardo la *governance* del piano di sviluppo, prevede che:
 - a) Terna predisponga ogni due anni, entro il 31 gennaio, un piano decennale di sviluppo della RTN (di seguito: piano di sviluppo) e lo presenti al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità;
 - b) il piano di sviluppo sia sottoposto alla valutazione dell'Autorità che effettua una consultazione pubblica di cui rende pubblici i risultati e trasmette l'esito della propria valutazione al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica entro sei mesi dalla data di presentazione;
 - c) il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, acquisito il parere delle regioni e delle province autonome territorialmente interessate e previa acquisizione delle valutazioni formulate dall'Autorità, approvi il piano di sviluppo entro diciotto mesi dalla data di presentazione;
- riguardo ai contenuti del piano, l'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11 prevede che il piano di sviluppo:
 - a) sia coerente con gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, di

- decarbonizzazione e di adeguatezza e sicurezza del sistema energetico stabiliti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima;
- b) individui le linee di sviluppo degli interventi elettrici infrastrutturali da compiere nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete;
 - c) individui gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo;
 - d) individui una programmazione temporale dei progetti di investimento, secondo quanto stabilito nella concessione per l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica;
- inoltre, l'articolo 9 della concessione prevede che il concessionario del servizio predisponga un piano di sviluppo che contenga, tra l'altro, i seguenti elementi:
 - a) un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi prioritari;
 - b) l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
 - c) una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente, con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
 - d) un impegno della concessionaria a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, con indicatori specifici di risultato, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni;
 - e) un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico;
 - l'articolo 36, comma 14, del decreto legislativo 93/11, prevede che l'Autorità controlli e valuti l'attuazione del piano di sviluppo;
 - l'articolo 36, comma 14-bis, del decreto legislativo 93/11, introdotto dal decreto legislativo 210/21, prevede che l'Autorità verifichi la coerenza del piano di sviluppo con i fabbisogni individuati nell'ambito della procedura di consultazione pubblica e con il piano decennale di sviluppo della rete dell'Unione europea; inoltre, l'Autorità valuta la coerenza del piano di sviluppo con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima; in esito a tali verifiche l'Autorità può richiedere al gestore della rete di trasmissione nazionale di modificare il piano di sviluppo presentato;
 - l'articolo 43, comma 3, del decreto legislativo 93/11, prevede che l'Autorità vigili sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione;
 - l'articolo 43, comma 6, del decreto legislativo 93/11, dispone che l'Autorità effettui un'analisi dei programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione sotto il profilo della loro conformità [al piano] di sviluppo della rete a livello comunitario e che tale analisi possa includere raccomandazioni per la modifica dei predetti piani di investimento;
 - infine, in forza dei poteri e dei doveri di natura tariffaria di cui alla legge 481/95

e delle altre disposizioni nazionali ed europee applicabili, l'Autorità è tenuta a valutare l'efficienza del servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO AL QUADRO LEGISLATIVO DELL'UNIONE EUROPEA:

- il Regolamento (UE) 2019/943 e il Regolamento TEN-E prevedono disposizioni in materia di:
 - a) adozione da parte di ENTSO-E, ogni due anni, di un TYNDP non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario;
 - b) attività di definizione di scenari ai fini della predisposizione del TYNDP, che hanno natura congiunta elettricità-gas;
 - c) preparazione e regolare aggiornamento di una metodologia di analisi costi benefici da applicare al TYNDP;
 - d) preparazione di un rapporto di valutazione degli *infrastructure gaps* (detti anche *needs*);
 - e) verifiche della coerenza tra il TYNDP europeo e i piani nazionali di sviluppo della rete;
 - f) identificazione, ogni due anni, di un elenco di progetti di interesse comune (PCI) e di progetti di interesse reciproco (PMI);
- ai fini delle verifiche di coerenza TYNDP - schema di piano di sviluppo 2025 di cui alla precedente lettera e), l'Autorità ha analizzato lo schema di TYNDP 2024 di ENTSO-E e il rapporto 2024 di identificazione degli *infrastructure gaps* di ENTSO-E;
- la metodologia di analisi costi benefici di ENTSO-E è oggetto di periodici aggiornamenti; la quarta edizione è stata approvata dalla Commissione europea a marzo 2024;
- l'attuale versione del Regolamento TEN-E, come modificata e integrata dal Regolamento Delegato (UE) 2024/1041 della Commissione, definisce la lista di progetti di interesse comune e progetti di interesse reciproco PCI e PMI (di seguito: lista PCI 2023), in cui sono compresi, relativamente all'Italia:
 - PCI codice 1.10 Interconnessione fra Italia continentale-Corsica (FR) e Sardegna (IT) [attualmente denominata "SACOI 3"];
 - PMI codice 1.19 Interconnessione fra la Sicilia (IT) e la Tunisia (TN) [attualmente denominata "ELMED"];
 - PCI codice 2.4 Interconnettore tra Würmlach (AT) e Somplago (IT);
 - PCI codice 2.8 Interconnettore fra Lienz (AT) e il Veneto (IT);
- l'articolo 3, comma 6, del Regolamento TEN-E prevede che i progetti di interesse comune (per chiarezza, i soli PCI e non i PMI) diventino parte integrante dei piani decennali nazionali per lo sviluppo delle reti pertinenti a norma dell'articolo 51 della direttiva (UE) 2019/944. A tali progetti di interesse comune, esclusi i progetti concorrenti e i progetti che non hanno raggiunto un grado di maturità sufficiente a fornire un'analisi dei costi-benefici specifica, è accordata la massima priorità possibile nell'ambito di ciascuno di questi piani.

CONSIDERATO CHE, IN RELAZIONE ALLE ATTIVITÀ DELL'AUTORITÀ E AL PRECEDENTE PIANO DI SVILUPPO:

- con la deliberazione 627/2016/R/EEL e successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha definito e poi aggiornato e integrato le proprie disposizioni per la consultazione pubblica del piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, inclusi i requisiti per l'analisi costi benefici;
- con la deliberazione 856/2017/R/EEL, l'Autorità ha verificato positivamente la proposta di Terna di Allegato A.74 al Codice di rete in materia di analisi costi benefici, che costituisce l'esplicitazione di dettaglio dei criteri generali fissati dalla deliberazione 627/2016/R/EEL;
- con il parere 4/2025/I/EEL, l'Autorità ha trasmesso al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica gli esiti delle proprie valutazioni sullo schema di piano di sviluppo 2023;
- in particolare, con il parere 4/2025/I/EEL, l'Autorità ha espresso parere contrario all'opera Interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia e agli interventi 354-P Interconnessione Isola del Giglio e 630-P Interconnessione Isola di Favignana, presenti nello schema di piano di sviluppo 2023;
- con il medesimo parere, l'Autorità ha rilasciato nulla osta all'approvazione dello schema di piano 2023 ad esclusione delle opere e interventi sopra richiamati, e a ulteriore condizione che:
 - gli interventi "HVDC Milano-Montalto", "Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)", "Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)" e "Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)" per cui Terna ha richiesto lo specifico riconoscimento delle spese preliminari alla realizzazione (c.d. approvazione a due fasi), non siano oggetto di approvazione;
 - il parere favorevole all'intervento di interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-I sia condizionato alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla deliberazione 176/2020/R/EEL;
 - il parere favorevole all'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, sia condizionato alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla deliberazione 416/2024/R/EEL;
 - l'intervento relativo al nuovo HVDC Italia - Grecia (GRITA2), codice 554-P, sia oggetto di ulteriori approfondimenti sulla base di scenari aggiornati sullo sviluppo del sistema energetico europeo che saranno disponibili per il piano di sviluppo 2025;
 - l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia - Montenegro, codice 401-S, sia oggetto di ulteriori approfondimenti e analisi, funzionali a definire le tempistiche ottimali per la realizzazione del secondo polo;
- infine, l'Autorità ha indicato di confermare come parte integrale e prioritaria del piano di sviluppo (anche ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del Regolamento TEN-

- E), quattro progetti di promotori diversi da Terna:
- interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata “Greenconnector”;
 - PCI codice 2.4 interconnessione Somplago (IT) - Wurmlach (AT);
 - interconnessione in corrente alternata (AC) 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
 - interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaulle (IT);
- con il decreto 23 aprile 2025, il Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica ha approvato il piano di sviluppo 2023, nei limiti e tenuto conto delle prescrizioni e delle raccomandazioni riportate nelle premesse del decreto medesimo;
 - in particolare, il decreto 23 aprile 2025 ha:
 - a) recepito le valutazioni dell’Autorità sullo schema di piano 2023, espresse nel parere 4/2025/I/EEL;
 - b) raccomandato, in merito alla condizione del parere 4/2025/I/EEL riguardante l’interconnessione con le isole del Giglio e di Favignana, per il prossimo piano di sviluppo, *“una nuova valutazione che tenga conto del principio costituzionale di cui all’art. 119 introdotto della legge costituzionale 7 novembre 2022, n. 2, relativo al riconoscimento delle peculiarità delle Isole e al superamento degli svantaggi derivanti dall’insularità”*.

CONSIDERATO CHE, IN RELAZIONE ALLA COSIDDETTA APPROVAZIONE A DUE FASI DI SPECIFICI INTERVENTI DI SVILUPPO:

- al fine di favorire l’accelerazione del processo di approvazione dei progetti 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 potesse 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;
- tale autorizzazione implementa un nuovo approccio alla valutazione di specifici progetti di trasmissione a due fasi; in particolare prevede che:
 - la fase 1 sia finalizzata a una prima valutazione dell’Autorità sulla “linea di sviluppo dell’intervento”, e a riconoscere le spese (efficienti) preliminari sostenute da Terna per la definizione del progetto e per la relativa procedura autorizzativa;
 - la fase 2 sia invece funzionale a fornire il parere alla realizzazione finale del progetto e al riconoscimento delle relative spese di investimento, quando venga effettivamente confermata l’esigenza a cui il progetto risponde;
- la principale finalità di tali disposizioni è quella di ridurre il rischio (per gli utenti delle reti e, più in generale, per la collettività) che si creino possibili ritardi infrastrutturali con conseguenti perdite di significativi benefici per il sistema elettrico e per l’implementazione della transizione energetica; tale rischio di

ritardi viene ridotto perché può essere accelerata la fase preliminare alla realizzazione, cosicché l'intervento sia poi immediatamente "cantierabile" quando ne venisse confermata l'utilità sistemica, a seguito della progressiva riduzione delle incertezze sull'effettivo sviluppo del sistema elettrico;

- le disposizioni sulla c.d. approvazione a due fasi sono state estese, con alcune modifiche, al periodo 2025-2028 con la deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2024, 562/2024/R/EEL, che ha inserito il relativo articolo 47 nella ROTE;
- i progetti ammessi alla c.d. approvazione a due fasi non vengono valutati nel parere dell'Autorità sullo schema di piano, poiché saranno valutati (ai fini della realizzazione, nella c.d. seconda fase di valutazione) quando autorizzati o vicini al completamento della fase autorizzativa.
- con la deliberazione 337/2024/R/EEL, l'Autorità ha autorizzato le spese preliminari alla realizzazione degli interventi:
 - a) "HVDC Milano-Montalto";
 - b) "Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)" (ora Dorsale Adriatica HVDC Foggia - Forlì);
 - c) "Sardinian Link" nell'ambito della dorsale sarda.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLE PRINCIPALI VALUTAZIONI EFFETTUATE DALL'AUTORITÀ NELLA PREPARAZIONE DEL PRESENTE PARERE:

- le valutazioni dell'Autorità sullo schema di piano 2025 - presentate nel seguito - riguardano principalmente:
 - a) i principali elementi degli scenari dello schema di piano 2025;
 - b) informazioni quantitative sull'identificazione delle capacità di trasporto obiettivo;
 - c) caratteristiche generali dello schema di piano 2025 in termini di costi complessivi, di benefici e impatti complessivi degli interventi;
 - d) la sintesi dei principali risultati del processo di consultazione pubblica sullo schema di piano 2025;
 - e) le verifiche di conformità e coerenza dello schema di piano di sviluppo 2025 con lo schema del TYNDP 2024;
 - f) nello specifico, i seguenti interventi dello schema di piano 2025:
 - proposte di nuovi interventi;
 - interventi posti in stato "in valutazione";
 - proposte di variazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale;
 - secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro;
 - nuovo HVDC Italia - Grecia;
 - interconnessione HVDC Italia - Tunisia;
 - collegamento SA.CO.I. 3;
 - interconnessioni con Francia, Svizzera e Austria;
 - g) considerazioni sui progetti di promotori diversi da Terna.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO AGLI SCENARI DELLO SCHEMA DI PIANO 2025:

- gli scenari sviluppati dagli ENTSO in ambito europeo sono un elemento delle verifiche di coerenza e delle verifiche di conformità tra piani europei e piani nazionali che l'Autorità deve valutare ai sensi dell'articolo 36, comma 14-bis, e dell'articolo 43, comma 6, del decreto legislativo 93/11 e forniscono importanti informazioni sul comportamento atteso del sistema elettrico europeo, oltre a costituire il principale *input* alla costruzione degli scenari da parte di Snam e Terna per il piano di sviluppo, almeno riguardo alle ipotesi applicate per gli altri paesi europei;
- ENTSO-E e ENTSG hanno pubblicato il 22 maggio 2024 lo schema di documento di scenari per il TYNDP 2024, che descrive:
 - uno scenario basato sviluppato per gli anni orizzonte 2030 e 2040 e costruito a partire dai dati *bottom-up* messi a disposizione dai vari gestori di sistemi di trasmissione (*National Trends+* o anche NT+);
 - due scenari per gli anni orizzonte 2040 e 2050 realizzati attraverso un processo *top-down* di simulazione e ottimizzazione a livello europeo (*Distributed Energy* e *Global Ambition*);
- lo schema di documento degli scenari per il TYNDP 2024 indica inoltre di fornire uno *snapshot* per l'orizzonte temporale 2035 nei *dataset* e nella piattaforma di visualizzazione, il suddetto *snapshot* rappresenta una media tra gli anni orizzonte 2030 e 2040; tale approccio è stato criticato da ACER nella sua opinione 05/2024 perché non garantisce qualità dei dati e robustezza delle analisi relative a tale anno orizzonte;
- per tale motivo, nell'esaminare i risultati di beneficio dei singoli interventi, è stata adottata maggior cautela per i risultati relativi all'anno orizzonte 2035;
- Snam e Terna hanno pubblicato a inizio ottobre 2024 il documento di descrizione degli scenari (di seguito anche: "DDS 2024"), funzionale al piano di sviluppo 2025, che include:
 - al 2030 uno scenario PNIEC Policy (coerente con il PNIEC pubblicato a giugno 2024);
 - per il 2035 e 2040 due scenari in linea con quelli elaborati a livello europeo dagli ENTSOs (*Distributed Energy* Italia e *Global Ambition* Italia);
 - uno scenario contrastante a quelli di *policy* (PNIEC Slow) per gli anni orizzonte 2030, 2035 e 2040, rappresentativo di una transizione più lenta (rispetto agli scenari di *policy*) verso i *target* di decarbonizzazione.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLE CAPACITÀ DI TRASPORTO OBIETTIVO:

- l'approccio di pianificazione dello sviluppo della rete, oltre all'applicazione dell'analisi costi benefici agli interventi di sviluppo, è supportato dall'identificazione delle esigenze del sistema elettrico; tale attività - indicata dal Regolamento TEN-E con il termine "*infrastructure gaps*" - trova applicazione in Italia nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, che

Terna predispone a partire dal 2018, con frequenza biennale, a seguito delle relative disposizioni dell'Autorità;

- la capacità di trasporto obiettivo corrisponde al livello di capacità che sarebbe efficiente realizzare, poiché caratterizzato da benefici marginali (o incrementali) superiori ai costi marginali (o incrementali); oltre la capacità obiettivo, invece, i costi sono superiori ai benefici;
- l'edizione 2025 del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo è stata utilizzata dall'Autorità ai fini della definizione di parametri e obiettivi per il meccanismo incentivante la realizzazione di capacità di trasporto;
- la relativa deliberazione 366/2025/R/EEL ha identificato i seguenti principali risultati per la capacità obiettivo, sulla base delle analisi condotte all'anno orizzonte 2030:
 - a) risulta economicamente efficiente investire in una ulteriore espansione della capacità alla frontiera settentrionale: seppur tale capacità obiettivo sia limitata (in particolare lato Francia) dalle ipotesi adottate, anche dopo i recenti incrementi di capacità per complessivi 2600 MW, sarebbero utili almeno ulteriori 2600 MW alle frontiere di Francia, Svizzera e Austria;
 - b) la capacità obiettivo alla frontiera slovena è di 250 MW;
 - c) al confine "Nazioni a est" si identifica una capacità di trasporto obiettivo di poco inferiore a 1000 MW;
 - d) sono presenti necessità di rinforzo sulle sezioni interne tra zone della rete rilevante per un valore complessivo di oltre 15 GW.

CONSIDERATO CHE, RELATIVAMENTE AI PRINCIPALI IMPATTI DELLO SCHEMA DI PIANO 2025:

- lo schema di piano di sviluppo 2025 prevede un programma di investimenti di oltre 23 miliardi di euro nell'orizzonte decennale 2025-2034; si tratta di un valore in crescita rispetto ai circa 21 miliardi di euro del piano di sviluppo 2023, che conferma anche il *trend* di crescita progressiva rispetto ai precedenti piani;
- sull'intero orizzonte di pianificazione (cioè includendo gli interventi per cui il completamento è previsto oltre il 2034 e le relative spese di investimento attese), l'investimento totale per lo sviluppo della RTN si avvicina a 40 miliardi di euro, mentre era di circa 32 miliardi di euro nel piano di sviluppo 2023 e circa 33 miliardi di euro nel rapporto di avanzamento del piano di sviluppo, pubblicato ad aprile 2024;
- lo schema di piano 2025 prevede i seguenti effetti complessivi degli interventi:
 - a) un incremento nel medio termine (ossia, entro il 2030) della capacità di interconnessione con l'estero di circa 1.000 MW per effetto degli interventi HVDC Italia - Tunisia (601-I, +600 MW) e "Rimozione limitazioni Italia-Slovenia" (200-I, +400 MW) e per l'incremento di capacità associato all'intervento 208-P Prati di Vizzi - Steinach (+60 MW da marzo 2025);
 - b) nel lungo termine (ossia, oltre il 2030) un aumento complessivo della

capacità di interconnessione per circa 4.300 MW, per gli interventi suddetti e per effetto dell'intervento di razionalizzazione in Valchiavenna (167-P, +1000 MW), dell'interconnessione Auronzo - Lienz (204-P, +500 MW), dell'interconnessione Dobbiaco - Sillian (252-P, +160 MW), del secondo polo dell'interconnessione Italia – Montenegro (401-S, + 600 MW) del nuovo HVDC Grecia - Italia (554-P, +1000 MW);

- c) un incremento di capacità di trasporto sulle sezioni interne, complessivamente di circa 6,5 GW nel medio termine (ossia, entro il 2030) per effetto degli interventi 302-P Colunga - Calenzano (+500 MW), 436-P HVDC Centro Sud - Centro Nord Adriatic link (+1000 MW / + 600 MW tra Centro Nord e Nord, a seconda del verso e +1000 MW tra Centro Nord e Centro Sud), 432-P Rimozione limitazioni sezione Centro Sud - Centro Nord (+400 MW), 363-N Massimizzazione Asset inter - microzonale Lazio e Toscana (+300 MW), 402-P Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova (+500 MW), 723-P Tyrrhenian Link HVDC East Continente – Sicilia (+1000 MW) e HVDC West Sicilia - Sardegna (+1000 MW), 509-P Riassetto Rete nord Calabria (+300 MW), 555-P Nuovo collegamento 380 kV Bolano - Annunziata (+500 MW) e 301-P Collegamento HVDC Sardegna - Corsica - Italia SA.CO.I 3 (+100 MW Centro Nord - Corsica e +100 MW Corsica - Sardegna);
- d) un incremento di capacità di trasporto sulle sezioni interne di oltre 22 GW nell'intero arco temporale analizzato nel piano di sviluppo (fino al 2040);
- e) una riduzione delle ore di congestione attese al 2040: in particolare alla sezione interna Sud - Centro Sud (da 2.800 ore di saturazione attesa nel caso "rete attuale" a 300 ore in presenza di tutti gli interventi del piano) e alla sezione Centro Sud-Centro Nord (da 5.000 ore a 1.100 ore di saturazione attesa in presenza di tutti gli interventi del piano);
- f) una riduzione complessiva delle emissioni di CO₂ fino a circa 2.000 kt/anno entro il 2030.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLA CONSULTAZIONE DELLO SCHEMA DI PIANO 2025:

- con la comunicazione del 28 gennaio 2025, Terna ha trasmesso all'Autorità lo schema di piano di sviluppo 2025;
- con le successive comunicazioni elencate in premessa, Terna ha trasmesso documentazione di accompagnamento, che è stata resa disponibile per la consultazione pubblica unitamente allo schema di piano 2025;
- ai sensi della deliberazione 627/2016/R/EEL, l'Autorità ha avviato la consultazione dello schema di piano 2025 con comunicato del 21 marzo 2025, con termine per la presentazione delle osservazioni al 9 maggio 2025, integrando successivamente la documentazione dandone notizia con comunicato del 28 marzo 2025;
- nell'ambito della consultazione, il 16 aprile 2025, Terna ha organizzato una sessione pubblica con la presentazione dello schema di piano 2025 e risposte da

- parte di Terna ai quesiti dei soggetti interessati;
- in esito alla consultazione pubblica sono pervenute otto osservazioni, che sono disponibili sul sito internet dell'Autorità: quattro da soggetti operanti nel settore della generazione e vendita di energia elettrica, tre da associazioni di tali imprese e una da una Regione;
 - la presentazione della sessione pubblica e le contro-osservazioni di Terna alle osservazioni dei soggetti interessati sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità;
 - sei delle otto osservazioni hanno segnalato che la consultazione dell'Autorità è stata avviata a ridosso della pubblicazione dello schema di piano di sviluppo da parte di Terna e in un periodo caratterizzato da numerose festività, tempistica che ha di fatto ridotto la possibilità di svolgere un'analisi approfondita dei documenti;
 - sei delle otto osservazioni hanno segnalato l'opportunità di presentare una mappatura completa dei dispositivi per il controllo della tensione già in esercizio e di massima trasparenza sulle nuove installazioni di dispositivi previste nell'ambito del programma per la sicurezza predisposto ai sensi dell'articolo 1-quinquies, comma 9, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito con modificazioni dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290;
 - due osservazioni hanno rilevato il forte incremento dei costi dell'intervento Dorsale Adriatica HVDC Foggia - Forlì rispetto al precedente progetto presentato nel piano di sviluppo 2023;
 - due osservazioni hanno segnalato che l'analisi costi benefici andrebbe resa coerente con l'esito delle istanze per l'autorizzazione modulare in 2 fasi: a titolo di esempio, considerando che per la Dorsale Sarda il tratto del *Sardinian Link* è l'unico per cui è stato approvato il riconoscimento delle spese preliminari e per cui si potrà avviare effettivamente l'autorizzazione, sarebbe opportuno, per coerenza, avere un'analisi CBA distinta per il tratto del *Sardinian Link* con iter avviato e una per il resto della Dorsale Sarda;
 - alcune considerazioni relative ad altri interventi sono trattate nel seguito.

CONSIDERATO CHE, RELATIVAMENTE ALLA COERENZA DELLO SCHEMA DI PIANO CON IL TYNDP EUROPEO:

- nello schema di TYNDP 2024 sono presenti 28 progetti di trasmissione relativi all'Italia, di cui 19 promossi da Terna e 9 da altri promotori, in cui sono ricomprese complessivamente 37 opere, di cui 6 sono "in costruzione", 12 "in autorizzazione", 11 "pianificati" e le restanti 8 "in valutazione";
- l'opinione ACER 04/2025 ha identificato numerose incoerenze e dati obsoleti, in particolare negli allegati 4 e 5 relativi ai progetti del TYNDP 2024, anche con il contributo dell'Autorità;
- ACER ha raccomandato molteplici rettifiche dei dati dei progetti del TYNDP 2024 a ENTSO-E e, in generale, che la raccolta di informazioni sui progetti non sia più effettuata con un anticipo di quasi due anni, che espone tali informazioni a diventare obsolete, in particolare riguardo alle tempistiche e ai costi di

investimento attesi.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLE PROPOSTE DI NUOVI INTERVENTI:

- nello schema di piano di sviluppo 2025 sono proposti 12 nuovi interventi (non presenti nei piani precedenti), corrispondenti a un investimento complessivo stimato leggermente superiore a 360 milioni di euro;
- i nuovi interventi per cui è presentata l'analisi costi benefici sono:
 - 360-N Rete 132 kV tra Romagna e Toscana (che include l'intervento ex 337-P rete 132 kV tra Romagna e Toscana);
 - 361-N Rimozione limitazione rete 380 kV a ovest di Firenze (che include l'intervento ex 351-P rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV Calenzano-Suvereto);
- gli altri nuovi interventi (per i quali non si attivano le soglie di costo di investimento per l'esecuzione dell'analisi costi benefici) sono:
 - 33-N Rimozione limitazioni area Canavese;
 - 173-N Elettrodotto 132 kV tra Tavazzano e Rise Sesto;
 - 174-M Massimizzazione asset microzona Lombardia;
 - 362-N Massimizzazione asset inter-microzonale Emilia-Romagna e Liguria;
 - 363-N Massimizzazione asset inter-microzonale Lazio e Toscana;
 - 448-N Nuova magliatura SSE Nomentano RT - CP S.Basilio;
 - 449-N Nuova magliatura CP Ostiense - CP S.Paolo;
 - 450-N Massimizzazione asset microzone Lazio;
 - 451-N Massimizzazione asset inter-microzonale Lazio e Campania;
 - 564-N Massimizzazione asset microzona Campania;
- questi ultimi interventi hanno un costo di investimento complessivo di 235 milioni di euro;
- inoltre, nello schema di piano di sviluppo 2025 viene indicato come intervento pianificato l'intervento 704-P Elettrodotto 150 kV Perdas - Goni, con costo di investimento stimato pari a 5 milioni di euro, in precedenza posto "in valutazione".

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO AGLI INTERVENTI POSTI IN VALUTAZIONE:

- nello schema di piano 2025, Terna ha posto alcuni interventi "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte decennale di piano;
- fra tali interventi sono inclusi i tre interventi che hanno ricevuto valutazione negativa nel parere 4/2025/I/EEL dell'Autorità:
 - a) l'opera di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, facente parte dell'intervento con codice 200-I;
 - b) l'intervento 354-S Interconnessione Isola del Giglio;
 - c) l'intervento 630-S Interconnessione Isola di Favignana;
- inoltre, rispetto al piano di sviluppo 2023 nello schema di piano di sviluppo 2025

sono stati posti “in valutazione” (per vari motivi, fra cui variazione delle condizioni al contorno, variazione degli scenari di riferimento e conseguenti minori esigenze rispetto al passato, identificazione di alternative di sviluppo, incertezza relativa all’effettiva fattibilità localizzativa o tecnologica) gli interventi:

- a) 14-S Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi - Fossano e scroccio di Murazzo;
 - b) 30-S Elettrodotto 220 kV Erzelli - Bistagno;
 - c) 358-S Nuovo elettrodotto 132 kV “Rimini Condotti-Rimini Nord”;
 - d) 628-S Interventi di magliatura nella zona industriale di Catania;
 - e) 725-S Adeguamento SE Florinas;
 - f) 726-S Adeguamento SE Ploaghe;
 - g) 727-S Adeguamento SE Tula;
 - h) 728-S Adeguamento SE Busachi;
 - i) 729-S Adeguamento SE Nurri;
 - j) 730-S Adeguamento SE Ulassai;
- per motivi simili, sono state inoltre poste in valutazione alcune opere facenti parte di interventi di sviluppo le cui ulteriori opere rimangono in stato “pianificato”;
 - nello schema di piano di sviluppo 2025 non risultano più presenti (senza spiegazioni relative a un eventuale completamento o alla messa in stato “in valutazione” o alla cancellazione) gli interventi:
 - a) 412-P “Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise”;
 - b) 433-P “Rimozione derivazione rigida S. Angelo”.
 - relativamente alla potenziale interconnessione con l’isola di Favignana, nel parere 4/2025/I/EEL era richiamato che l’isola si trova a meno di 10 km dalla costa della provincia di Trapani, ossia una distanza per cui possono essere realizzati e sono presenti in alcune zone del Paese collegamenti sottomarini in media tensione (ad esempio con portata di 400 A) che possono collegarsi anche a cabine primarie di distribuzione;
 - con comunicazione del 11 luglio 2025, a seguito di relativa richiesta, e-distribuzione S.p.A. ha trasmesso uno studio di prefattibilità dell’interconnessione in media tensione con l’isola di Favignana;
 - il suddetto studio indica che un eventuale collegamento alla rete di media tensione di e-distribuzione consentirebbe di migliorare la qualità del servizio, ridurre la produzione da fonti fossili e aprire ad uno scenario di approvvigionamento da fonti rinnovabili, realizzando un’evoluzione in ottica di transizione energetica e di sviluppo sostenibile del sistema elettrico locale dell’isola;
 - la soluzione individuata nello studio è la seguente:
 - a. alimentazione principale, in uscita da un nuovo stallo AT in CP “Birgi”, ad una tensione di 20 kV, tramite realizzazione di un nuovo trasformatore 150 kV/20 kV da 16 MVA e quadro MT con idonea compensazione del neutro e reattanza da 1 Mvar e di una linea in cavo terrestre e sottomarina di circa 24 km complessivi;
 - b. alimentazione di riserva, in uscita da un nuovo stallo AT in CP “Saline

Trapani”, ad una tensione di 20 kV, tramite realizzazione di un nuovo trasformatore 150 kV/20 kV da 16 MVA, quadro MT con idonea compensazione del neutro e reattanza da 1 Mvar e di una linea in cavo terrestre e sottomarina di circa 23 km complessivi;

- c. realizzazione di una consegna sull’isola di Favignana, che prevede la regolazione di tensione tramite stazione di autotrasformazione con 2 ATR 20 kV/20 kV;
- il costo di investimento previsto (non attualizzato) è leggermente inferiore a 70 milioni di euro, mentre il beneficio atteso attualizzato (calcolato con riferimento alle componenti di beneficio BP9 di cui alle deliberazioni 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL e 25 marzo 2025, 112/2025/R/EEL) è di poco inferiore a 100 milioni di euro.
- i tempi di progettazione, autorizzazione e realizzazione sono stimati in circa 48 mesi complessivi in assenza di elementi ostativi;
- viste le prospettive di utilità sistemica della soluzione di interconnessione in media tensione, ma anche alcuni elementi di incertezza che necessariamente caratterizzano gli studi di prefattibilità (come anche indicato da e-distribuzione, per l’assenza di indagini in campo specifiche, con la conseguenza che i tempi di realizzazione, i costi e le soluzioni ipotizzate sono soggetti a potenziali variazioni, in funzione di fattori endogeni ed esogeni che potranno emergere nelle fasi successive), si intende proseguire la fase di studio sulla soluzione prospettata.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLE PROPOSTE DI VARIAZIONE DI AMBITO RTN:

- l’articolo 3, comma 7, del decreto legislativo 79/99 prevede che il Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato (oggi Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica) determini, sentiti l’Autorità e i soggetti interessati, l’ambito della RTN;
- con decreto 25 giugno 1999 il Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato, acquisito il parere dell’Autorità, ha determinato l’ambito della RTN;
- ai sensi dell’articolo 2 del decreto 23 dicembre 2002, eventuali proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti sono inserite nel Piano di sviluppo, precisando “*modalità di acquisizione e condizioni economiche preventivamente concordate con il soggetto avente la disponibilità degli elementi in questione*”;
- lo schema di piano 2025 include 24 proposte di variazione dell’ambito della rete di trasmissione nazionale (21 proposte di ampliamento, fra cui 16 linee o brevi tratti di linea di e-distribuzione, 4 gruppi di stalli in impianti elettrici di e-distribuzione e un ATR di RFI e 3 proposte di dismissione) e cita l’accordo per l’acquisizione di infrastrutture in alta tensione nell’area metropolitana di Roma, infrastrutture il cui inserimento nell’ambito della RTN è già stato valutato favorevolmente dall’Autorità con il parere 589/2024/I/EEL;
- le proposte di ampliamento RTN non esplicitano le modalità di acquisizione e le condizioni economiche preventivamente concordate con il soggetto avente la

disponibilità degli elementi in questione.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO AL SECONDO POLO DELL'INTERCONNESSIONE ITALIA – MONTENEGRO (CODICE 401-S):

- con il parere 674/2018/I/EEL, sullo schema di piano 2018, l'Autorità aveva previsto che l'intervento di sviluppo del secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro fosse separato dal primo polo e posto "in valutazione", alla luce della condizionalità indicata da Terna relativamente allo sviluppo delle reti e dei mercati elettrici nei Balcani, della limitata utilità per il sistema elettrico italiano e delle osservazioni critiche riguardo lo sviluppo di tale secondo polo ricevute in sede di consultazione pubblica;
- con il parere 14 gennaio 2025, 4/2025/I/EEL, l'Autorità ha indicato che l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia - Montenegro (codice 401-S) fosse oggetto di ulteriori approfondimenti e analisi, funzionali a definire le tempistiche ottimali per la realizzazione del secondo polo;
- Terna ha trasmesso il rapporto di approfondimento richiesto a marzo 2025 con una stima di costo di investimento pari a 500 milioni di euro più 27 milioni di euro per cavi terrestri (già realizzati nelle fasi che hanno portato alla realizzazione del primo polo);
- durante il seminario pubblico sul piano di sviluppo tenutosi il 16 aprile 2025, è stato indicato che la sospensione delle attività negli ultimi anni e l'attuale contesto di mercato HVDC determinano una migliore stima di completamento del secondo polo dell'interconnessione Italia-Montenegro al 2030-2032;
- le analisi indicano all'anno orizzonte 2035 un comportamento sostanzialmente bilanciato tra import ed export, con leggera importazione netta (1,2 TWh/anno) nello scenario PNIEC Slow e leggera esportazione netta (1,1 TWh/anno) nello scenario di policy e al 2040 una prevalente esportazione netta (1,5 TWh/anno nello scenario PNIEC Slow; 3,7 TWh/anno nello scenario di policy);
- i benefici per i singoli anni studio non sono stati presentati nel rapporto di Terna, mentre è indicato il valore attuale dei benefici netti, che risulta compreso nell'intervallo 750-900 milioni di euro nello scenario di *policy* e nell'intervallo 300-700 milioni di euro nello scenario PNIEC Slow; sulla base dei risultati di beneficio presenti nello schema di TYNDP 2024 di ENTSO-E e dei risultati relativi al collegamento HVDC Italia - Grecia (che ha un comportamento di scambio atteso simile) si possono comunque stimare benefici limitati nel medio termine e significativamente crescenti nel lungo termine (anno 2040).

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO AL NUOVO HVDC ITALIA GRECIA (CODICE 554-P):

- Terna ha presentato a marzo 2025 il rapporto di approfondimento sul nuovo HVDC Italia - Grecia e l'istanza di autorizzazione alle spese preliminari, entrambi pubblicamente disponibili sul sito internet dell'Autorità;
- il rapporto evidenzia i motivi per cui il nuovo HVDC bipolare 2x500 MW è la

migliore soluzione rispetto ad opzioni tecniche alternative (sia in termini di costo di investimento unitario, sia di utilità attesa) e stima un costo di investimento lato Italia di 1.249 milioni di euro, facendo riferimento a uno *split* di costo convenzionale 50%-50% con la Grecia;

- ai fini dell'autorizzazione al riconoscimento delle spese preliminari, la ROTE e il parere 4/2025/I/EEL prevedono il rispetto delle seguenti condizioni procedurali:
 - limite massimo di costi pre-realizzazione pari al 5% dei costi di investimento attesi;
 - categorie predefinite di costi pre-realizzazione;
 - per questo caso specifico, invio contestuale o successivo allo studio Terna sull'HVDC Italia-Grecia;
- le condizioni procedurali sono state verificate positivamente, in particolare i costi pre-realizzazione sono stati quantificati in 60 milioni di euro, entro il limite previsto;
- l'intervento è caratterizzato da benefici limitati nel medio termine (anno 2035) e crescenti e potenzialmente molto significativi al 2040, come segue:
 - al 2035 benefici con perimetro Italia di circa 50 o 40 milioni di euro/anno (scenario Distributed Energy / PNIEC slow, rispettivamente);
 - al 2040 benefici con perimetro Italia di circa 250 o 140 milioni di euro/anno (scenario Distributed Energy / PNIEC slow, rispettivamente);
- l'intervento ha le caratteristiche di elevata incertezza di benefici e di un'indicazione abbastanza chiara che il progetto non andrebbe realizzato prima del 2035, ma anche benefici potenzialmente significativi nel lunghissimo termine per essere gestito in valutazione a due fasi;
- non sono state effettuate richieste di approfondimenti e si è perciò attivata la clausola di silenzio - assenso all'istanza di autorizzazione alle spese preliminari.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALL'INTERCONNESSIONE ITALIA - TUNISIA (CODICE 601-I):

- la legge 217/21 ha ratificato l'accordo tra il Governo della Repubblica italiana ed il Governo della Repubblica tunisina sullo sviluppo di una infrastruttura per la trasmissione elettrica finalizzata a massimizzare gli scambi di energia tra l'Europa ed il Nord Africa, fatto a Tunisi il 30 aprile 2019;
- con la deliberazione 176/2020/R/EEL, l'Autorità ha deciso l'allocazione transfrontaliera dei costi del progetto, ripartendo il costo di investimento del PCI 3.27 (allora stimato in 600 milioni di euro), attualmente PMI 1.19, in parti uguali tra il gestore del sistema di trasmissione italiano e il gestore del sistema di trasmissione tunisino, nei limiti individuati nell'Allegato A al provvedimento; tali limiti corrispondono a un vincolo al 50% di contributi, come quantificato nella proposta di ripartizione dei costi su base transfrontaliera presentata da Terna, d'intesa con il gestore del sistema di trasmissione tunisino;
- con la deliberazione 176/2020/R/EEL, l'Autorità ha inoltre previsto la possibile revisione della decisione, al verificarsi di specifiche circostanze e, in particolare,

- in caso di contributo UE inferiore al 50%;
- con la deliberazione 176/2020/R/EEL, l'Autorità ha infine previsto una clausola di *sharing* degli extra-costi tra gli utenti del sistema elettrico (che pagano le tariffe di rete funzionali anche alla copertura di parte dei costi dell'interconnessione HVDC Italia - Tunisia) e Terna;
- a dicembre 2022, la Commissione europea ha dato notizia di aver aggiudicato un finanziamento *Connecting Europe Facility* di circa 307 milioni di euro per il progetto, a cui è seguita la ratifica del relativo accordo ad agosto 2023;
- nel piano di sviluppo 2023 il costo di investimento complessivo dell'intervento è stato indicato a 850 milioni di euro, di cui 425 milioni di euro di costi di investimento a carico dell'Italia;
- l'interconnessione HVDC Italia - Tunisia ha ricevuto autorizzazione alla costruzione e all'esercizio, lato Italia, il 10 maggio 2024;
- nello schema di piano di sviluppo 2025 il costo di investimento stimato lato Italia di 425 M€ è uguale al costo precedentemente stimato nel piano di sviluppo 2023 e anche la data di entrata in esercizio attesa non è modificata (2028); una nota a piè di pagina indica che *“alla data di redazione del presente documento, il progetto risulta in fase di aggiudicazione dei contratti, pertanto, gli esiti delle attività in corso consentiranno, ove necessario, di aggiornare le informazioni principali del progetto, incluse la stima del capex e il piano temporale”*; tenendo presente che l'incremento dei costi complessivi del totale degli interventi dello schema di piano di sviluppo 2025 è superiore al 20% rispetto al piano di sviluppo 2023 e che l'incremento è ancora maggiore per i collegamenti HVDC, risulta presumibile che si realizzino ulteriori incrementi dei costi stimati nel piano di sviluppo 2023;
- sebbene l'esecuzione dell'analisi dei benefici sia richiesta dalla deliberazione 627/2016/R/EEL, poiché il costo di investimento già sostenuto è inferiore a 6 milioni di euro e quindi largamente inferiore al 10% del costo di investimento atteso (cfr. articolo 12, comma 17, dell'Allegato A alla deliberazione), lo schema di piano di sviluppo 2025 non presenta l'analisi dei benefici;
- cinque osservazioni in risposta alla consultazione pubblica sullo schema di piano di sviluppo 2025 hanno segnalato profili di criticità rispetto alla realizzazione del collegamento HVDC Italia - Tunisia, anche per i potenziali riflessi sulle congestioni interne alla rete siciliana.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALL'INTERVENTO SARDEGNA-CORSICA-ITALIA CONTINENTALE SA.CO.I. 3 (CODICE 301-P):

- con la deliberazione 416/2024/R/EEL, l'Autorità ha deciso - congiuntamente con il regolatore francese - l'allocazione transfrontaliera dei costi del progetto, ripartendo il suddetto costo di investimento da parte di Terna tra i sistemi italiano e francese.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLE INTERCONNESSIONI CON FRANCIA, SVIZZERA E AUSTRIA:

- la capacità di trasporto obiettivo individuata al confine con Francia, Svizzera e Austria è pari a 2600 MW e, come descritto nella quarta edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo di Terna e sintetizzato nelle premesse della deliberazione 366/2025/R/EEL avrebbe potuto essere superiore se non fosse stato imposto un vincolo alla massima capacità obiettivo sulla frontiera francese;
- tale risultato è sostanzialmente confermato dal rapporto ENTSO-E Infrastructure Gaps, pubblicato a inizio 2025, seppure tale rapporto non quantifichi precisamente le capacità obiettivo;
- lo schema di piano di sviluppo 2025 non prevede interventi di sviluppo pianificati alla frontiera francese, mentre le date degli interventi di interconnessione pianificati da Terna con Svizzera e Austria (razionalizzazione Valchiavenna codice 167-P; Dobbiaco - Sillian 252-P; Auronzo - Lienz 204-P) sono tutte oltre l'orizzonte decennale di piano;
- l'intervento *“incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.”*, codice 1-I, è indicato in fase di generale revisione;
- lo schema di piano di sviluppo 2025 indica inoltre un'attività di studio *“Galleria di Base del Brennero”* o BBT Brenner Basis Tunnel per cui le indicazioni di costo di investimento nella quarta edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo di Terna sono ampiamente inferiori a 1 M€/MW.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO AI PROGETTI DI PROMOTORI DIVERSI DA TERNA:

- nel parere 4/2025/I/EEL l'Autorità ha previsto di considerare parte integrale e prioritaria del piano di sviluppo 2023 i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:
 - a) Interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata *“Greenconnector”*;
 - b) PCI codice 2.4 Interconnessione Somplago (IT) - Wurmlach (AT);
 - c) interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
 - d) interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT);
- la lista PCI 2023 non include più il progetto della lista PCI 2021 allora con codice 2.14 Interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT) [*“Greenconnector”*]; per tale progetto non sono state fornite comunicazioni funzionali alla preparazione dello schema di piano di sviluppo 2025, come previsto dell'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL;
- il progetto Somplago (IT) - Wurmlach (AT) è stato inserito nella lista PCI 2023;
- le due interconnessioni con la Slovenia sono oggetto di esenzione da numerosi anni.

RITENUTO, IN RELAZIONE AD ASPETTI GENERALI, CHE:

- sia necessario prendere nota delle numerose osservazioni critiche sulle nuove tempistiche per la consultazione pubblica e valutare, per i futuri piani di sviluppo, se sia possibile incrementare tali tempistiche, pur rispettando il nuovo vincolo disposto dalla legge 30 dicembre 2023, n. 214 che la valutazione dell’Autorità avvenga entro sei mesi dalla presentazione dal piano.

RITENUTO, IN RELAZIONE A SPECIFICI INTERVENTI, CHE:

- sia necessario esplicitare che, per diverse opere e interventi dello schema di piano (in alcuni casi pianificati, in altri casi “in valutazione”), non sono previste attività realizzative nell’orizzonte decennale di piano e, di conseguenza, per tali attività di sviluppo non è rilevante la presente valutazione e rimane salva la possibilità di proporre tali interventi, eventualmente con tempistiche anticipate, nei futuri piani di sviluppo;
- sia opportuno esprimere parere favorevole all’intervento HVDC di interconnessione Italia - Montenegro, codice 401, in considerazione delle stime aggiornate sulla sua utilità per il sistema elettrico;
- sia necessario escludere dalla valutazione sullo schema di piano 2025 (e quindi dall’approvazione), i seguenti progetti per cui è stata effettuata con esito positivo la c.d. valutazione a due fasi ai sensi della deliberazione 15/2023/R/EEL o dell’articolo 47 della ROTE:
 - a) “HVDC Milano-Montalto”, codice 355-P;
 - b) “Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)” ora Dorsale Adriatica HVDC Foggia- Forlì” codice 447-P;
 - c) opera “Sardinian Link” nell’ambito dell’intervento 732-P;
 - d) Nuovo HVDC Italia - Grecia, codice 554-P;
- sia opportuno, relativamente all’intervento Italia - Tunisia, condizionare la valutazione dell’Autorità ai contenuti della decisione di *cross-border cost allocation* adottata con deliberazione 176/2020/R/EEL, nelle more di ricevere da Terna, di concerto con il gestore del sistema di trasmissione tunisino, informazioni aggiornate sui benefici e sui costi del progetto;
- sia opportuno, relativamente all’intervento SA.CO.I.3, condizionare la valutazione dell’Autorità ai contenuti della decisione di *cross-border cost allocation* adottata con deliberazione 416/2024/R/EEL;
- appropriato rilasciare nulla osta all’approvazione dello schema di piano 2025 da parte del Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica, nei termini sopra richiamati;
- riguardo ai progetti di promotori diversi da Terna:
 - sia opportuno confermare come parte integrante e prioritaria del piano di sviluppo i progetti PCI codice 2.4 interconnessione Somplago (IT) - Wurmlach (AT), interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI) e interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zauale (IT), in quanto

per tali progetti sono state effettuate le comunicazioni ai sensi dell'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL e poiché si tratta di PCI valutati favorevolmente dall'Autorità nel relativo processo di selezione oppure di progetti per cui è stata prevista l'esenzione da specifiche disposizioni del Regolamento (UE) 2019/943, a seguito del relativo procedimento di valutazione da parte dell'Autorità;

- sia opportuno considerare “in valutazione” gli altri progetti che hanno comunicato informazioni ai sensi dell'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL: Apollo Link, Aquila Link, Green Vein collegamento 1, Green Vein collegamento 2, Interconnessione Cesana (IT) - Briançon (FR), Medlink Algeria, Medlink Tunisia, Merchant line 220kV Castasegna (CH) - Mese (IT) e opere RTN connesse, Second Malta-Sicily Cable Link, Tunur Italy.
- siano necessari successivi approfondimenti per verificare le scelte progettuali del nuovo collegamento HVDC Italia - Grecia, codice 554-P (presenza o assenza di ritorno metallico e conseguente impatto su costi e benefici dell'intervento) e le ipotesi di costo di investimento, che non risultano coerenti con quanto pubblicato nell'edizione 2024 del piano di sviluppo greco, né con lo schema di TYNDP 2024 di ENTSO-E (che indica 1250 milioni di euro per l'intero collegamento), né con quanto comunicato in fase di selezione della lista PCI 2025 (1900 milioni di euro per l'intero collegamento).

RITENUTO, INFINE, RELATIVAMENTE AI FUTURI PIANI E ATTIVITÀ CORRELATE, CHE:

- sia necessario richiedere a Terna di chiarire lo stato di avanzamento degli interventi codice 412-P “Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise” e codice 433-P “Rimozione derivazione rigida S. Angelo” nell'edizione 2026 del rapporto di avanzamento del piano di sviluppo, vista l'assenza di tali interventi nello schema di piano di sviluppo 2025;
- sia opportuno, in esito alle verifiche di coerenza con il TYNDP europeo ai sensi degli articoli 36, comma 14-bis e di conformità ai sensi dell'articolo 43, comma 6, del decreto legislativo 93/11, di raccomandare elevata priorità nei prossimi piani alle interconnessioni alla frontiera settentrionale con Francia, Svizzera e Austria e chiarezza su localizzazioni e caratteristiche tecniche relativamente ai relativi interventi di interconnessione

DELIBERA

1. di trasmettere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica gli esiti della valutazione dell'Autorità sullo schema di piano di sviluppo 2025, nei termini di cui al presente provvedimento e in particolare dei seguenti punti da 2. a 6.;
2. di prendere atto che per i seguenti interventi non sono previste attività realizzative

nell'orizzonte decennale di piano:

- a. opera di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, facente parte del più ampio intervento con codice 200-I;
- b. intervento in valutazione 354-S Interconnessione Isola del Giglio;
- c. intervento in valutazione 630-S Interconnessione Isola di Favignana;
- d. intervento in valutazione 160-S Nuova interconnessione 132 kV “Nava - S. Dalmas”;
- e. intervento codice 1-I di “Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009”;
- f. intervento codice 167-P “Razionalizzazione Valchiavenna”;
- g. intervento in valutazione 205-S Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia – Slovenia;
- h. intervento in valutazione 206-S Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto;
- i. interventi 563/1-P e 563/2-P “Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)”
- j. opera HVDC Fiumesanto-Montalto nell'ambito dell'intervento 732-P;
3. di esprimere valutazione favorevole all'intervento “Interconnessione HVDC Italia - Montenegro”, per il quale erano stati previsti approfondimenti nel precedente parere;
4. di prevedere che gli interventi “HVDC Milano-Montalto” codice 355-P, “Dorsale Adriatica HVDC Foggia- Forlì” codice 447-P, l'opera Sardinian Link nell'ambito dell'intervento 732-P, l'interconnessione “nuovo HVDC Italia - Grecia” codice 554-P, per cui è previsto il riconoscimento delle spese preliminari alla realizzazione (c.d. approvazione a due fasi), non siano oggetto di approvazione;
5. di rilasciare nulla osta all'approvazione dello schema di piano di sviluppo 2025 da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, ad esclusione delle opere e degli interventi indicati ai precedenti punti 2. e 4., e a ulteriore condizione che:
 - a. la valutazione sull'intervento di interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-I sia condizionata alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla deliberazione 176/2020/R/EEL;
 - b. la valutazione sull'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, sia condizionata alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla deliberazione 416/2024/R/EEL;
6. di confermare parte integrante e prioritaria del piano di sviluppo i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:
 - a. PCI codice 2.4 interconnessione Somplago (IT) - Wurmlach (AT);
 - b. interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
 - c. interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT);
7. in riferimento al rapporto 2026 di avanzamento del piano di sviluppo 2025, di richiedere alla società Terna S.p.A.:
 - a. di chiarire lo stato di avanzamento dell'intervento codice 412-P “Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise”;
 - b. di chiarire lo stato di avanzamento dell'intervento codice 433-P “Rimozione

- derivazione rigida S. Angelo”;
8. in riferimento ai prossimi piani di sviluppo, in esito alle verifiche di coerenza ai sensi dell’articolo 36, comma 14-bis, del decreto legislativo 93/11, di richiedere alla società Terna S.p.A.:
 - a. di attribuire elevata priorità, per quanto fattibile viste le ricorrenti complessità autorizzative, a progetti di interconnessione con Francia, Svizzera e Austria, alla luce dell’utilità di realizzare nuova capacità di trasporto su tali frontiere;
 - b. di identificare chiaramente le attività previste (localizzazioni e caratteristiche tecniche) per l’intervento codice 1-I “Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009” e per gli interventi allo studio “Corridoio Nord-Sud Italia-Svizzera-Germania” e “Galleria di Base del Brennero”;
 9. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica e a Terna S.p.A.;
 10. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

5 agosto 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini