

PARERE 14 GENNAIO 2025
4/2025/I/EEL

VALUTAZIONE DELLO SCHEMA DI PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE 2023

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1323^a riunione del 14 gennaio 2025

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- il Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima;
- 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) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica (di seguito: Regolamento (UE) 2021/1119);
- 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: lista PCI 2023);
- la legge costituzionale 7 novembre 2022, n. 2, recante "Modifica all'articolo 119 della Costituzione, concernente il riconoscimento delle peculiarità delle Isole e il superamento degli svantaggi derivanti dall'insularità";
- 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;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290 di conversione del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica, e successive modifiche e integrazioni (di seguito: legge 290/2003);

- la legge 23 agosto 2004, n. 239, recante riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia (di seguito: legge 239/2004);
- il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- la legge 11 settembre 2020, n. 120, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
- 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;
- la legge 30 dicembre 2023, n. 214, recante la legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022;
- 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 delle Attività produttive 20 aprile 2005, recante concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale e la relativa convenzione allegata;
- 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 decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica n. 435 del 22 dicembre 2023, recante l'approvazione del piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2021, con prescrizioni e raccomandazioni (di seguito: decreto 22 dicembre 2023);
- il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, edizione giugno 2024, trasmesso alla Commissione Europea a inizio luglio 2024 e pubblicato sul sito internet del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica;

- la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 27 dicembre 2013, 630/2013/R/EEL, recante l’adozione di opinioni congiunte per le interconnessioni “Redipuglia - Vrtojba” e “Zaule - Dekani”;
- la deliberazione dell’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 (di seguito: deliberazione 856/2017/R/EEL), recante, fra gli altri aspetti, la verifica positiva della proposta di Allegato A.74 al Codice di rete;
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 468/2018/R/GAS), recante disposizioni per la consultazione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e approvazione di requisiti minimi per la predisposizione dei piani e per l’analisi costi-benefici degli interventi, e il relativo Allegato A;
- 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);
- il parere dell’Autorità 22 dicembre 2020, 574/2020/I/EEL, riguardo la valutazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2019 e 2020 (di seguito: parere 574/2020/I/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 26 ottobre 2021, 446/2021/R/EEL (di seguito: deliberazione 446/2021/R/EEL), recante la determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell’output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale;
- la deliberazione dell’Autorità 25 gennaio 2022, 23/2022/R/EEL, recante la determinazione del premio per la realizzazione di capacità di trasporto interzonale nell’anno 2020;
- la deliberazione dell’Autorità 22 febbraio 2022, 65/2022/R/COM, recante il termine per l’anno 2022 per la preparazione dei documenti di descrizione degli scenari dei piani di sviluppo della trasmissione elettrica e del trasporto gas;
- il parere dell’Autorità 19 luglio 2022, 335/2022/I/EEL, riguardo la valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021 (di seguito: parere 335/2022/I/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 24 gennaio 2023, 15/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 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;
- la deliberazione dell'Autorità 31 gennaio 2023, 31/2023/R/EEL, di proroga dei termini per le nuove interconnessioni 'Dekani-Zaule' e 'Redipuglia-Vrtojba' tra Italia e Slovenia;
 - la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 296/2023/R/EEL), recante disposizioni in materia di sviluppo delle reti di distribuzione e relativi piani;
 - la deliberazione dell'Autorità 17 ottobre 2023, 473/2023/R/EEL, recante la determinazione di premi per la realizzazione di capacità di trasporto interzonale;
 - la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2023, 615/2023/R/EEL (di seguito: 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 (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 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);
 - la deliberazione dell'Autorità 29 ottobre 2024, 445/2024/R/EEL, recante la determinazione di premi per la realizzazione di capacità di trasporto interzonale e per l'efficienza degli investimenti, nell'anno 2023;
 - la deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2024, 562/2024/R/EEL, recante l'estensione al periodo 2025 - 2028 delle disposizioni di accelerazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale con potenziali elevati benefici (di seguito: deliberazione 562/2024/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;
 - la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità 18 febbraio 2021, 1/2021 (di seguito: determinazione 1/2021);
 - la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità 1 aprile 2022, 3/2022 (di seguito: determinazione 3/2022);
 - i piani di sviluppo della RTN fino all'anno 2021, pubblicamente disponibili sul sito internet dell'Autorità;

- gli esiti delle verifiche degli esperti indipendenti su alcuni interventi dei Piani di sviluppo 2021;
- lo schema di piano di sviluppo della RTN relativo all'anno 2023, pubblicamente disponibile sul sito internet dell'Autorità (di seguito: schema di piano 2023);
- il documento di descrizione degli scenari, edizione luglio 2022, predisposto da Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito: Snam) e Terna e pubblicamente disponibile sul sito internet dell'Autorità;
- l'istanza di Terna per l'autorizzazione alle spese preliminari alla realizzazione di alcuni interventi pianificati nello schema di piano di sviluppo 2023, predisposta da Terna e pubblicamente disponibile sul sito internet dell'Autorità;
- le osservazioni in esito al processo di consultazione pubblica sullo schema di Piano 2023 e alla relativa sessione pubblica di discussione del 2 ottobre 2023, nonché le contro-osservazioni di Terna, pubblicamente disponibili sul sito internet dell'Autorità;
- la seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, pubblicamente disponibile da dicembre 2020 sul sito internet di Terna;
- la terza edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, pubblicamente disponibile da giugno 2023 sul sito internet di Terna;
- il rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del piano di sviluppo, edizione aprile 2024, predisposto da Terna e pubblicamente disponibile sul sito internet di Terna;
- il rapporto di scenari per il *Ten Year Network Development Plan* (di seguito: TYNDP) 2022 predisposto da ENTSO-E e ENTSOG;
- l'opinione di ACER 06/2022 del 15 luglio 2022 sugli elementi chiave degli scenari di ENTSO-E e ENTSOG per il TYNDP 2022 (di seguito: opinione ACER 06/2022);
- il TYNDP 2022 di ENTSO-E;
- l'opinione di ACER 03/2023 del 4 aprile 2023 sugli aspetti metodologici dello schema di TYNDP 2022;
- l'opinione di ACER 04/2023 del 4 aprile 2023 sui progetti elettrici nello schema di TYNDP 2022 e nei piani di sviluppo nazionali (di seguito: opinione ACER 04/2023);
- la lista di progetti per il TYNDP 2024, pubblicata da ENTSO-E il 4 marzo 2024;
- 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;
- le comunicazioni di Terna:
 - del 27 gennaio 2023, prot. Autorità 5860 in pari data, di trasmissione dello schema di piano di sviluppo 2023, reso disponibile per la consultazione pubblica sul sito dell'Autorità;
 - del 3 aprile 2023, prot. Autorità 22391 del 4 aprile 2023, di integrazioni della documentazione per la consultazione pubblica;
 - del 19 maggio 2023, prot. Autorità 34542 del 22 maggio 2023 di trasmissione del rapporto integrativo con l'aggiornamento dell'analisi

costi-benefici del secondo polo del progetto di interconnessione Italia-Montenegro, reso disponibile per la consultazione pubblica sul sito dell’Autorità;

- del 28 luglio 2023, prot. Autorità 49566 del 31 luglio 2023, e integrazione del 1° agosto 2023, prot. Autorità 50000 in pari data, di trasmissione di istanza per l’approvazione a due fasi e autorizzazione delle spese preliminari per alcuni interventi del piano di sviluppo, disponibile per la consultazione pubblica;
- del 13 ottobre 2023, prot. Autorità 64642 del 16 ottobre 2023;
- del 17 novembre 2023, prot. Autorità 73031 del 20 novembre 2023;
- del 12 aprile 2024, prot. Autorità 27130 del 15 aprile 2024;
- del 15 aprile 2024, prot. Autorità 27732 del 16 aprile 2024;
- del 18 aprile 2024, prot. Autorità 28636 del 19 aprile 2024 (di seguito: comunicazione 18 aprile 2024);
- del 7 giugno 2024, prot. Autorità 41366 del 10 giugno 2024;
- del 16 luglio 2024, prot. Autorità 51656 in pari data;
- le comunicazioni:
 - della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità a Terna prot. 65655 del 19 ottobre 2023;
 - del direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità a Terna prot. 19453 del 15 marzo 2024;
 - del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità a Terna prot. 46334 del 1° luglio 2024.

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 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, secondo modalità definite nella concessione;
 - l'articolo 36, comma 12, 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);
 - b) il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica, acquisito il parere delle regioni e delle province autonome territorialmente interessate e tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità, approvi il piano di sviluppo;
 - riguardo ai contenuti del piano, l'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11, tanto nella versione vigente al momento della predisposizione dello schema di piano di sviluppo 2023, quanto nella versione attualmente vigente, 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;
 - 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 13, del decreto legislativo 93/11, prevede che l'Autorità:
 - a) sottoponga il piano di sviluppo a consultazione pubblica;
 - b) renda pubblici i risultati di tale consultazione;
 - c) trasmetta gli esiti della propria valutazione al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica;
- 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 210/2021, 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 2023 sono stati analizzati l'ultimo TYNDP adottato da ENTSO-E (TYNDP 2022), finalizzato durante il 2023, e la lista di progetti al momento disponibile per il TYNDP 2024;
 - il rapporto di scenari per il TYNDP 2022 è stato oggetto di opinione ACER 06/2022;
 - 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;
 - la prima edizione del rapporto di identificazione degli *infrastructure gaps* non è ancora disponibile; pertanto, nelle valutazioni del presente provvedimento si fa riferimento al rapporto di *identification of system needs* del TYNDP 2022;
 - l'attuale versione del Regolamento TEN-E, come modificata e integrata dal Regolamento Delegato (UE) 2024/1041 della Commissione, definisce la 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 PCI diventino parte integrante dei piani decennali nazionali per lo sviluppo delle reti pertinenti a norma dell'articolo 51 della direttiva (UE) 2019/944 e, se del caso, di altri piani nazionali infrastrutturali interessati. 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; la suddetta deliberazione prevede, tra l'altro, di non conteggiare contributi pubblici di fonte nazionale ai fini dell'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 335/2022/I/EEL l'Autorità ha trasmesso gli esiti delle proprie valutazioni sullo schema di piano di sviluppo 2021;

- in particolare, l’Autorità ha espresso parere favorevole all’intervento di sviluppo *High Voltage Direct Current* (HVDC) Sicilia - Continente, parte del progetto codice 723-P, per cui in precedenza erano stati previsti approfondimenti;
- con il medesimo parere 335/2022/I/EEL, punto 3, l’Autorità ha espresso parere contrario ai seguenti interventi, richiedendo che;
 - l’intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell’ambito dell’interconnessione Italia - Montenegro, codice 401-P, sia posto “in valutazione”, quindi senza attività realizzative nell’orizzonte di piano decennale;
 - il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell’intervento codice 200-I, sia posto “in valutazione”, quindi senza attività realizzative nell’orizzonte di piano decennale;
 - il progetto 354-N Interconnessione Isola del Giglio sia posto “in valutazione”, quindi senza attività realizzative nell’orizzonte di piano decennale;
 - il progetto 630-N Interconnessione Isola di Favignana sia posto “in valutazione”, quindi senza attività realizzative nell’orizzonte di piano decennale;
- con il medesimo parere, l’Autorità ha rilasciato nulla osta all’approvazione dello schema di Piano 2021 ad esclusione dei progetti di cui al precedente punto e con condizioni su altri tre interventi (SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-I, HVDC Italia - Grecia, codice 554-N), condizioni che saranno richiamate nel seguito delle presenti premesse;
- infine, l’Autorità ha indicato di confermare parte integrale e prioritaria del piano di sviluppo (anche ai sensi dell’articolo 3, comma 6, del Regolamento (UE) 2022/869) quattro progetti di promotori diversi da Terna:
 - interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata “Greenconnector”;
 - interconnessione Somplago (IT) - Wurmlach (AT);
 - interconnessione in corrente alternata (AC) 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
 - interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT);
- con il decreto 22 dicembre 2023, il Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica ha approvato il piano di sviluppo 2021, nei limiti e tenuto conto delle prescrizioni e delle raccomandazioni riportate nelle premesse del decreto medesimo;
- in particolare, il decreto 22 dicembre 2023 ha:
 - a) recepito le valutazioni dell’Autorità sullo schema di piano 2021, espresse nel parere 335/2022/I/EEL;
 - b) raccomandato, in merito alla condizione di cui al punto 3 del parere 335/2022/I/EEL riguardante l’interconnessione con le isole, per il prossimo piano di sviluppo [del 2023], “una nuova valutazione e rimodulazione in considerazione del nuovo 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;
- Terna ha presentato istanza ad agosto 2023 per l’autorizzazione delle spese preliminari dei seguenti interventi:
 - a) “HVDC Milano-Montalto”;
 - b) “Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)”;
 - c) “Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)”;
 - d) “Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)”;
- conseguentemente, come anche chiarito nella deliberazione 337/2024/R/EEL, gli interventi sopra richiamati oggetto dell’istanza di autorizzazione delle spese preliminari (e quindi oggetto di richiesta di autorizzazione alla pre-realizzazione, prima fase di valutazione) non vengono valutati nel parere dell’Autorità sullo schema di piano 2023, poiché tali progetti saranno invece successivamente

valutati (ai fini della realizzazione, nella c.d. seconda fase di valutazione) quando saranno autorizzati o vicini al completamento della fase autorizzativa.

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

- le valutazioni dell'Autorità sullo schema di piano 2023 - presentate nel seguito - riguardano principalmente:
 - a) i principali elementi di costruzione degli scenari dello schema di piano 2023, alla luce delle attività svolte da ENTSO-E in materia di scenari di sviluppo e della relativa opinione di ACER;
 - b) informazioni quantitative sull'identificazione delle capacità di trasporto obiettivo;
 - c) aspetti generali dello schema di piano 2023 e presentazione dell'analisi costi benefici degli interventi;
 - d) caratteristiche generali dello schema di piano 2023 in termini di costi complessivi, di benefici e impatti complessivi degli interventi;
 - e) la sintesi dei principali risultati del processo di consultazione pubblica sullo schema di piano 2023;
 - f) le verifiche di conformità e coerenza dello schema di piano di sviluppo 2023 con il TYNDP europeo, in particolare riguardo i progetti del TYNDP (in riferimento sia all'edizione del TYNDP 2022, sia alla lista progetti attualmente disponibile per il TYNDP 2024);
 - g) nello specifico, i seguenti interventi dello schema di piano 2023:
 - intervento di interconnessione HVDC Italia - Slovenia;
 - proposta di interconnessione con l'isola di Favignana;
 - proposta di interconnessione con l'isola del Giglio;
 - interconnessione Italia - Tunisia;
 - collegamento SA.CO.I. 3;
 - proposta di nuovo collegamento HVDC Italia - Grecia;
 - secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro;
 - interconnessioni con Svizzera e Austria;
 - Tyrrhenian Link;
 - proposte di nuovi interventi dello schema di Piano 2023;
 - proposte di variazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale;
 - h) considerazioni sui progetti di promotori diversi da Terna.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO AGLI SCENARI:

- 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; pertanto, gli scenari ENTSO influenzano significativamente gli scambi attesi di energia tra i paesi europei e le zone della rete rilevante nazionale nelle simulazioni dello schema di piano 2023, nonché, di riflesso, i risultati delle analisi costi benefici per gli interventi relativi a interconnessione e incremento di capacità tra le zone;

- ENTSO-E e ENTSG hanno pubblicato lo schema di rapporto di scenari per il TYNDP 2022 l'11 aprile 2022, a breve distanza dall'inizio delle azioni russe in Ucraina del 24 febbraio 2022; conseguentemente gli ENTSO hanno pubblicato un *disclaimer* relativo agli scenari del TYNDP 2022 che indica come “*a causa dei recenti eventi che hanno interessato l'approvvigionamento energetico in Europa, alcune ipotesi utilizzate nel presente rapporto in merito all'approvvigionamento di gas potrebbero subire ripercussioni nel breve e nel lungo termine*”;
- ACER ha adottato la propria Opinione 06/2022 sugli scenari del TYNDP 2022, in cui ha criticato la durata eccessiva del processo di preparazione degli scenari e i relativi ritardi (in particolare rispetto all'aspettativa che il rapporto di scenari TYNDP sia disponibile entro la fine degli anni dispari), con il conseguente maggior rischio che gli scenari si riferiscano a informazioni ormai obsolete;
- nell'Opinione 06/2022 ACER ha inoltre sottolineato che le ipotesi sui prezzi del gas (14,5 Euro/MWh negli scenari *Distributed Energy* e *Global Ambition* e 22,4 Euro/MWh nello scenario *National Trends* all'anno 2030) fossero limitate a uno spettro troppo ridotto di possibili ipotesi, segnalando che l'utilizzo almeno in uno scenario di un'ipotesi di prezzo più elevato avrebbe ampliato la differenziazione su questa ipotesi cruciale per le successive analisi;
- infine, ACER ha concluso la suddetta opinione incoraggiando gli ENTSO ad aggiornare almeno uno scenario del TYNDP 2022 utilizzando un diverso riferimento di prezzo del gas e, per quanto fattibile, ipotesi aggiornate sulle *policy* nazionali relativamente allo sviluppo della generazione;
- gli ENTSO non hanno implementato la suddetta richiesta di ACER;
- Snam e Terna hanno pubblicato a luglio 2022 il documento di descrizione degli scenari (di seguito anche: “DDS 2022”), funzionale al piano di sviluppo 2023, che include:
 - uno scenario di *policy* al 2030 (Fit-For-55);
 - due scenari di *policy* al 2040 (*Distributed Energy* Italia e *Global Ambition* Italia) il cui punto di partenza è il Fit-For-55;
 - uno scenario contrastante a quello di *policy* (*Late Transition*) sia al 2030 che al 2040, che raggiunge i target europei di contenimento delle emissioni con diversi anni di ritardo;
- gli scenari Fit-For-55 del DDS 2022 sono i primi a livello italiano che, almeno per quanto riguarda la rappresentazione dell'Italia, tengono conto della legge europea sul clima, Regolamento (UE) 2021/1119, e dei relativi obiettivi (neutralità climatica c.d. *net zero* al più tardi nel 2050 e, successivamente, emissioni

- negative; riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030);
- gli scenari *Late Transition*, relativamente alla rappresentazione dell'Italia, sono invece in linea con la versione del Piano Nazionale Energia e Clima di dicembre 2019;
 - gli scenari del DDS 2022 considerano un fabbisogno di elettricità in Italia, (in crescita rispetto ai 320 TWh/anno del 2019, sia per un effetto di maggiore elettrificazione nei settori residenziale/terziario e trasporto, sia per effetto delle ipotesi sulla produzione di idrogeno):
 - tra 331 e 366 TWh/anno al 2030;
 - tra 389 e 418 TWh/anno al 2040;
 - gli scenari del DDS 2022 considerano, per l'Italia:
 - al 2030, una capacità installata da solare ed eolico pari a 71 o a 102 GW (*Late Transition* e FF55, rispettivamente, in crescita di 40 GW o 70 GW rispetto all'installato a fine 2019);
 - una capacità installata di accumuli pari a 50 o a 95 GWh (*Late Transition* e FF55, rispettivamente);
 - al 2040, una capacità installata da solare ed eolico pari a 103 o 142 GW o 156 GW (*Late Transition*, *Global Ambition Italia* e *Distributed Energy Italia*, rispettivamente);
 - una capacità installata di accumuli pari a 71 o a 144 o a 175 GWh (*Late Transition*, *Global Ambition Italia* e *Distributed Energy Italia*, rispettivamente);
 - gli scenari del DDS 2022 considerano una significativa riduzione della generazione termoelettrica italiana, per effetto dell'integrazione di fonti rinnovabili e delle installazioni di accumuli, che è attesa quantificarsi:
 - tra 80 e 96 TWh/anno al 2030;
 - tra circa 50 TWh/anno e circa 100 TWh/anno al 2040 (con quest'ultimo risultato relativo allo scenario *Late Transition* 2040);
 - gli scenari del DDS 2022 considerano ipotesi di prezzi delle *commodity* differenti rispetto a quelle degli scenari ENTSO per i TYNDP 2022 e, in particolare, un'ipotesi di prezzo del gas a 45 euro/MWh sia al 2030 sia al 2040; non sono invece state effettuate modifiche rispetto ai *dataset* di generazione e domanda di energia elettrica degli altri paesi europei.

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 da ENTSO-E con il termine "*identification of system needs*" e 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, rendendo sub-ottimale un ulteriore rinforzo;
 - l’edizione 2020 del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, utilizzata dall’Autorità ai fini della definizione di parametri e obiettivi per il meccanismo incentivante la realizzazione di capacità di trasporto (deliberazione 446/2021/R/EEL, nonché regolazione *output-based* della trasmissione elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027) ha identificato i seguenti principali risultati per le espansioni di capacità entro il 2030:
 - a) risulta economicamente efficiente investire in una ulteriore espansione della capacità alla frontiera settentrionale: anche successivamente all’incremento di capacità di 1200 MW associato all’entrata in esercizio dell’HVDC Italia - Francia e di circa 400 MW per i due collegamenti con l’Austria (al Brennero e al Passo Resia), sarebbero utili ulteriori 1300 MW;
 - b) non risulta appropriato effettuare significativi investimenti alla “frontiera est” (Slovenia +100 MW, Croazia +25 MW, Grecia +25 MW, Montenegro 0);
 - c) è prevista una forte esportazione dall’Italia alla Tunisia, che potrebbe sfruttare un incremento di capacità di 650 MW;
 - d) sono presenti esigenze di rinforzo su quasi tutte le sezioni interne, variabili da +400 MW a +1000 MW per le diverse sezioni tra zone della rete rilevante;
 - l’edizione 2023 del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo ha introdotto alcune modifiche metodologiche rispetto alla precedente edizione; in particolare, ha imposto limiti massimi di capacità addizionale traguardabile sui confini esteri all’anno orizzonte 2030; secondo quanto indicato nel rapporto, questa scelta ha inteso riflettere la perseguibilità reale dei progetti ed i relativi riflessi sulle esigenze di incremento di capacità sulle sezioni, tenendo conto che *“elevati valori di capacità di trasporto sui confini esteri potrebbero essere infatti difficilmente traguardabili all’orizzonte 2030, considerando le tempistiche e le complessità associate al coordinamento con i TSO europei ed extra-europei”*;
 - un risultato significativo dell’analisi è che la capacità di trasporto obiettivo addizionale alla frontiera settentrionale (definita nel rapporto come Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) raggiunge il limite massimo fissato a 3500 MW per l’anno 2030, pari a 1600 MW di incrementi di capacità di breve termine (inclusi nella cosiddetta rete di minimo sviluppo) e 1900 MW di potenziali incrementi di capacità a medio termine (1000 MW Svizzera, 500 MW Austria, 400 MW Slovenia); mentre nelle analisi all’anno 2040 il potenziamento ottimale è di circa 9000 MW;
 - altro elemento significativo è che per quasi tutte le sezioni interne all’Italia si

riscontra un incremento dei valori di capacità di trasporto obiettivo identificati nella precedente edizione del rapporto;

- nella valutazione dei risultati ottenuti dall'analisi delle capacità di trasporto obiettivo, va infine tenuto presente che le ipotesi di costo utilizzate sono state definite nel corso del 2022 e non tengono quindi pienamente conto della forte crescita dei prezzi della componentistica a partire dal 2023.

CONSIDERATO CHE, RELATIVAMENTE AGLI ASPETTI DI PRESENTAZIONE DELLO SCHEMA DI PIANO E ALL'APPLICAZIONE DELL'ANALISI COSTI BENEFICI:

- con le determinazioni 1/2021 e 3/2022, rispettivamente, è stato prima avviato il processo e poi sono state identificate verifiche indipendenti da effettuare su alcuni interventi dei piani di sviluppo;
- nel dettaglio, per effetto di sopraggiunte incompatibilità e indisponibilità, rispetto alle verifiche inizialmente previste, sono state effettuate le verifiche relative agli interventi “Razionalizzazione Valchiavenna” (codice 167-N), “HVDC Centro Sud - Centro Nord” (436-P), interconnessione Italia – Tunisia (601-I), HVDC Campania - Sicilia (723-P Est), interventi 380 kV in Sicilia (602-P, 604-P, 619-P, 627-P); inoltre, tali verifiche hanno riguardato aspetti generali della presentazione degli interventi;
- fra le raccomandazioni di carattere più generale emerse delle verifiche indipendenti, anche in relazione alla presentazione dell'analisi costi benefici degli interventi, si richiamano le seguenti:
 - la segnalazione sulla possibile criticità di accorpate in un unico intervento e, di riflesso, in una unica analisi costi benefici opere differenti per cui si prevedono differenze di cinque anni in termini di entrata in esercizio attesa;
 - la raccomandazione di presentare “ravvicinate” le schede di più interventi quando essi sono soggetti a una medesima analisi costi benefici (c.d. ACB “multi-intervento”) e di esplicitarne meglio le casistiche e i motivi;
 - la necessità di motivare adeguatamente la scelta di unire diverse opere in un unico intervento, per il quale si propone un'unica analisi dei costi e dei benefici;
 - la raccomandazione di analizzare in maggiore dettaglio le interdipendenze tra diversi interventi, anziché limitarsi all'indicazione di nomi e codici degli interventi interdipendenti;
 - la raccomandazione di non presentare un'unica valutazione di costo in maniera complessiva per intero intervento o gruppo di interventi, fornendo invece un maggior dettaglio;
 - l'opportunità di approfondire la natura dei costi per i progetti speciali, quali gli HVDC, fornendo la suddivisione delle principali categorie di spesa (stazioni e cavi/linee) in base alla fase di pianificazione e stima dei costi;
 - il suggerimento di valutare nei prossimi piani l'impatto delle possibili

variazioni di costo sull'andamento dello IUS (indice di utilità per il sistema);

- la proposta di riportare, quando applicabile, una nota di riconciliazione tra i risultati in termini di incremento di capacità di trasporto attesa e di eventuali altri parametri significativi dell'intervento presentati nel precedente TYNDP e nel piano di sviluppo in esame.

CONSIDERATO CHE, RELATIVAMENTE AI PRINCIPALI IMPATTI DELLO SCHEMA DI PIANO 2023:

- secondo quanto indicato nell'introduzione allo schema di piano di sviluppo 2023, la pianificazione identifica *“una rete in grado di sostenere la progressiva decarbonizzazione e una sempre maggiore integrazione delle rinnovabili garantendo al tempo stesso efficienza e sicurezza degli approvvigionamenti (...) Dal punto di vista della “trasmissione” dell’energia elettrica (...) questa sfida richiede uno sforzo di programmazione, autorizzazione e realizzazione delle infrastrutture che in Italia non ha precedenti negli ultimi decenni. Terna ha così deciso di imprimere un’ulteriore accelerazione agli investimenti più importanti e di maggiore utilità per il sistema elettrico con il Piano di Sviluppo della rete di trasmissione più ambizioso di sempre”*;
- lo schema di piano di sviluppo 2023 pertanto, in linea con le evoluzioni del settore energetico prospettate nel DDS 2022 sopra descritti, prevede *“nell’orizzonte decennale di Piano 2023 – 2032 - un valore complessivo di Piano di circa 21 Mld €”*; si tratta di un valore in crescita rispetto agli oltre 18 miliardi di euro del piano di sviluppo 2021, nonché ai precedenti 12 miliardi di euro del piano 2018, ai 13 miliardi di euro del piano 2019 e agli oltre 14 miliardi di euro del piano 2020;
- sull'intero orizzonte di pianificazione (cioè includendo gli interventi per cui il completamento è previsto oltre il 2032 e le relative spese di investimento attese), il costo di investimento per lo sviluppo della RTN complessivo atteso a fine 2022, momento della rilevazione per lo schema di piano 2023, era di circa 32 miliardi di euro;
- tale stima sull'intero orizzonte di pianificazione (ultradecennale) è stata poi aggiornata nel rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del piano di aprile 2024, che indica - per i 244 interventi di sviluppo e 923 opere del piano - un totale degli investimenti a vita intera per lo sviluppo della RTN che ammontava al 31 dicembre 2023 a circa 33 miliardi di euro, corrispondente a un incremento di circa 900 milioni di euro rispetto allo schema di piano 2023;
- lo schema di piano 2023 indica i seguenti effetti degli interventi ivi previsti:
 - a) un incremento nel medio termine della capacità di interconnessione con l'estero di circa 1.900 MW per effetto degli interventi HVDC Italia - Tunisia (601-I, +600 MW), HVDC GRITA 2 (554-P, +500 MW), “Rimozione limitazioni Italia-Slovenia” (200-I, +400 MW), Nauders - Glorenza (100-I, +300 MW), Prati di Vizze - Steinach (208-P, +100 MW) *[elenco in cui non è incluso il secondo polo dell’HVDC Italia - Francia,*

completato nel 2023, + 600 MW]; mentre nel lungo termine un aumento complessivo della capacità di interconnessione a 3.560 MW o 4.060 MW. per effetto dell'intervento Valtellina – Valchiavenna (167-P, +1000 MW), dell'interconnessione Auronzo - Lienz (204-P, +500 MW), dell'interconnessione Dobbiaco - Sillian (252-P, +160 MW), nonché del possibile incremento di potenza del GRITA 2 (554-P, più ulteriori 500 MW);

- b) un incremento di capacità di trasporto sulle sezioni interne, inclusa la sezione intrazonale tra sud Sardegna e nord Sardegna, complessivamente di circa 15 GW nel lungo termine (inclusi cioè gli interventi oltre l'orizzonte decennale del piano);
- c) una riduzione delle ore di congestione al 2030 soprattutto fra le sezioni interne Sud e Centro Sud (da 3.800 ore di saturazione attesa nel caso “rete attuale” a 1.800 ore in presenza di tutti gli interventi di piano), ma anche tra le sezioni Centro Sud-Centro Nord (da 3.200 a 100 ore di saturazione attesa);
- d) una ancora maggiore riduzione delle ore di congestione nelle varie sezioni al 2040.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLA CONSULTAZIONE DELLO SCHEMA DI PIANO 2023:

- con comunicazione del 27 gennaio 2023, Terna ha trasmesso all'Autorità lo schema di piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativo all'anno 2023;
- con le successive comunicazioni elencate in premessa, Terna ha trasmesso documentazione integrativa che è stata resa disponibile per la consultazione pubblica unitamente allo schema di piano 2023;
- ai sensi della deliberazione 627/2016/R/EEL, l'Autorità ha avviato la consultazione dello schema di piano 2023 con comunicato del 7 agosto 2023;
- nell'ambito della consultazione, il 2 ottobre 2023, l'Autorità ha organizzato una sessione pubblica con la presentazione dello schema di Piano 2023 e risposte da parte di Terna ai quesiti dei soggetti interessati;
- le presentazioni della sessione pubblica del 2 ottobre 2023 e le contro-osservazioni di Terna alle osservazioni dei soggetti interessati, funzionali alla valutazione da parte dell'Autorità sullo schema di piano 2023 sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità;
- le considerazioni relative a specifici progetti sono trattate nel seguito.

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

- nel TYNDP 2022 erano presenti 21 progetti di trasmissione relativi all'Italia (corrispondenti, almeno in linea di principio, agli “interventi” secondo la terminologia della deliberazione 627/2016/R/EEL), in cui erano ricompresi

- complessivamente 27 investimenti (“opere” secondo la terminologia della deliberazione 627/2016/R/EEL);
- ACER ha adottato e pubblicato l’Opinione 04/2023 sui progetti nello schema di TYNDP 2022; in questa opinione, relativamente ai progetti italiani, ACER (in base a interazioni con gli uffici dell’Autorità) ha:
 - a) osservato che il progetto Italia - Svizzera San Giacomo non era più incluso nel piano di sviluppo italiano 2023;
 - b) osservato che il progetto Salgareda - Bericevo dovesse essere costituito da due investimenti separati: rinforzi di breve periodo (*phase shifting transformer* PST e altri rinforzi) per circa 400 MW di incremento della capacità di trasporto e potenziale futuro cavo HVDC;
 - c) indicato l’incongruenza di avere nel TYNDP 2022 una data di entrata in esercizio a dicembre 2026 per il progetto “Second HVDC Module IT-ME” (secondo polo dell’interconnessione Italia - Montenegro) benché il parere 335/2022/I/EEL ponesse l’intervento “in valutazione”, e pertanto senza alcuna data prevista di entrata in esercizio;
 - d) raccomandato di includere l’interconnessione AC tra Regoledo (IT) e un non identificato nodo in Svizzera nel TYNDP;
 - sulla base delle prime informazioni pubblicate da ENTSO-E il 4 marzo 2024, il TYNDP 2024 includerà 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”;
 - in particolare, l’elenco progetti del TYNDP 2024 rispetto al TYNDP 2022 non comprende più il progetto codice TYNDP 26 di interconnessione Austria - Italia al passo Resia che è stata completata a dicembre 2023 e l’investimento Deliceto – Bisaccia nell’ambito del progetto codice TYNDP 127 pure già completato;
 - l’elenco progetti del TYNDP 2024 rispetto al TYNDP 2022 include cinque nuovi progetti promossi da Terna e relativi alla rete c.d. Hypergrid, un nuovo progetto di interconnessione e due progetti di promotori terzi:
 - codice TYNDP 1157 Hypergrid North Tyrrhenian Corridor (Lombardia - Lazio/Montalto) in corrente continua;
 - codice TYNDP 1166 Hypergrid dorsale adriatica (Puglia/Foggia - Emilia Romagna/Forlì) in corrente continua;
 - codice TYNDP 1167 Hypergrid Central Link (Umbria/Villavalle – Toscana/Santa Barbara) mediante ricostruzione 220 kV con soluzione “a 5 fasi” e installazione di trasformatori *phase shifter*;
 - codice TYNDP 1168 Hypergrid dorsale ionico-tirrenica (Sicilia/Priolo - Lazio/Latina) in corrente continua;
 - codice TYNDP 1169 Hypergrid SAPEI 2 (Sardegna/Fiumesanto – Lazio/Montalto) in corrente continua e potenziamento 220 kV Codrongianos – Selargius con soluzione “a 5 fasi”;
 - codice TYNDP 1171 di interconnessione Italia-Svizzera;
 - codice TYNDP 1208, costituito dai due investimenti 1245 Medlink 1

(Algeria - Italia/Liguria/La Spezia) e 1246 Medlink 2 (Tunisia - Italia/Toscana/Suvereto);

- codice TYNDP 1210, Apollo Link, di interconnessione tra Italia/Liguria/La Spezia e Spagna;
- in maggior dettaglio, l'elenco progetti del TYNDP 2024 riporta precisazioni o variazioni delle date previste di entrata in esercizio (con un solo caso di anticipazione), come dettagliato nella seguente tabella, in cui non sono inclusi i 2 investimenti nelle reti algerine e tunisine del progetto codice TYNDP 1208 Medlink.

Codice progetto TYNDP	Codice investimento TYNDP	Nome	Entrata in esercizio attesa TYNDP 2024	Entrata in esercizio attesa TYNDP 2022
28	1503	Italy-Montenegro	12-2027	12-2026
29	635	Italy-Tunisia	01-2028	12-2027
33	90	Upgrade Calenzano-Colunga	12-2025	12-2023
33	1041	Removing limitations Central Italy	12-2023	12-2026
127	86	Central Southern Italy	12-2028	12-2027
150	616	Italy-Slovenia	12-2042	12-2040
174	1014	Greenconnector	03-2031	12-2026
210	1380	Würmlach (AT) - Somplago (IT)	09-2029	01-2026
250	1384	Merch. Castasegna (CH) - Mese (IT)	03-2025	03-2025
283	1378	TuNur DC	02-2034	09-2028
283	1430	TuNur AC (Montalto)	02-2034	09-2028
299	1458	SACOI 3	12-2027	12-2026
323	1478	Dekani (SI) - Zaule (IT)	08-2026	04-2025
324	1482	Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI)	08-2026	06-2024
338	1521	Adriatic HVDC link	12-2028	12-2028
339	1557	Tyrrhenian HVDC link - West	12-2027	12-2027
339	1795	Tyrrhenian HVDC link - East	12-2028	12-2028
375	1555	Lienz (AT) - Veneto region (IT)	12-2035	12-2030
1059	645	Laino – Altomonte	12-2029	12-2027
1059	1727	Montecorvino-Avellino -Nord-Ben.	12-2029	12-2028
1085	1751	Malta-Italy Cable link No. 2	12-2026	12-2025
1109	1796	Aliano - Montecorvino	12-2032	12-2030
1109	1797	line northern area of Benevento	12-2035	12-2030
1110	1798	Bolano-Annunziata	12-2026	12-2026
1112	1799	GRITA 2	12-2031	12-2030
1157	1889	HVDC Milano-Montalto	12-2030	nuovo
1166	1913	HG Adriatic Corridor	12-2036	nuovo
1167	1917	HG Central link	12-2030	nuovo
1168	1918	HG Ionian-Tyrrhenian: Ionian Link	12-2035	nuovo
1168	1919	HG Ionian-Tyrrhenian: Rossano-Montecorvino-Latina	12-2035	nuovo
1169	1921	SAPEI 2	12-2040	nuovo
1171	1962	400kV Interconnection IT-CH	01-2038	nuovo
1208	1945	Medlink (Algeria - Italy) - DC Link 1	06-2030	nuovo
1208	1946	Medlink (Tunisia - Italy) - DC Link 2	06-2030	nuovo
1210	1957	Apollo Link	01-2032	nuovo

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALL'INTERCONNESSIONE HVDC ITALIA-SLOVENIA (CODICE 200-I):

- nello schema di piano 2023, Terna presenta il progetto come un interconnettore costituito dalle opere: “HVDC Divaca – Salgareda”, con completamento previsto al 2042, e “Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia”, con completamento previsto al 2028;
- la scheda progetto nello schema di piano 2023 non riporta separatamente né i costi stimati per le due opere né le capacità di trasporto ottenibili grazie a ciascuna di esse; sono infine riportati per l'intero intervento il costo di investimento lato Italia (400-450 milioni di euro) e l'incremento atteso di capacità di trasporto (1000 MW);
- la scheda progetto riporta inoltre che per l'opera di interconnessione HVDC *“Il posticipo è valutato sulla base del prolungamento delle attività previste lato Slovenia e in virtù del parere espresso dall'ARERA”* e che *“Terna ha proseguito l'interlocazione con il TSO sloveno ELES con il quale, nel 2022 ha avviato uno studio di fattibilità tecnico-economica che è previsto concludersi nel 2023. In esito a tali valutazioni sarà possibile definire le condizioni e le tempistiche per l'implementazione del progetto”*;
- la scheda del progetto codice 150 del TYNDP 2022 “Italy-Slovenia” indica che l'incremento di capacità collegato alla prima opera è fino a 400 MW e conferma l'incremento di 1000 MW per l'intero intervento;
- nel rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del piano di aprile 2024, Terna indica che, lato Slovenia, sia l'“HVDC Divaca - Salgareda” che l'intervento di “Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia” risultano “allo studio” nel Piano 2021 del TSO sloveno ELES, e che non sono riportate le date previste per il completamento;
- nella comunicazione 18 aprile 2024, in risposta a relativa richiesta di informazioni, Terna ha indicato che *“per quanto riguarda l'opera HVDC Divaca – Salgareda, si confermano le informazioni riportate nel piano di sviluppo 2023 ovvero la mancanza di avanzamenti dell'intervento da parte slovena”*;
- la lista dei progetti del TYNDP 2024 indica che il progetto di interconnessione ha data prevista di completamento al 2042;
- sulla base dei “system needs” europei del TYNDP 2022, la capacità obiettivo al confine sloveno corrisponderebbe a un incremento di 125 MW;
- sulla base dell'edizione 2023 del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, la capacità obiettivo al confine Italia - Slovenia risulta pure contenuta (400 MW); l'analisi delle informazioni disponibili nell'appendice 6 al rapporto evidenzia inoltre che i differenziali di prezzo attesi tra Slovenia e Italia Nord al 2030 sono limitati a 2 o 3 Euro/MWh, a seconda dello scenario, e risultano significativamente inferiori ai differenziali di prezzo agli altri confini settentrionali;
- nell'ambito della consultazione pubblica dello schema di piano 2023 sono pervenute due osservazioni sull'interconnessione con la Slovenia e nessuna ha

evidenziato l'esigenza di uno sviluppo da 1000 MW di capacità.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LE INTERCONNESSIONI ISOLA DI FAVIGNANA (CODICE 630-P) E ISOLA DEL GIGLIO (CODICE 354-P):

- nello schema di piano 2023 Terna ha riproposto i progetti che sono presentati con la sola scheda informativa (senza analisi aggiornata né dei costi, né dei benefici) e con data di avvio di realizzazione 2033 *“in accordo con il parere ARERA”*;
- viene inoltre indicato che le tempistiche di realizzazione sono condizionate *“al processo di ottenimento di contributi pubblici, in corso di verifica con gli enti istituzionali preposti. Le date di completamento delle opere potranno essere anticipate in virtù dell’ottenimento dei predetti contributi ed alla luce di diverse indicazioni da parte di ARERA”*;
- in risposta a relativa richiesta di informazioni, Terna non ha fornito aggiornamento delle stime di costo previste per i progetti;
- le analisi costi benefici del piano di sviluppo 2021 presentavano indicatori sintetici di costi totali pressoché uguali ai benefici attesi (indicatori IUS pari a 1 sia nel caso dell’isola del Giglio che di Favignana); tali indicatori sembrerebbero peraltro destinati a peggiorare in considerazione del prevedibile aumento dei costi d’investimento rispetto alle stime di fine 2020 (sulla base del generale incremento dei costi registrati per tutti gli interventi di rete per cui sono state aggiornate le stime dei costi nel rapporto di monitoraggio dell’avanzamento del piano di aprile 2024);
- in relazione al riconoscimento delle peculiarità delle Isole e al superamento degli eventuali svantaggi derivanti dall’insularità, ai sensi di quanto indicato dal decreto 22 dicembre 2023:
 - le tariffe di rete nelle isole sono pari alla tariffa unica nazionale, indipendentemente dalla condizione di insularità;
 - le informazioni sulla continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica relative alle due isole non evidenziano aspetti di particolare criticità;
 - la presenza o meno di una interconnessione fisica tra il continente e le isole minori non è necessariamente rilevante per l’apertura al mercato della vendita al dettaglio, poiché l’apertura al mercato potrebbe essere realizzata virtualmente;
- nell’ambito della consultazione pubblica dello schema di piano 2023, l’associazione UNIEM, ha concordato con la valutazione negativa già espressa dall’Autorità per i due progetti di interconnessione delle isole nel parere 335/2022/I/EEL e ha ribadito *“l’irragionevolezza della prevista spesa di quasi duecento milioni di euro per realizzare l’interconnessione di poche migliaia di POD nelle isole di Favignana e del Giglio, a carico dei clienti finali e in un contesto di mercato che continua ad essere caratterizzato da elevati prezzi dell’energia elettrica”*;
- relativamente alla potenziale interconnessione con l’isola di Favignana, è anche

utile tenere presente che essa si trova a meno di 10 km dalla costa della provincia di Trapani, ossia una distanza per cui possono essere realizzati e sono effettivamente 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; nonostante la disposizione dell'articolo 51, comma 3, di valutare le alternative all'espansione del sistema [di trasmissione], l'ipotesi di interconnessione in media tensione non risulta essere al momento stata approfondita

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

- la legge 19 novembre 2021, n. 217, 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) 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 previsto la possibile revisione della decisione, al verificarsi di specifiche circostanze e, in particolare, in caso di contributo UE inferiore al 50%;
- 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;
- nello schema di piano 2023 il costo di investimento complessivo dell'intervento è confermato a 850 milioni di euro, la stima già indicata nel parere 335/2022/I/EEL, rispetto a 600 milioni di euro nello schema di piano 2021;
- lo schema di piano 2023 riporta un costo di investimento di 425 milioni di euro in capo all'Italia, mentre la data attesa di entrata in esercizio è il 2028 (era il 2027 nello schema di piano 2021);
- con comunicazione del 12 aprile 2024, Terna ha trasmesso all'Autorità il rapporto di monitoraggio del progetto di interesse comune Italia - Tunisia (ora progetto di interesse reciproco con codice 1.19);
- in tale rapporto viene ribadita la stima di costo di investimento e sono indicati diversi prestiti a copertura della quota di costo residua di circa 270 milioni di euro in capo al TSO tunisino STEG.

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

- lo schema di piano 2023 riporta un costo di investimento di 950 milioni di euro da parte di Terna (prima di dedurre i contributi francesi), rispetto a 796 milioni di euro attesi nello schema di piano 2021 e la data attesa di entrata in esercizio 2027 (era 2026 nello schema di piano 2021);
- il rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del piano ha successivamente indicato un costo di investimento di 1.350 milioni di euro da parte di Terna (prima di dedurre i contributi francesi) e la data attesa di entrata in esercizio 2029, spiegando che *“la variazione del costo di investimento del progetto SA.CO.I.3 è dovuta all'esito della gara relativa alle stazioni di conversione e della ripianificazione delle contingency di progetto”* e che si è registrato un *“incremento tempi a seguito degli esiti della gara”*;
- 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 AL NUOVO HVDC ITALIA GRECIA (CODICE 554-P):

- lo schema di piano 2023 indica che *“la presenza dell'attuale collegamento HVDC Italia-Grecia, con aree d'impianto già disponibili ad accogliere un secondo collegamento, ha portato ad individuare come intervento di sviluppo efficiente il raddoppio dell'interconnessione”*;
- lo schema di piano 2023 indica l'avvio dei cantieri nel 2027 e l'entrata in esercizio attesa nel 2031, con un posticipo di un anno rispetto alle tempistiche indicate nel piano 2021 e presenta il progetto come un nuovo HVDC che affiancherà l'esistente con ulteriori 500 MW, attraverso l'inserimento di nuovi moduli di conversione connessi agli esistenti nodi di Galatina ed Arachthos per un investimento totale (Italia e Grecia) di 750 M€;
- l'edizione 2023 del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, nel descrivere i vincoli di capacità alle frontiere, conferma che l'incremento di capacità previsto e studiato nello schema di piano 2023 è pari a 500 MW;
- la lista di progetti TYNDP 2024 indica che il nuovo HVDC Italia- Grecia consiste in una interconnessione da 1.000 MW tra Italia e Grecia;
- nel rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del piano di aprile 2024, Terna ha dichiarato che *“nel corso del 2023 e nei primi mesi del 2024 sono proseguite le interlocuzioni tra Terna ed il TSO Greco (IPTO) che hanno consentito di identificare quale soluzione progettuale più idonea un nuovo collegamento HVDC da 1000 MW in tecnologia VSC (Voltage Source Converter)”*; e inoltre che *“nel prossimo Piano di Sviluppo 2025, [...] fornirà di conseguenza un aggiornamento dell'analisi costi benefici dell'intervento sulla base delle evidenze”*

- emerse nel corso del 2023/2024”;*
- a seguito di relativa richiesta di informazioni, con la comunicazione del 16 luglio 2024, Terna ha chiarito che *“al momento della elaborazione del PdS 2023, non essendo ancora completate le suddette analisi, Terna ha deciso di mantenere la configurazione iniziale di 500 MW, dando evidenza dell’identificazione della possibile nuova soluzione progettuale – HVDC in configurazione bipolare da 1000 MW in tecnologia VSC - in occasione della pubblicazione del “Rapporto di avanzamento del Piano di sviluppo 2023” avvenuta ad aprile 2024, anche in coerenza con quanto recentemente rappresentato da IPTO nel proprio piano di sviluppo”;*
 - con la medesima comunicazione, Terna:
 - ha indicato che gli approfondimenti svolti con il TSO greco hanno consentito di definire l’approdo di Melendugno, da cui partiranno i collegamenti in corrente continua che uniranno la nuova stazione di conversione di Galatina con il nuovo nodo localizzativo della stazione di conversione in Grecia (Tesprozia);
 - ha chiesto la possibilità di sostenere le spese pre-realizzazione, pur nelle more dell’approvazione dell’intervento, includendole nel cespite “Spese preliminari di sviluppo intervento” (introdotto con deliberazione 615/2023/R/EEL), alla stregua di quanto previsto per i progetti che saranno inseriti nel processo di valutazione in due fasi.

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 335/2022/I/EEL, l’Autorità ha espresso parere contrario, confermando la messa in stato “in valutazione” del secondo polo dell’interconnessione Italia - Montenegro anche in ragione i) delle indicazioni di limitata utilità del secondo polo emerse dalla verifica della ACB condotta dall’esperto indipendente, e ii) delle indicazioni del rapporto capacità obiettivo 2020 di limitata utilità per il sistema elettrico nazionale di ulteriori sviluppi all’interconnessione est;
- nell’ambito dello schema di piano 2023:
 - a) Terna ha presentato uno studio separato reso disponibile a maggio 2023 e poi oggetto della consultazione pubblica;
 - b) la realizzazione della rete dei Balcani, relativamente al *Trans-Balkan Corridor*, è confermata dal rapporto come condizione necessaria per il

- pieno sfruttamento della capacità di interconnessione dell'interconnessione Italia – Montenegro;
- c) il costo di investimento del secondo polo è stimato in 451 M€ (424 M€ riportati nella scheda intervento più 27 M€ già sostenuti relativamente ai cavi terrestri), con un incremento di circa il 31% rispetto alla spesa di investimento stimata nel piano 2021 (pari a 345 M€);
 - d) il rapporto *“segnala che tale stima di costo di investimento può essere soggetta a variazioni, così come la stima delle tempistiche realizzative, derivanti dalle attuali condizioni di mercato e dallo shortage di disponibilità manifestato dai fornitori e che sono principalmente riferibili alla fornitura del cavo sottomarino ed alla posa dello stesso”*;
 - e) l'ACB evidenzia risultati relativamente modesti all'anno studio 2030, e un maggiore valore sistemico di questa interconnessione nell'orizzonte di studio 2040; in particolare, nello scenario FF55 (2030) i benefici base sono 33 M€/anno e nello scenario Late Transition (2030) ancora meno, circa 10 M€/anno;
- tre soggetti nell'ambito della consultazione pubblica dello schema di piano 2023 hanno sottolineato la loro contrarietà al progetto, evidenziando come Terna manchi di analizzare gli scambi energetici alle frontiere nel medio/lungo periodo.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLE INTERCONNESSIONI CON SVIZZERA E AUSTRIA:

- lo schema di piano 2023 riporta vari interventi di interconnessione con Svizzera e Austria, sia da parte di Terna (razionalizzazione Valchiavenna codice 167-P; Prati di Vizze - Steinach 208-P; Nauders - Glorenza 100-I; Dobbiaco - Sillian 252-P; Auronzo - Lienz 204-P), sia di promotori terzi (Greenconnector Verderio – Sils, Alpe Adria Energia Somplago - Wurmlach, Memc Prati di Vizze – Steinach);
- lo schema di piano 2023 non riporta invece l'intervento *“incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.”*, codice 1-I, detto “Progetto San Giacomo”, presente nello schema di piano 2021, senza specifiche indicazioni;
- lo schema di piano 2023 presenta l'intervento di razionalizzazione Valchiavenna, codice identificativo 167-P, che è definito *“propedeutico alla realizzazione di nuova interconnessione tra l'Italia e la Svizzera”*, indicando inoltre che *“il nuovo progetto consentirà di trarre un incremento di capacità di interconnessione di 1.000 MW tra l'Italia e Svizzera”*;
- il rapporto di verifica indipendente relativo a questo progetto (seppur focalizzato sulla precedente edizione del piano di sviluppo) ha segnalato la necessità di maggior chiarezza sulle opere previste;
- nel TYNDP 2024 risulta proposto un collegamento di interconnessione tra Italia e Svizzera, senza dettagli di localizzazione dell'intervento;
- lo schema di piano 2023 presenta l'intervento Prati di Vizze (IT) – Steinach (AT), codice 208-P, senza rieseguire l'analisi costi benefici perché l'intervento era in stato avanzato di realizzazione e in parte completato;

- l'edizione 2023 del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, in linea con precedenti informazioni e con il contenuto del fascicolo “benefici di sistema” dello schema di piano 2023, indica che per tale intervento è prevista un incremento di capacità di trasporto di 100 MW;
- il rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del piano di aprile 2024 indica che sono state completate nel 2023 le opere “raccordi 132 kV SE Marleno” e “rimozioni limitazioni rete 132 kV”;
- non risulta al momento resa disponibile nuova capacità di trasporto al confine Italia – Austria in relazione all'intervento Prati di Vizzate (IT) - Steinach (AT).

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO IL COLLEGAMENTO HVDC TYRRHENIAN LINK:

- lo schema di piano 2023 non riporta l'analisi costi benefici per l'HVDC Tyrrhenian link, codice 723-P;
- a seguito di relativa richiesta di informazioni, con comunicazione del 7 giugno 2024, Terna ha reso disponibile la relativa analisi costi benefici, che conferma l'utilità sistemica dell'intervento.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO ALLE PROPOSTE DI NUOVI INTERVENTI E ALLA DORSALE HYPERGRID CENTRAL LINK:

- nello schema di Piano 2023 sono proposti 12 nuovi interventi (5 dorsali Hypergrid e altri 7 interventi di sviluppo), corrispondenti a un investimento complessivo stimato a circa 11 miliardi di euro; nell'ambito della Hypergrid una sola dorsale (il Central Link) è oggetto di valutazione nel presente provvedimento;
- gli altri 7 nuovi interventi sono:
 - nuovo elettrodotto 132 kV Corneigliano Laudense-Pieve Fissiraga;
 - incremento della trasformazione SE Villabona;
 - incremento magliatura area di Ravenna;
 - nuovo elettrodotto 132 kV “Rimini Condotti-Rimini Nord”;
 - nuovo elettrodotto “Follonica-Follonica RT”;
 - incremento magliatura 150 kV tra Enna e Catania;
 - incremento magliatura CP Giardini;
- questi sette interventi hanno un costo di investimento complessivo di 52,5 milioni di euro e nessuno di essi è oggetto di analisi costi benefici;
- inoltre, nello schema di piano 2023, l'elettrodotto 380 kV Partanna – Ciminna in precedenza identificato come 605-S e “in valutazione” è stato proposto come intervento da realizzare nell'orizzonte di piano e quindi è da valutare come se fosse un nuovo intervento, mentre altri interventi precedentemente pianificati sono stati collocati da Terna “in valutazione”, cioè senza previsione di attività realizzative;
- lo schema di piano 2023 indica che la dorsale *Hypergrid Central Link*, codice identificativo 356-N/HG-2, consiste nell'ammodernamento della dorsale 220 kV Villavalle-Pietrafitta - S. Barbara e permette di incrementare il transito tra le

- sezioni di mercato tra Centro Sud e Centro Nord di 600 MW;
- lo schema di piano 2023 indica l'avvio dei cantieri della dorsale *Hypergrid Central Link* nel 2026 e l'entrata in esercizio attesa nel 2030, e un indicatore sintetico di utilità per il sistema IUS pari a 3,3 negli scenari *FF55/Distributed Energy* e pari a 1,3 nello scenario *Late Transition*.

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 2023 include 7 proposte di variazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale (6 ampliamenti, relativi all'acquisizione di stalli in 6 stazioni elettriche o cabine primarie e la dismissione di una breve linea a 132 kV funzionale al collegamento di un produttore);
- 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 AI PROGETTI DI PROMOTORI DIVERSI DA TERNA:

- nel parere 335/2022/I/EEL l'Autorità ha previsto di considerare parte integrale e prioritaria del piano di sviluppo 2021 i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:
 - a) PCI Verderio (IT) - Sils (CH);
 - b) PCI Somplago (IT) - Wurmlach (AT);
 - c) interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
 - d) interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT);
- le controdeduzioni di Terna alle osservazioni ricevute durante la consultazione pubblica, disponibili sul sito dell'Autorità, forniscono importanti aggiornamenti sull'avanzamento dei progetti di cui alle precedenti lettere b), c) e d);
- la lista PCI 2023 include nuovamente l'interconnettore tra Wurmlach (AT) e Somplago (IT) con codice PCI 2.4, interconnettore che era stato precedentemente incluso nella lista PCI 2019, ma non incluso nella lista PCI 2021;
- 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”];
- come già disposto nel parere 335/2022/I/EEL relativamente all’intervento Somplago-Wurmlach, l’alternanza di inclusioni ed esclusioni dalle liste biennali di PCI non è motivo sufficiente per modificare lo *status* assegnato al progetto Greenconnector, anche in considerazione del fatto che lo sviluppo di capacità sulla frontiera francese/svizzera/austriaca riveste carattere di priorità, come evidenziato dai parametri di capacità obiettivo fissati dall’Autorità con la deliberazione 446/2021/R/EEL;
 - le due interconnessioni con la Slovenia sono oggetto di esenzione da numerosi anni.

RITENUTO CHE:

- le valutazioni costi benefici sugli interventi condotte negli scenari dello schema di piano 2023 debbano essere considerate con molta prudenza alla luce delle limitazioni di tali scenari, in parte determinate dalle tempistiche di predisposizione degli scenari europei da parte degli ENTSO (risalenti al 2020-2021), ma soprattutto da eventi inattesi che hanno portato a un importante cambiamento delle *policy* (in particolare riguardo il parco di generazione in Europa, soprattutto relativamente al gas nei paesi centro-orientali) e dello scenario energetico atteso nel corso degli ultimi tre anni;
- anche le analisi delle capacità di trasporto obiettivo effettuate da Terna debbano essere considerate con particolare prudenza, poiché le ipotesi di costo utilizzate sono state definite nel corso del 2022 e non tengono quindi pienamente conto della forte crescita dei prezzi della componentistica che si è pienamente dispiegata a partire dal 2023;
- tale logica di prudenza suggerisce di proseguire la valutazione di alcuni progetti (in particolare di interconnessione) caratterizzati da minor robustezza dei benefici nell’ambito del prossimo piano di sviluppo 2025;
- le risultanze delle verifiche degli esperti indipendenti hanno fornito vari suggerimenti e raccomandazioni, sintetizzati in precedenza, che potranno essere utili ai fini dei successivi piani di sviluppo;
- sia opportuno effettuare specifici interventi nella deliberazione 627/2016/R/EEL al fine di chiarire:
 - il trattamento e la presentazione dei contributi pubblici in caso di loro eventuale disponibilità;
 - la possibilità di utilizzare i benefici calcolati da ACB dei precedenti piani;
- nel dettaglio sia opportuno che gli interventi di cui al precedente punto risultino omogenei con le disposizioni che l’Autorità ha previsto per la presentazione dei progetti di trasporto del gas naturale, e in particolare con l’articolo 12, comma 5, dell’Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS per il trattamento e la presentazione dei contributi e con articolo 9, comma 4, dell’Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS per il riutilizzo di precedenti benefici nelle analisi costi benefici.

RITENUTO, RELATIVAMENTE AL PARERE SULLO SCHEMA DI PIANO 2023 E SPECIFICI INTERVENTI:

- necessario escludere dalla valutazione sullo schema di piano 2023 (e quindi dall’approvazione), i seguenti progetti per cui è stata richiesta da Terna la c.d. valutazione a due fasi ai sensi della deliberazione 15/2023/R/EEL:
 - a) “HVDC Milano-Montalto”;
 - b) “Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)”;
 - c) “Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)”;
 - d) “Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)”;
- alla luce della tempistica dell’intervento di interconnessione HVDC Italia - Slovenia (2042) e del confermato stallo del progetto lato Slovenia, sia al momento necessario esprimere parere negativo sull’opera di interconnessione HVDC Italia - Slovenia, parte dell’intervento codice 200-I;
- che le proposte di interventi di interconnessione 354-N con l’isola del Giglio e 630-N con l’isola di Favignana siano caratterizzati da bilancio dei costi e dei benefici prevedibilmente negativo in considerazione del generale aumento dei costi non riflesso nello schema di piano 2023 e, in generale, non siano da perseguire anche alla luce dell’elevato impatto dei costi di tali interconnessioni sul costo medio equivalente dell’energia (LCOE, *Levelised Cost of Electricity*, inteso come somma del costo della materia prima energia e del costo del trasporto) che verrebbe trasmessa a queste due isole, che suggerisce l’analisi di soluzioni alternative a minor costo complessivo (generazione locale e/o interconnessioni a minor costo);
- opportuno esprimere parere contrario alle seguenti opere e interventi, che dovranno essere posti “in valutazione”, ossia senza attività realizzative nell’orizzonte decennale di piano:
 - a) l’opera di interconnessione HVDC tra Italia (Salgareda) e Slovenia, facente parte dell’intervento codice 200-I, senza nessun vincolo per l’altra opera “Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia”;
 - b) l’intervento 354-P Interconnessione Isola del Giglio;
 - c) l’intervento 630-P Interconnessione Isola di Favignana;
- opportuno, relativamente all’intervento Italia - Tunisia, condizionare il parere favorevole ai contenuti della decisione di *cross-border cost allocation* adottata con deliberazione 176/2020/R/EEL;
- opportuno, relativamente all’intervento SA.CO.I.3, condizionare il parere favorevole ai contenuti della decisione di *cross-border cost allocation* adottata con deliberazione 416/2024/R/EEL;
- opportuno, con riferimento alla nuova interconnessione Italia - Grecia e alla luce delle diverse opzioni di collegamento (500 MW vs. 1000 MW), approfondire, sulla base di scenari aggiornati sullo sviluppo del sistema energetico europeo che saranno disponibili per il piano di sviluppo 2025, le valutazioni sull’utilità e

- sull'effettiva urgenza della nuova interconnessione Italia - Grecia;
- in relazione a tale intervento, sia opportuno consentire un percorso di accelerazione degli studi (e potenzialmente quindi dell'intero intervento) anche attraverso l'eventuale istanza di autorizzazione al riconoscimento delle spese preliminari del nuovo collegamento Italia - Grecia ai sensi dell'articolo 47 dell'Allegato A alla deliberazione 55/2024/R/EEL;
 - sia opportuno rivedere la posizione negativa espressa nel precedente parere 335/2022/I/EEL riguardo al secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro, alla luce dei significativi benefici stimati nel lungo termine (anno 2040); al riguardo, tenendo al contempo presente che l'intervento ha una utilità relativamente modesta nel breve termine (anno 2030), sia altresì opportuno prevedere che Terna svolga, nell'ambito delle prossime edizioni del Piano, ulteriori approfondimenti sulle tempistiche ottimali per la realizzazione del secondo polo, funzionali all'eventuale definitiva valutazione positiva dell'intervento da parte dell'Autorità;
 - opportuno esprimere parere favorevole all'intervento *Hypergrid Central Link*, codice 356-N/HG-2 alla luce dei benefici sistemici dell'intervento, prevedendo - in considerazione della soluzione tecnologica innovativa che caratterizza l'intervento medesimo - che Terna fornisca tempestivamente all'Autorità informazioni circa eventuali incrementi di costo dell'intervento o variazioni nella funzionalità dello stesso rispetto a quanto indicato nello schema di piano 2023;
 - opportuno pubblicare i risultati dell'analisi costi benefici del *Tyrrhenian Link*, codice 723-P, come resi disponibili da Terna a seguito di relativa richiesta, che consentano all'Autorità di confermare la valutazione favorevole già espressa sull'intervento nel parere 335/2022/R/EEL;
 - appropriato rilasciare nulla osta all'approvazione dello schema di piano 2023 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 integrale e prioritaria del piano di sviluppo i quattro progetti indicati al punto 6. del parere 335/2022/I/EEL, in quanto si tratta di attuali o preesistenti 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: Interconnessione Cesana (IT) - Briançon (FR), Interconnessione Ventimiglia (IT) - Menton (FR), Interconnessione Mese (IT) - Castasegna (CH), Merchant line 220kV Castasegna (CH) - Mese (IT) e opere RTN connesse, E/3580-132 kV - Elettrodotto aereo di collegamento alla RTN Brennero (IT) - Steinach (AT), Apollo Link;
 - sia opportuno modificare le disposizioni della deliberazione 627/2016/R/EEL, per consentire che un nuovo progetto di promotore terzo

che non abbia mai partecipato in precedenza alle attività e alle raccolte di input funzionali ai piani di sviluppo possa fornire tali informazioni fino alla fase di consultazione pubblica del piano; ciò al fine di evitare rallentamenti dei progetti potenzialmente determinati dalla necessità di attendere la successiva edizione biennale del piano di sviluppo e del TYNDP di ENTSO-E.

RITENUTO INFINE, RELATIVAMENTE AI FUTURI PIANI E ATTIVITÀ CORRELATE:

- opportuno, in relazione alle interconnessioni alla frontiera settentrionale nei prossimi piani di sviluppo:
 - raccomandare elevata priorità e chiarezza su localizzazioni e caratteristiche tecniche relativamente agli interventi di interconnessione con la Svizzera;
 - monitorare l'effettiva realizzazione di capacità di trasporto alla frontiera con l'Austria, relativamente all'intervento Prati di Vizzate - Steinach;
 - raccomandare elevata priorità e chiarezza su localizzazioni e caratteristiche tecniche relativamente agli interventi di rinforzo dell'interconnessione con la Slovenia realizzabili nel breve-medio termine a bassa-media intensità di capitale;
- riguardo all'interconnessione con l'isola di Favignana sia necessario effettuare gli opportuni approfondimenti anche al fine di valutare soluzioni che potrebbero risultare più efficienti rispetto all'opzione di interconnessione in doppio collegamento in alta tensione

DELIBERA

1. di trasmettere al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica gli esiti della valutazione dell'Autorità sullo schema di Piano 2023, nei termini di cui al presente provvedimento e in particolare dei seguenti punti da 2. a 4.;
2. di esprimere parere contrario alle seguenti opere e interventi, che dovranno essere posti "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte decennale di piano:
 - a. l'opera di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, opera facente parte del più ampio intervento con codice 200-I, senza nessun vincolo per l'altra opera "Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia";
 - b. l'intervento 354-P Interconnessione Isola del Giglio;
 - c. l'intervento 630-P Interconnessione Isola di Favignana;
3. di rilasciare nulla osta all'approvazione dello schema di piano 2023 da parte del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica, ad esclusione delle opere e degli interventi indicati al precedente punto 2., e a ulteriore condizione che:

- a. 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;
 - b. 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;
 - c. 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;
 - d. 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;
 - e. 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;
4. di confermare parte integrale e prioritaria del piano di sviluppo 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);
5. in relazione a un nuovo collegamento tra Italia e Grecia:
- a. di richiedere a Terna S.p.A. di trasmettere all’Autorità entro il 15 marzo 2025 uno studio comparativo, inclusivo di analisi dei costi e dei benefici, relativo alle differenze soluzioni (localizzazioni, tecnologie e capacità di trasporto) per la realizzazione del nuovo collegamento, tenendo anche conto delle eventuali interdipendenze con l’esistente collegamento HVDC Galatina - Arachtos (con valutazione di ipotesi alternative relative all’estensione della sua vita tecnica) e con il secondo polo di interconnessione con il Montenegro;
 - b. di prevedere che l’eventuale istanza di autorizzazione al riconoscimento delle spese preliminari del nuovo collegamento Italia - Grecia ai fini di accelerazione dell’investimento ai sensi della deliberazione 562/2024/R/EEL e dell’articolo 47 dell’Allegato A alla deliberazione 55/2024/R/EEL, contestuale o successiva alla trasmissione dello studio di cui alla precedente lettera a., sia da considerarsi approvata, in modalità di silenzio-assenso, in assenza di

- richiesta di informazioni o altre azioni da parte dell’Autorità o degli Uffici dell’Autorità trascorsi 30 giorni dalla presentazione dell’istanza;
6. in relazione all’intervento *Hypergrid Central Link*, di richiedere alla società Terna S.p.A. di trasmettere tempestivamente all’Autorità aggiornamenti sulla fattibilità della soluzione tecnologica prevista e sui costi attesi dell’intervento, in caso si registri una variazione di costo di investimento superiore al 20% dell’attuale stima di 280 milioni di euro;
 7. in riferimento ai prossimi piani di sviluppo e alle interconnessioni con Svizzera, Austria e Slovenia, di richiedere alla società Terna S.p.A.:
 - a. di identificare, per quanto fattibile viste le persistenti complessità autorizzative, uno o più progetti di interconnessione con la Svizzera, alla luce dell’elevata priorità di realizzare nuova capacità di trasporto su tale confine;
 - b. di chiarire lo stato dell’intervento “incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.”, codice I-I, detto “Progetto San Giacomo”;
 - c. di mantenere nei prossimi piani di sviluppo e rapporti di monitoraggio l’intervento Prati di Vize - Steinach, codice 208-P, ai fini di monitoraggio dell’effettivo realizzarsi di capacità di trasporto addizionale;
 - d. di trasmettere all’Autorità entro il 30 giugno 2025 un aggiornamento sull’incremento di capacità di trasporto ottenuto con l’intervento Prati di Vize - Steinach, codice 208-P, eventualmente nell’ambito del rapporto di qualità e altri *output* del servizio di trasmissione;
 - e. di identificare le attività previste per l’opera “Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia”;
 8. di modificare l’Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL come segue:
 - a. all’articolo 5, comma 2, dopo la lettera o), sono aggiunte le parole:

“p) eventuali contributi in conto capitale aggiudicati o già percepiti per la realizzazione dell’intervento, specificando se tali contributi siano di origine nazionale o estera;
 - b. all’articolo 6, comma 2, dopo le parole “un aggiornamento delle informazioni relative ai propri interventi.” sono aggiunte le seguenti parole “Per gli interventi le cui informazioni non siano state trasmesse nell’ambito di precedenti piani di sviluppo, i promotori possono comunicare le relative informazioni fino alla fase di consultazione pubblica del piano di sviluppo”;
 - c. all’articolo 12, comma 17, le parole “Per gli interventi in stato di realizzazione che siano già stati oggetto di una analisi costi benefici 2.0 ai sensi del Titolo 3 del presente provvedimento” sono sostituite dalle parole “Per gli interventi in stato di realizzazione per i quali sia stata sostenuta una spesa pari almeno al 10% del costo di investimento stimato e che siano già stati oggetto di una analisi costi benefici 2.0 ai

sensi del Titolo 3 del presente provvedimento”.

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 e il documento “Aggiornamento dell’analisi costi benefici del collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (723-P)” sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

14 gennaio 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini