

**PARERE 18 DICEMBRE 2018**

**674/2018/I/EEL**

**VALUTAZIONE DELLO SCHEMA DI PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE 2018**

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

Nella 1046<sup>a</sup> riunione del 18 dicembre 2018

**VISTI:**

- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- il Regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: Regolamento (CE) 714/2009);
- il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013 (di seguito: Regolamento (UE) 347/2013);
- il Regolamento delegato (UE) 2018/540 della Commissione Europea, del 23 novembre 2017 che modifica il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda l'elenco unionale dei progetti di interesse comune (di seguito: lista PCI 2017);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica, e successive modifiche e integrazioni;
- 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;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge 99/09);
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, recante attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE, relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica (di seguito: decreto legislativo 93/11);

- la decisione della Commissione Europea C(2014) 9904 del 17 dicembre 2014, come successivamente modificata dalla decisione della Commissione Europea C(2017) 1209 del 16 febbraio 2017;
- 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: Terna) per le attività di trasmissione e dispacciamento (di seguito: concessione);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 10 novembre 2017, recante "Adozione della Strategia Energetica Nazionale 2017";
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 20 novembre 2017, recante l'approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2015, con prescrizioni e indirizzi (di seguito: decreto 20 novembre 2017);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 22 marzo 2012, 102/2012/R/EEL (di seguito: deliberazione 102/2012/R/EEL);
- il parere dell'Autorità 22 maggio 2013, 214/2013/I/EEL, recante la valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2012;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2013, 630/2013/R/EEL (di seguito: deliberazione 630/2013/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 14 maggio 2015, 213/2015/A (di seguito: deliberazione 213/2015/A);
- il parere dell'Autorità 21 maggio 2015, 238/2015/I/EEL, recante la valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN relativi agli anni 2013 e 2014;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 653/2015/R/EEL) e, in particolare, il relativo Allegato A (di seguito: regolazione *output-based* trasmissione);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015/R/EEL) e, in particolare, il relativo Allegato A (di seguito: TIT);

- 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);
- il parere dell’Autorità 4 novembre 2016, 630/2016/I/EEL, recante la valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN relativi agli anni 2015 e 2016 (di seguito: parere 630/2016/I/EEL);
- la segnalazione dell’Autorità al Parlamento e al Governo 10 novembre 2016, 648/2016/I/COM (di seguito: segnalazione 648/2016/I/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 28 settembre 2017, 654/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 14 dicembre 2017, 856/2017/R/EEL, recante in particolare l’aggiornamento della deliberazione 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 856/2017/R/EEL);
- il parere dell’Autorità 14 dicembre 2017, 862/2017/I/EEL, recante la valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2017 (di seguito: parere 862/2017/I/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2017, 884/2017/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2018, 129/2018/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 14 giugno 2018, 338/2018/I/EEL, di aggiornamento del parere dell’Autorità 701/2016/I/EEL per la concessione di un’esonero ad una quota dell’interconnessione in corrente continua “Italia-Montenegro” (di seguito: deliberazione 338/2018/I/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 468/2018/R/GAS);
- il parere dell’Autorità 27 novembre 2018, 607/2018/I/EEL, riguardante l’aggiornamento dell’ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale (di seguito: parere 607/2018/I/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, e in particolare il relativo Allegato A.74 “Metodologia Analisi Costi-Benefici - ACB 2.0”;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 7 agosto 2018, 11/2018 (di seguito: determinazione DIEU 11/2018);
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 5 ottobre 2018, 14/2018 (di seguito: determinazione DIEU 14/2018);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 5 luglio 2018, 374/2018/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 374/2018/R/GAS);
- il Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2015 (di seguito: Piano di sviluppo 2015);
- lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2016, pubblicamente disponibile sul sito dell’Autorità (di seguito: schema di Piano 2016);
- lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2017, pubblicamente disponibile sul sito dell’Autorità (di seguito: schema di Piano 2017);

- lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2018, pubblicamente disponibile sul sito dell'Autorità (di seguito: schema di Piano 2018);
- lo schema di rapporto di individuazione delle capacità obiettivo, pubblicamente disponibile ai fini di consultazione sul sito di Terna;
- l'opinione dell'*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (di seguito: ACER) No. 06/2012, del 5 settembre 2012 sul *Ten Year Network Development Plan* (piano di sviluppo decennale della rete, di seguito: TYNDP) 2012;
- l'opinione dell'ACER No. 01/2015, del 29 gennaio 2015 sul TYNDP 2014;
- l'opinione dell'ACER No. 04/2016, del 23 marzo 2016 sui piani decennali nazionali di sviluppo delle reti di trasmissione (di seguito: Opinione 04/2016);
- l'opinione dell'ACER No. 01/2017, del 3 febbraio 2017 sul TYNDP 2016;
- l'opinione dell'ACER No. 08/2017, del 3 aprile 2017 sui progetti elettrici nei piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2016;
- l'opinione dell'ACER No. 22/2017, del 7 dicembre 2017 sul documento ENTSO-E di implementazione pratica per l'inclusione dei progetti di trasmissione e stoccaggio nel TYNDP 2018 (di seguito: Opinione 22/2017);
- la raccomandazione della Commissione Europea C 265/2018, del 24 luglio 2018 relativa agli orientamenti sui criteri di parità di trattamento e di trasparenza che la Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione per l'elettricità (ENTSO-E) e la Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione per il gas (ENTSO-G) sono tenute ad applicare in sede di elaborazione dei rispettivi piani decennali per lo sviluppo delle reti ai sensi dell'allegato III, punto 2, paragrafo 5, del Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio;
- l'opinione dell'ACER No. 10/2018, del 18 ottobre 2018 sullo schema di rapporto di scenari di ENTSO-E e ENTSOG per il TYNDP 2018 (di seguito: Opinione 10/2018);
- il TYNDP predisposto da ENTSO-E nel 2012;
- il TYNDP predisposto da ENTSO-E nel 2014;
- il TYNDP predisposto da ENTSO-E nel 2016;
- il documento "Netzentwicklungsplan 2017 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG) Planungszeitraum: 2018 - 2027" (di seguito: piano di sviluppo austriaco 2017);
- lo schema di rapporto di scenari predisposto da ENTSO-E e ENTSOG per il TYNDP 2018;
- lo schema di TYNDP 2018 predisposto da ENTSO-E ai fini di consultazione pubblica;
- la comunicazione di Terna all'Autorità, prot. TE/P2017 0001072, del 7 febbraio 2017, prot. Autorità 0004777 dell'8 febbraio 2017 (di seguito: comunicazione del 7 febbraio 2017);
- la comunicazione di Terna all'Autorità, prot. Terna AD 004/2018, del 31 gennaio 2018, prot. Autorità 2997 del 1 febbraio 2018, di trasmissione dello schema di Piano 2018 e dei relativi documenti di accompagnamento: rapporto di descrizione degli

scenari e documento recante la metodologia di analisi costi benefici (di seguito: ACB);

- la comunicazione di Terna, prot. 3080, del 27 aprile 2018 (prot. Autorità 14240 del 30 aprile 2018), riguardante l'analisi costi benefici del secondo polo del collegamento tra Italia e Montenegro;
- la comunicazione di Terna, prot. Autorità 14593, del 3 maggio 2018, recante informazioni per la consultazione dello schema di Piano 2018 e in particolare, la sintesi tabellare in formato elaborabile;
- la comunicazione di Terna all'Autorità prot. 19108, del 3 ottobre 2018 (prot. Autorità 27612 del 3 ottobre 2018);
- le risultanze del processo di consultazione pubblica sullo schema di Piano 2018 e della relativa sessione pubblica, come disponibili sul sito internet dell'Autorità.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- l'articolo 36, comma 1, del decreto legislativo 93/11, dispone che l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia è riservata allo Stato ed è 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, prevede che:
  - a) Terna, entro il 31 gennaio di ciascun anno, predisponga un Piano decennale di sviluppo della RTN (di seguito: Piano decennale o Piano di sviluppo), basato su domanda e offerta esistenti e previste;
  - b) il Ministro dello Sviluppo Economico, acquisito il parere delle Regioni interessate e tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità, approvi tale Piano;
- ai sensi del medesimo articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11, il Piano decennale deve individuare:
  - a) le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete;
  - b) gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo;
  - c) 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 decennale, secondo i propri autonomi regolamenti, a una consultazione pubblica;
  - b) renda pubblici i risultati di tale consultazione;
  - c) trasmetta gli esiti della propria valutazione al Ministro dello Sviluppo Economico;
- 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 TYNDP] di sviluppo della rete a livello comunitario di cui all'articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del Regolamento (CE) 714/2009 e che tale analisi possa includere raccomandazioni per la modifica dei predetti piani di investimento.

**CONSIDERATO CHE:**

- il Regolamento (CE) 714/2009 e il Regolamento (UE) 347/2013 hanno introdotto disposizioni in materia di:
  - a) adozione, 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;
  - c) preparazione e regolare aggiornamento di una metodologia di analisi costi benefici da applicare al TYNDP;
  - d) verifiche della coerenza tra il TYNDP europeo e i piani nazionali di sviluppo della rete;
  - e) identificazione, ogni due anni, di un elenco di progetti di interessi comune (PCI);
- inoltre, l'articolo 3(6) del Regolamento (UE) 347/2013 prevede che i PCI inclusi nell'elenco dell'Unione diventano parte integrante dei piani regionali di investimento ai sensi dell'articolo 12 del Regolamento (CE) 714/2009 e, se opportuno, di altri piani nazionali infrastrutturali interessati. A tali progetti deve essere accordata la massima priorità possibile nell'ambito di ciascuno di questi piani;

- l’Opinione 04/2016 di ACER fornisce raccomandazioni in merito ai contenuti minimi dei piani nazionali di sviluppo della rete, atte ad assicurare la possibilità di verifiche di coerenza tra tali piani e il TYNDP;
- lo schema di TYNDP 2018 è stato posto in consultazione fino a settembre 2018;
- al momento l’ACER non ha ancora adottato la propria opinione sullo schema di TYNDP 2018, né l’opinione sulla coerenza tra i piani nazionali di sviluppo e il TYNDP 2018;
- ACER ha adottato e pubblicato l’Opinione 22/2017 sull’inclusione dei progetti nel TYNDP 2018 e l’Opinione 10/2018 sugli scenari del TYNDP 2018. In queste opinioni, ACER ha:
  - a) sottolineato l’importanza della coerenza tra i progetti dei piani nazionali di sviluppo e i progetti inclusi nel TYNDP;
  - b) criticato la durata eccessiva del processo di preparazione degli scenari, basato su una raccolta dati nell’autunno 2016, che rischia di rendere obsoleti i dati di scenario utilizzati per il TYNDP 2018;
  - c) evidenziato una carenza nella definizione delle c.d. *storylines* e la selezione degli scenari per il TYNDP 2018, in quanto due di essi sono caratterizzati da “crescita economica elevata” e uno da “crescita economica moderata”, non rappresentando perciò uno spettro sufficientemente ampio degli sviluppi futuri del sistema energetico europeo; a tal riguardo, ACER ha raccomandato l’utilizzo anche di uno scenario a bassa crescita economica;
  - d) espresso dubbi sulla scarsa trasparenza dei processi di ottimizzazione e riallocazione della generazione rinnovabile con spostamenti di installazioni eoliche e solari tra nazioni e della generazione termica con rimozioni o inserimenti di nuova capacità, che ENTSO-E ha condotto per la preparazione - fra altri - dello scenario *Distributed Generation (DG) 2030*;
  - e) criticato la scelta di ENTSO-E di innalzare il prezzo della CO<sub>2</sub> a circa 84 Euro/t nello scenario *Sustainable Transition (ST) 2030*, rendendo tale scenario non plausibile.

**CONSIDERATO CHE:**

- con la deliberazione 627/2016/R/EEL, come successivamente modificata dalla deliberazione 856/2017/R/EEL, l’Autorità ha aggiornato e integrato le proprie disposizioni per la consultazione pubblica del Piano decennale di sviluppo della RTN, che erano state introdotte con la deliberazione 102/2012/R/EEL e applicate per i Piani decennali dal 2012 al 2016;
- ai sensi dell’articolo 3, comma 1, dell’Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL, il Piano decennale comprende, dandone chiara distinzione: i) interventi di sviluppo pianificati, che costituiscono parte integrante e sostanziale del Piano decennale; ii) interventi “in valutazione” o “allo studio”, per cui non sono previste attività realizzative nell’orizzonte di Piano decennale e che possono diventare interventi “pianificati” nei successivi Piani decennali;

- con il parere 630/2016/I/EEL, l’Autorità ha espresso al Ministro dello Sviluppo Economico la propria valutazione sugli schemi di Piano decennale 2015 e 2016 e ha rilasciato nulla osta all’approvazione di tali schemi di Piano, a condizione che:
  - a) le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali già approvati in sede di Piano di Sviluppo 2011, fossero confermate “in valutazione” atteso che il giudizio su tale intervento non può prescindere dal completamento della fase di sperimentazione, dalla verifica degli esiti di tali sperimentazioni e da appropriate analisi costi benefici che ne dimostrino l’utilità per il sistema elettrico italiano;
  - b) l’intervento di interconnessione Italia - Tunisia fosse rimesso “in valutazione”, allo scopo di favorire l’emersione di sufficienti elementi informativi che ne dimostrino l’efficienza e l’efficacia nonché di evidenze della sua utilità per il sistema elettrico italiano, pur riconoscendo che la valutazione di strategicità dell’intervento per il sistema energetico europeo è di competenza della Commissione europea;
- con il parere 862/2017/I/EEL, l’Autorità ha espresso al Ministro dello Sviluppo Economico la propria valutazione sullo schema di Piano 2017 e ha rilasciato nulla osta all’approvazione, a condizione che:
  - a) per l’intervento Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale venissero adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei auspicabili in relazione alle esternalità positive dell’intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
  - b) l’intervento di interconnessione Italia - Tunisia fosse confermato “in valutazione”, allo scopo di favorire lo sviluppo di un più completo quadro informativo per farne emergere il beneficio per ciascun Paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, nonché di evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l’intero sistema europeo, investendo quindi profili da affrontare nella dovuta sede europea;
  - c) le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali approvati in sede di Piano di sviluppo 2011, fossero confermate “in valutazione” atteso che il giudizio su tale intervento non può prescindere dal completamento della fase di sperimentazione, dalla verifica degli esiti di tali sperimentazioni e da appropriate analisi costi benefici che ne dimostrino l’utilità per il sistema elettrico italiano;
  - d) le sedici proposte di acquisizione di porzioni di rete di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN fossero stralciate dallo schema di Piano, ai fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in successivi schemi di Piano di sviluppo.

**CONSIDERATO CHE:**

- con decreto 20 novembre 2017, il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato, fra gli altri, il Piano di sviluppo 2015 predisposto da Terna, nei limiti e tenuto conto delle prescrizioni e degli indirizzi riportati nelle premesse a tale decreto;
- nelle premesse del decreto 20 novembre 2017, il Ministro dello Sviluppo Economico:
  - a) ha ritenuto di recepire le valutazioni dell’Autorità sul Piano decennale 2015, anche per quanto concerne le citate condizioni di messa “in valutazione” di eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali già approvati, e di messa “in valutazione” dell’intervento di interconnessione Italia-Tunisia;
  - b) ha tenuto conto che, per quanto riguarda l’incremento della resilienza della rete a livello nazionale, il Ministero dello Sviluppo Economico, con nota prot. 0018985 del 3 agosto 2017, ha approvato il Programma per l’adeguamento e il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico per il quadriennio 2017-2020, fornendo puntuali indicazioni in merito a tale argomento, che dovranno essere recepite nel prossimo Programma che sarà presentato da Terna nel 2018;
- il procedimento per l’approvazione, da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, degli schemi di Piano 2016 e 2017 è in corso.

**CONSIDERATO CHE:**

- l’Autorità ha definito, con le deliberazioni 653/2015/R/EEL, 654/2015/R/EEL e le loro successive modifiche e integrazioni:
  - a) un meccanismo incentivante l’efficienza dei costi di specifiche opere di sviluppo della rete, riferito ai costi di investimento stimati in precedenti piani decennali di sviluppo (articolo 21 del TIT);
  - b) un meccanismo incentivante la realizzazione di capacità di trasporto addizionale rispetto alla capacità dell’anno precedente, per le sezioni tra zone della rete rilevante e la realizzazione di capacità di interconnessione, entro valori di capacità di trasporto obiettivo, il cui dimensionamento economico tiene conto dei benefici calcolati ai sensi della deliberazione 627/2016/R/EEL (articolo 44 della regolazione *output-based* trasmissione);
  - c) verifiche esterne indipendenti, da applicarsi almeno al 5% delle analisi ACB 2.0 sui singoli interventi dei piani decennali di sviluppo relativi agli anni 2017, 2018 e 2019 e al rapporto di individuazione delle capacità obiettivo (articolo 40 della regolazione *output-based* trasmissione);
- l’Autorità ha previsto, con la deliberazione 654/2017/R/EEL che Terna, d’intesa con Snam Rete Gas S.p.a. (di seguito: Snam Rete Gas), inviasse all’Autorità il proprio programma di lavoro per il coordinamento dello sviluppo di scenari per i piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell’energia elettrica e del gas;

- l’Autorità, nel documento per la consultazione 374/2018/R/GAS:
  - a) ha sottolineato l’importanza di un percorso di integrazione tra settori (c.d. *sector coupling*), indicando che le analisi costi benefici vengano fatte secondo metodologie standardizzate, integrando i settori di elettricità e gas naturale;
  - b) ha indicato la possibilità che interventi di sviluppo delle reti energetiche (anche nei due settori) siano tra loro alternativi e prospettato l’opzione di affiancare le analisi costi benefici con un’analisi multicriteri, successivamente introdotta con la deliberazione 468/2018/R/GAS, che permetta di tenere conto degli impatti benefici per cui la monetizzazione è particolarmente complessa e di pesare diversi criteri di valutazione, individuati anche con il contributo dei soggetti interessati;
- Terna ha svolto nel 2018:
  - a) in coordinamento con Snam Rete Gas, le attività preparatorie per lo sviluppo di scenari cross-settoriali elettricità - gas, incluso un primo seminario aperto ai soggetti interessati, dichiarando il proprio programma di predisporre tali scenari entro settembre 2019, ai fini di utilizzo nel Piano di sviluppo 2020;
  - b) le attività propedeutiche all’individuazione delle capacità obiettivo, incluse una consultazione pubblica sulla metodologia e una consultazione pubblica sullo schema di rapporto;
- il direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* ha avviato, con le determinazioni DIEU 11/2018 e 14/2018, le verifiche esterne indipendenti sui seguenti interventi dei Piani:
  - a) incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/09 e s.m.i. (codice 1-I);
  - b) sviluppo interconnessione Sardegna - Corsica - Italia (codice 301-P);
  - c) incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia sensi della legge 99/09 e s.m.i. (codice 200-I);
  - d) HVDC Centro Sud/Centro Nord (codice 436-N);
  - e) collegamento HVDC Campania/Sicilia/Sardegna (codice 723-N);
  - f) secondo polo dell’interconnessione HVDC Italia - Montenegro, incluso nell’investimento 401-P;
  - g) riassetto rete area metropolitana di Roma (codice 404-P);
  - h) elettrodotti 380 kV “Chiaromonte Gulfi - Ciminna” e “Assoro - Sorgente 2 - Villafranca” (codici 602-P / 604-P / 619-P).

**CONSIDERATO CHE:**

- con comunicato del 30 maggio 2018, l’Autorità ha avviato il procedimento di consultazione dello schema di Piano 2018, ai sensi della deliberazione 627/2016/R/EEL;
- nell’ambito della consultazione, il 2 luglio 2018, presso la sede di Terna di Roma, è stata organizzata una sessione pubblica con la presentazione dello schema di Piano 2018 e risposte da parte di Terna ai quesiti dei soggetti interessati;

- le presentazioni della sessione pubblica del 2 luglio 2018, le osservazioni dei soggetti interessati e le contro-osservazioni di Terna sono state pubblicate sul sito internet dell’Autorità;
- l’esame dello schema di Piano 2018 è stato condotto anche alla luce delle osservazioni formulate dai soggetti interessati nell’ambito della consultazione, nonché delle contro-osservazioni di Terna a tali osservazioni;
- nell’ambito del procedimento di consultazione dello schema di Piano 2018, alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l’altro, per quanto riguarda aspetti di processo:
  - a) apprezzamento per le modalità di consultazione pubblica dello schema di Piano 2018;
  - b) l’opportunità di un maggiore coinvolgimento degli operatori nella fase di definizione degli scenari di Piano;
- alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l’altro, per quanto riguarda aspetti di trasparenza sullo stato del sistema elettrico e dei mercati:
  - a) apprezzamento per l’analisi condotta per il periodo 2015-2017 riguardo rendite di congestione, volumi di energia imputabili agli avviamenti suddivisi per zone, volumi e oneri del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) ex ante per zona;
  - b) la richiesta di maggiori informazioni relativamente al mercato di bilanciamento;
- alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l’altro, per quanto riguarda aspetti di trasparenza del Piano, scenari ipotizzati e analisi effettuate:
  - a) la richiesta di massima trasparenza sui risultati (es. flussi di energia e durata delle congestioni) attesi negli anni studio, anche mediante la pubblicazione di informazioni in formato elaborabile/ (fogli di lavoro);
  - b) la necessità di definire chiaramente le date stimate di entrata in esercizio degli interventi, evitando la dizione “lungo termine”;
  - c) l’opportunità di studiare scenari a maggiore decarbonizzazione, che includano il *phase out* del carbone al 2025;
  - d) perplessità sul saldo atteso di importazione netta di circa 70 TWh/anno (scenario DG 2030), anche in relazione all’obiettivo della Strategia Energetica Nazionale di riduzione della dipendenza dall’estero;
  - e) critiche sull’identificazione di un’esigenza di sistema di capacità aggiuntiva di accumulo, pari a 5.000 MW, che è ritenuta eccessiva alla luce degli sviluppi (infrastrutturali e non) del sistema elettrico;
  - f) la rilevanza del ricorso all’essenzialità e, di riflesso, l’importanza di meglio identificare nel Piano gli interventi che apporteranno benefici su tale aspetto;
- alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l’altro, per quanto riguarda ulteriori attività di studio:
  - a) l’opportunità di inserire all’interno dei Piani di sviluppo valutazioni e analisi in relazione alle potenziali criticità future e alle azioni che possono essere adottate per incrementare l’inerzia di sistema e la potenza di cortocircuito;
  - b) l’opportunità di integrare le analisi relative all’andamento effettivo dei vari mercati con previsione di loro funzionamento a breve termine (1-3 anni), in particolare riguardo ai volumi attesi in MSD;

- alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l'altro, per quanto riguarda aspetti di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi:
  - a) la necessità di considerare nel Piano anche gli interventi riconducibili ai sistemi di difesa del sistema elettrico, in modo da poter visualizzare nel Piano l'intero insieme di interventi programmati;
  - b) apprezzamento per le maggiori informazioni sui progetti proposti da soggetti diversi da Terna;
- benché tali attività non siano incluse nell'ambito dello schema di Piano 2018, essendo invece riconducibili al Programma per l'adeguamento e il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico, alcune osservazioni hanno criticato gli investimenti di Terna in compensatori sincroni (quantificati in una delle osservazioni a 2500 Mvar), poiché tali servizi potrebbero essere forniti, già oggi, dagli operatori tramite mercato;
- un soggetto ha evidenziato, per quanto riguarda aspetti di valutazione dei piani decennali di sviluppo:
  - a) l'opportunità di valutare maggiormente il "rischio economico" associato a un investimento (ossia l'incertezza e la variabilità del beneficio netto atteso), anche con variazioni di scenario o *sensitivity*;
  - b) la conseguenza di non approvare o mettere "in *stand-by*" per ulteriori approfondimenti progetti il cui beneficio netto sia relativo a un solo scenario o solo a determinate condizioni;
- ulteriori osservazioni dei soggetti partecipanti alla consultazione riferite a specifici interventi sono riportate nel seguito delle presenti premesse, in corrispondenza del relativo intervento.

**CONSIDERATO CHE:**

- lo schema di Piano 2018, nel capitolo "la rete oggi", individua le seguenti principali criticità:
  - a) *"sulla rete AAT e AT una rilevante criticità con particolare riferimento alla rete 220 kV del Nord Est"*;
  - b) *"sulla rete AT le maggiori criticità si registrano nella regione Lombardia e in alcune aree del Centro-Nord"*;
  - c) *"dal punto di vista del mercato, si confermano le sezioni critiche sulla rete primaria tra le zone Nord, Centro-Nord e Centro-Sud. Altre sezioni critiche si registrano tra la Sardegna e il Continente, il polo di Brindisi Sud e tra la Sicilia Orientale e la Sicilia Occidentale"*;
  - d) *"si conferma un differenziale importante con i mercati esteri"*;
- a fronte delle principali criticità sopra richiamate, si trova generalmente buona e chiara corrispondenza con uno o più interventi di sviluppo nello schema di Piano 2018;
- l'unica eccezione a questa buona corrispondenza criticità - interventi di sviluppo risulta relativa alle criticità del polo di Brindisi, in relazione al quale è citato che interventi di sviluppo (che fanno cioè parte integrante del Piano di sviluppo)

destinati primariamente al potenziamento della sezione Sud - CentroSud (402-P Foggia - Gissi - Villanova e 505-P Deliceto - Bisaccia) possono anche essere funzionali all'attenuazione della criticità identificata;

- lo schema di Piano 2018 fornisce inoltre una sintetica indicazione che sono stati programmati ai fini sicurezza (e che cioè non sono interventi di sviluppo) compensatori sincroni per circa 500 Mvar presso le stazioni di Matera e Manfredonia e il collegamento C.le Edipower e Brindisi Pignicelle.

#### CONSIDERATO CHE:

- la tabella di sintesi che accompagna lo schema di Piano 2018 indica che 10 interventi dello schema di Piano 2017 sono stati completati (22-P, 134-P, 219-P, 243-P, 422-P, 424-P, 429-P, 431-P, 607-P, 705-P): cinque relativi alle stazioni di Aurelia, Fulgatore, Roma Sud, Rondissone e Santa Lucia, tre potenziamenti delle reti 132 kV nella costiera teramana tra Alba Adriatica e Pineto, in provincia di Udine tra Somplago e Tarvisio e a Vicenza, la fase A1 della razionalizzazione rete 220 kV della Valcamonica e l'elettrodotto 150 kV Taloro - Bono - Buddusò;
- in particolare, risultano completati tutti i nove interventi di sviluppo previsti entro il 2017 dallo schema di Piano 2017, mentre il completamento dei lavori presso la stazione di Rondissone risulta in anticipo rispetto alla precedente data stimata 2018;
- inoltre, lo schema di Piano 2018 indica il completamento di numerose opere di sviluppo tra cui spiccano l'elettrodotto 380 kV Redipuglia - Udine Ovest e il cavo sottomarino 150 kV Capri - Torre Centrale;
- lo schema di Piano 2018 presenta l'avanzamento dei seguenti interventi precedentemente pianificati:
  - a) 87 interventi, soggetti ad ACB, con un costo di investimento pari o superiore a 15 milioni di euro per ciascun intervento, un costo di investimento stimato complessivo di circa 10.150 milioni di euro e un costo già sostenuto di circa 3.250 milioni di euro;
  - b) 75 interventi, non soggetti ad ACB, con un costo di investimento inferiore a 15 milioni di euro per ciascun intervento, un costo di investimento stimato complessivo di circa 550 milioni di euro e un costo complessivo già sostenuto di circa 100 milioni di euro;
  - c) 4 interventi, non soggetti ad ACB poiché l'opera principale è già stata completata (380 kV Trino - Lacchiarella, Razionalizzazione Lodi, 380 kV Foggia - Benevento e 380 kV Sorgente - Rizziconi), con un costo di investimento stimato complessivo di circa 1.600 milioni di euro e un costo di investimento già sostenuto di circa 1.300 milioni di euro;
  - d) 5 *interconnector*, non soggetti ad ACB, con un costo di investimento stimato complessivo di circa 2.100 milioni di euro, in leggera riduzione rispetto all'anno precedente principalmente per effetto della riduzione da 300 MW a 150 MW della quota *interconnector* sul collegamento Italia - Montenegro;
- lo schema di Piano 2018 individua inoltre 60 interventi "in valutazione", cioè senza attività realizzative previste nell'orizzonte decennale del piano di sviluppo;

- lo schema di Piano 2018 presenta modifiche del raggruppamento di alcuni interventi, che sono stati aggregati rispetto allo schema di Piano 2017:
  - a) stazione 220 kV Schio e potenziamento rete (nuovo codice 237-P), che raggruppa i preesistenti interventi 237-P e 224-P;
  - b) stazione Bressanone e direttrice 132 kV Terme di Brennero - Bolzano FS - Mori (nuovo codice 245-P), che - oltre a nuove opere - include i preesistenti interventi 240-P e 245-P;
  - c) riassetto rete AT area di Bologna (codice 326-P), che, oltre a nuove opere, include gli interventi di sviluppo sulla direttrice 132 kV Colunga CP - Beverara RFI - Grizzana RFI (ex 342-P) e sulla direttrice 132 kV Martignone - Castelmaggiore (ex 343-N);
- lo schema di Piano 2018 pone “in valutazione” i seguenti interventi (o parte di essi) che erano pianificati nello schema di Piano 2017:
  - a) elettrodotto 132 kV Mercallo - Cameri (codice 12-S, ex 12-P);
  - b) alcune opere rimosse dall’intervento di sviluppi rete nelle province di Asti e Alessandria (codice 7-P);
  - c) elettrodotto 132 kV Biassono - Desio (codice 111-S, ex 111-P);
  - d) riassetto rete AT area di Lecco (codice 121-S, ex 121-P);
  - e) l’opera trasversale 132 kV tra Sassuolo e Castellarano, rimossa dall’intervento sulla rete AT area di Modena (codice 323-P);
  - f) l’autotrasformatore 380/220 kV di Teramo, rimosso dall’intervento di riassetto rete Teramo - Pescara (codice 420-P);
- lo schema di Piano 2018 presenta, in diversi casi, una più dettagliata descrizione delle opere contenute in ciascun intervento di sviluppo rispetto ai precedenti piani di sviluppo: i 166 interventi di sviluppo già pianificati (*interconnector* esclusi) riportano infatti 746 opere, di cui 613 sono identificate come opere principali; sono inoltre indicate con maggiore completezza le date (effettive o stimate) di avvio attività, di avvio realizzazione e di completamento, benché - in numerose occasioni - sia utilizzata la dizione “lungo termine” invece di una specifica data di completamento.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- nello schema di Piano 2018 ha trovato prima applicazione la nuova metodologia di stima previsionale dei costi di cui all’Allegato A.74 al Codice di rete;
- tale metodologia si applica a “opere standard”, definite nell’Allegato A.74 come le opere caratterizzate da un accettabile livello di standardizzazione progettuale quali linee aeree, linee in cavo terrestre in corrente alternata, stazioni elettriche di trasformazione e di smistamento con componenti standard, trasformatori, reattori, condensatori, compensatori sincroni; non è invece applicabile a “opere speciali” quali cavi e stazioni HVDC, cavi sottomarini in AC, *phase shifting transformers*;
- per gli interventi già pianificati nel precedente piano di sviluppo è possibile confrontare i costi di investimento stimati per gli interventi;

- sulla base di tale confronto sono emersi scostamenti, anche significativi in alcuni casi, sia in incremento, sia in riduzione, la cui ragione non appare desumibile dalle informazioni disponibili nello schema di Piano 2018;
- nello schema di piano 2018 è inoltre proseguita l'applicazione della nuova metodologia di analisi dei benefici, introdotta con la deliberazione 627/2016/R/EEL, con un ampliamento degli interventi analizzati per effetto della riduzione della soglia minima di investimento stimato da 25 a 15 milioni di euro;
- le analisi dei benefici sono state effettuate sia in riferimento ai nuovi scenari dello schema di Piano 2018, sia nel caso di circa 30 interventi, ove consentito dalla deliberazione 627/2016/R/EEL, riutilizzando le analisi presentate nello schema di Piano 2017;
- nei casi di riutilizzo delle precedenti analisi di beneficio non è evidenziata nello schema di Piano la corrispondenza tra gli scenari utilizzati nello schema di Piano 2017 e in quello 2018;
- per confronto dei risultati di IUS e VAN su specifici interventi, è possibile desumere che i risultati dello scenario "V1" dello schema di Piano 2017 siano stati utilizzati ai fini degli indicatori relativi allo scenario *Sustainable Transition* (ST) dello schema di Piano 2018 e quelli "V3" per lo scenario *Distributed Generation* (DG) rispettivamente;
- si osserva che in alcuni casi, ad esempio 305-P Rete AT di Arezzo con 403-P Rete AAT/AT Medio Adriatico e con 432-P Rimozione limitazioni Centro Sud - Centro Nord e 602-P Elettrodotto 380 kV Chiamonte G. - Ciminna con 604-P e 619-P 380 kV Assoro - Sorgente 2 - Villafranca, l'analisi dei benefici è condotta, come già nello schema di Piano 2017, combinando più interventi di sviluppo.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- lo schema di Piano 2018 presenta, nella sezione dedicata "nuovi sviluppi" con le dovute evidenze, i seguenti cinque nuovi interventi di sviluppo soggetti ad ACB:
  - a) HVDC Continente - Sicilia - Sardegna, con avvio dei cantieri previsto nel 2025, lunghezza di circa 880 km, incremento di capacità di trasporto di 1000 MW (senza indicazione delle zone interessate), investimento stimato di 2600 milioni di euro;
  - b) HVDC Centro Sud - Centro Nord (da Villanova o Villavalle a Fano o Porto Tolle), con avvio dei cantieri previsto nel 2025, lunghezza di circa 220 km, incremento di capacità di trasporto di "almeno 1000 MW", investimento stimato di 1115 milioni di euro;
  - c) interconnessione Dobbiaco - Austria (Lienz), con un investimento stimato di 55 milioni di euro;
  - d) stazione 380-132 kV Larderello, con un investimento stimato di 23 milioni di euro;
  - e) stazione 220-132 kV S. Floriano, con un investimento stimato di 15 milioni di euro;

- lo schema di Piano 2018 presenta, nella sezione dedicata “nuovi sviluppi” con le dovute evidenze, altri 19 interventi (di cui 11 relativi a stazioni), con costo di investimento inferiore a 15 milioni di euro e quindi non soggetti ad ACB, per un investimento totale di 130 milioni di euro;
- lo schema di Piano 2018 propone, senza identificarli nella sezione “nuovi sviluppi”, i seguenti nuovi interventi:
  - a) la ricostruzione in doppia sbarra della sezione 220 kV della stazione di San Colombano (codice 26-P), con un costo di investimento stimato di 10 milioni di euro, che risulta essere un intervento diverso rispetto alle opzioni precedentemente “in valutazione” di aumento tensione a 380 kV e/o di installazione nuovi trasformatori;
  - b) la ricostruzione dell’elettrodotto 220 kV di interconnessione Italia - Austria (codice 204-P, già utilizzato fino allo schema di Piano 2017 per l’elettrodotto 380 kV Italia - Austria), con costo di investimento stimato di 89 milioni di euro;
- lo schema di Piano 2018 propone come “pianificati” i seguenti nuovi interventi (o opere) di sviluppo che risultano in realtà evoluzioni di interventi che erano “in valutazione” l’anno precedente:
  - a) il “*collegamento Italia - Tunisia*” (codice 601-I), soggetto ad ACB, con costo di investimento stimato di 300 milioni di euro;
  - b) la stazione 220 kV Novara Sud (codice 24-P, ex 24-S), con investimento stimato di 7 milioni di euro;
  - c) il riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza (codice 110-P, ex 122-S) con investimento stimato di 10 milioni di euro;
  - d) gli interventi di rimozione limitazioni sulla rete AT nell’area di Pistoia (codice 324-P, ex 324-S), con investimento stimato di 10 milioni di euro;
  - e) l’elettrodotto 150 kV Villavalle - Leonessa (codice 437-P, ex 407-S), con investimento stimato di 7 milioni di euro;
  - f) l’elettrodotto 150 kV Taloro - Goni (codice 704-P, ex 704-S), soggetto ad ACB, con costo di investimento stimato di 41 milioni di euro;
  - g) l’adeguamento e ampliamento della stazione di Rosone (ex 6-S), che diventa un’opera “pianificata” nell’ambito dell’intervento di razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino (codice 6-P);
  - h) l’elettrodotto 132 kV Piadena - Cella Dati (ex 119-S), che diventa un’opera “pianificata” nell’ambito dell’intervento di razionalizzazione rete 132 kV Cremona (codice 119-P);
  - i) l’elettrodotto 150 kV Fiano - Nazzano (ex 409-S), che diventa un’opera “pianificata” nell’ambito dell’intervento di potenziamento della rete AT tra Terni e Roma (codice 409-P);
  - j) l’elettrodotto 132 kV Magione - Ponte Rio (ex 421-S), che diventa un’opera “pianificata” nell’ambito dell’intervento di razionalizzazione rete AT in Umbria (codice 421-P);
- lo schema di Piano 2018 presenta inoltre 11 proposte di acquisizione di porzioni di reti nella disponibilità di soggetti diversi da Terna;

- il volume 1 di avanzamento piani precedenti allegato allo schema di Piano 2018 indica diversi ipotesi di sviluppo allo studio, fra cui:
  - a) ulteriori affinamenti degli studi già condotti, attraverso dispositivi di regolazione dei flussi di potenza e/o *dynamic thermal ratings*, che potrebbero efficientare ulteriormente l'incremento del limite di transito tra zone;
  - b) attività finalizzate alla ricostruzione di linee 220 kV al livello superiore di 380 kV, ad esempio Presenzano - Capriati - Popoli - San Giacomo;
  - c) una direttrice AAT di collegamento tra le dorsali adriatiche e tirreniche, in riferimento alla sezione Centro Sud - Centro Nord.

**CONSIDERATO CHE:**

- lo schema di Piano 2018 presenta quindi, esclusi i circa 2 miliardi di euro complessivi per gli *interconnector*:
  - a) investimenti per interventi già pianificati per oltre 12 miliardi di euro, dei quali oltre 4,5 miliardi di euro di investimenti già sostenuti;
  - b) investimenti per nuovi interventi e per interventi che passerebbero in stato "pianificato" per la prima volta pari a circa 4,5 miliardi di euro;
- lo schema di Piano 2018 indica i seguenti impatti positivi del complesso degli interventi di sviluppo:
  - a) un aumento della capacità di interconnessione con l'estero stimata fino a circa 6000 MW (in importazione), di cui 3800 MW alla frontiera settentrionale;
  - b) un aumento della capacità tra zone della rete rilevante di circa 5000 MW, con i maggiori sviluppi tra le zone Centro Sud e Centro Nord (+1300 MW) e tra le zone Sud e Centro Sud (+1100 MW);
  - c) la diminuzione delle perdite di rete per circa 1600 GWh/anno, un valore quasi doppio rispetto alla stima dei benefici dello schema di Piano 2017;
  - d) la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> per circa 9,4 milioni di tonnellate/anno, principalmente per effetto della modifica del *mix* di generazione atteso in esercizio, ma anche, in misura minore, per effetto della riduzione delle perdite;
- inoltre, dalla tabella di sintesi che accompagna lo schema di Piano 2018, è possibile calcolare i seguenti benefici:
  - a) un beneficio complessivo legato all'incremento del *socio-economic welfare* (SEW) di riduzione delle congestioni relativamente costante nello scenario ST e DG fra gli anni studio 2025 e 2030, pari a circa 500 milioni di euro all'anno, in significativa riduzione rispetto ai benefici SEW ottenuti nello schema di Piano 2017, con i precedenti scenari "V1" e "V3";
  - b) sempre relativamente ai benefici SEW, si osserva una differente ripartizione tra SEW frontiere e SEW zone interne fra anno studio 2025 (con circa il 90% del beneficio legato alle interconnessioni e circa il 10% legato alla risoluzione delle congestioni interne) e anno studio 2030 (in cui il SEW per riduzione congestioni interne raggiunge il 20% e il 30% negli scenari ST e DG rispettivamente);
  - c) un beneficio complessivo legato alla riduzione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento

variabile nei diversi scenari e anni studio tra circa 900 e circa 700 milioni di euro all'anno, in forte incremento rispetto allo schema di Piano 2017.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- in relazione alla possibilità di installare sistemi di accumuli diffusi, lo schema di Piano 2018:
  - a) riporta esplicitamente “in valutazione” le potenziali installazioni di sistemi di accumulo diffuso su 18 direttrici AT (codici intervento 518-S, 519-S, 520-S, 521-S e 609-S) che “risultano differibili in virtù della variazione degli scenari di generazione e carico”;
  - b) subordina alla sperimentazione in corso le installazioni di sistemi di accumulo diffuso per quanto riguarda altre 4 direttrici Larino - Rotello, Villa S. Maria - Castel di Sangro - Campobasso, Larino - Ripalimosani - Campobasso e Caltanissetta - Petralia - Serra Marrocco - Troina - Bronte - Ucria - Furnari – Sorgente (nell’ambito degli interventi codici 414-P, 410-P, 412-P e 609-P).

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- relativamente all’intervento denominato Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice identificativo 301-P:
  - a) lo schema di Piano 2017 aveva proposto l’intervento come “pianificato”, precisando in una nota a piè di pagina “*Note: in relazione alle recenti comunicazioni della società distributrice in Corsica (EDF) e l’evoluzione del parco di generazione in Sardegna l’intervento è stato pianificato nell’orizzonte di Piano*”;
  - b) lo schema di Piano 2017 indicava il completamento dell’opera principale previsto nel 2023 e un costo di investimento per l’Italia di 665 milioni di euro;
  - c) Terna, nella comunicazione del 7 febbraio 2017, ha indicato “*un contributo da parte di EDF (a copertura di una quota consistente dei costi di investimento, più un contributo alle spese operative)*”;
  - d) lo schema di Piano 2018 indica il completamento dell’opera principale previsto nel 2023 e un costo di investimento per l’Italia di 674 milioni di euro;
- relativamente all’intervento denominato Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, in ambito europeo:
  - a) lo schema di TYNDP 2018 indica il progetto 299.1458 SA.CO.I.3 come “in autorizzazione”, con data prevista di entrata in esercizio 2024, con indicazione di capacità di trasporto bidirezionale di 400 MW tra Italia Sardegna e Italia Centro Nord e bidirezionale di 100 MW tra Italia e Corsica, con un costo di investimento di 750 milioni di euro caratterizzato da un’incertezza di +/- 10% per quanto riguarda i costi aggiuntivi dovuti a requisiti di sicurezza, ambientali o legali imposti durante il processo di autorizzazione e costi operativi pari a 7 milioni di euro all’anno;

- b) la lista PCI 2017 include il progetto di interesse comune “*2.4 Interconnection between Codrongianos (IT), Lucciana (Corsica, FR) and Suvereto (IT) [currently known as "SACOI 3"]*”;
- c) la presenza nella lista PCI 2017 consente al progetto SA.CO.I. 3 di poter beneficiare delle misure previste dal Regolamento (UE) 347/2013, inclusa la possibilità di decisione di allocazione transfrontaliera dei costi di investimento e potenzialmente, a valle di tale decisione, l’accesso a finanziamenti per lavori dal fondo “*Connecting Europe Facility*”.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- relativamente all’intervento di interconnessione tra Italia e Tunisia, codice identificativo 601-I:
  - a) lo schema di Piano 2017 aveva proposto l’intervento come “pianificato” con completamento dell’opera principale previsto nel 2022/2023 e costo di investimento stimato di 600 milioni di euro;
  - b) l’Autorità, nella propria valutazione sullo schema di Piano 2017, ha indicato che l’intervento fosse confermato “in valutazione”, allo scopo di favorire lo sviluppo di un più completo quadro informativo che ne faccia per farne emergere il beneficio per ciascun Paese coinvolto;
  - c) lo schema di Piano 2018 indica l’intervento come “pianificato”, con completamento dell’unica opera nel 2025 e costo di investimento stimato di 300 milioni di euro (per la parte italiana), specificando inoltre che “*la realizzazione del progetto è condizionata all’ottenimento di adeguati strumenti di finanziamento*”;
- relativamente all’intervento di interconnessione tra Italia e Tunisia, in ambito europeo:
  - a) lo schema di TYNDP 2018 indica il progetto 29.635 di interconnessione Italia - Tunisia, con stato “in autorizzazione”, con data prevista di entrata in esercizio 2027, con capacità di trasporto 600 MW bidirezionale Italia Sicilia - Tunisia, con un costo di investimento di 600 milioni di euro e un costo operativo di 3 milioni di euro all’anno;
  - b) la lista PCI 2017 include il progetto di interesse comune “*3.27 Interconnection between Sicily (IT) and Tunisia node (TU) [currently known as "ELMED"]*”;
  - c) la presenza nella lista PCI 2017 consente al progetto Italia - Tunisia, pur con specificità legate al coinvolgimento di Paesi extra-UE, di poter beneficiare delle misure previste dal Regolamento (UE) 347/2013, inclusa la possibilità di decisione di allocazione transfrontaliera dei costi di investimento e potenzialmente, a valle di tale decisione, l’accesso a finanziamenti per lavori dal fondo “*Connecting Europe Facility*”.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- relativamente all'intervento di interconnessione tra Italia e Montenegro, codice identificativo 401-I:
  - a) l'intervento è stato inserito nei Piani di sviluppo a partire dal 2007;
  - b) lo schema di Piano 2017 ha proposto una nuova modulazione temporale per l'intervento con data prevista di entrata in esercizio del primo polo al 2019 e data prevista di entrata in esercizio del secondo polo al 2026, un costo di investimento stimato (totale, includendo entrambi i poli e la quota *interconnector*) di 1.150 milioni di euro, un costo di investimento sostenuto di 570 milioni di euro e un'unica analisi costi-benefici dell'intervento proposto;
  - c) lo schema di Piano 2018 indica un costo di investimento stimato di 1.164 milioni di euro e un costo di investimento sostenuto di 742 milioni di euro;
  - d) l'Autorità, con la deliberazione 338/2018/I/EEL, ha confermato il parere favorevole all'esenzione di parte del collegamento di interconnessione Italia-Montenegro, per una durata di 10 anni per una capacità di importazione e esportazione pari a 150 MW;
  - e) a valle della propria valutazione del Piano di sviluppo 2017, l'Autorità ha richiesto a Terna di effettuare una analisi costi-benefici del solo secondo polo del collegamento di interconnessione tra Italia e Montenegro;
  - f) nel documento di analisi costi-benefici del solo secondo polo, Terna ha esplicitato che la data di entrata in servizio 2026 è "*condizionata dalle tempistiche relative allo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione e dei mercati elettrici nei Balcani*";
  - g) il medesimo documento indica che, mentre la linea interna montenegrina sta progredendo, le nuove linee Pljevlja (ME) - Bajina Basta (RS) - Obrenovac (RS) e Bajina Basta (RS) - Visegrad (BA) risultano posticipate di due anni a ogni edizione (biennale) del TYNDP, a partire dal 2012;
  - h) l'analisi costi-benefici del solo secondo polo indica che l'investimento stimato per il solo secondo polo è pari a 362 milioni di euro;
  - i) dall'analisi costi-benefici del solo secondo polo del collegamento di interconnessione si può ricavare che i benefici relativi a B1) incremento del *socio-economic welfare*, B2 riduzione delle perdite di rete, B3) riduzione dell'energia non fornita attesa e B7) riduzione dei costi per approvvigionamento risorse sul mercato per i servizi di dispacciamento in ciascuno scenario considerato non sono sufficienti a coprire i costi del secondo polo, mentre l'analisi complessiva dei benefici, inclusiva di B18 e B19 relativi alle emissioni, porta a un indicatore IUS maggiore di uno per il sistema elettrico italiano;
  - j) nell'ambito della consultazione sullo schema di Piano 2018, in cui numerosi soggetti hanno espresso perplessità riguardo un eccessivo sviluppo delle interconnessioni, due soggetti hanno indicato "*opportuno un approfondimento circa la direzione e l'entità dei flussi di scambio nel breve e medio termine*" e "*da verificare la necessità di raddoppiare l'interconnessione in uno scenario di lungo termine*";
  - k) benché sia sviluppato con finalità differenti rispetto all'analisi di utilità del sistema elettrico di uno specifico intervento, lo schema di rapporto di

- individuazione delle capacità obiettivo non indica la frontiera “Italia - est” come prioritaria per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto;
- relativamente all’intervento di interconnessione tra Italia e Montenegro, in ambito europeo:
    - a) lo schema di TYNDP 2018 riporta un unico intervento con due opere 28.70 relativa al primo polo (600 MW) e 28.1503 relativa al secondo polo (600 MW); quest’ultima riporta la data stimata di esercizio al 2026;
    - b) indica un ulteriore posticipo di due anni delle nuove linee Pljevlja (ME) - Bajina Basta (RS) - Obrenovac (RS) e Bajina Basta (RS) - Visegrad (BA), con gli interventi indicati in autorizzazione con data attesa 2024, ma con necessità di una nuova analisi costi benefici;
    - c) la lista PCI 2017 include il progetto di interesse comune “3.22.5 *Interconnection between Villanova (IT) and Lastva (ME)*”;
    - d) la presenza nella lista PCI 2017 consente al progetto Italia - Montenegro, pur con specificità legate al coinvolgimento di Paesi extra-UE, di poter beneficiare delle misure previste dal Regolamento (UE) 347/2013, inclusa la possibilità di decisione di allocazione transfrontaliera dei costi di investimento e potenzialmente, a valle di tale decisione, l’accesso a finanziamenti per lavori dal fondo “*Connecting Europe Facility*”.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- relativamente all’intervento di interconnessione tra Italia e Austria, codice identificativo 204-P:
  - a) a partire dal 2001, è stato pianificato un intervento di interconnessione Italia – Austria (Lienz);
  - b) secondo quanto riportato nello schema di Piano 2017, l’intervento “elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia - Austria” prevedeva “*la realizzazione di una nuova linea 380 kV che collegherà la direttrice 380 kV Udine Ovest - Sandrigo al nodo a 380 kV di Lienz, in Austria*”, mentre in una prima fase “*le attività comprendono anche interventi di rimozione delle limitazioni di trasporto sull’esistente sistema 220 kV che collega la stazione di Lienz in Austria al nodo 220 kV di Soverzene (adeguando i dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza) e da questo ai nodi 220 kV della rete interna del Veneto*”;
  - c) lo schema di Piano 2017 stimava un aumento di capacità di trasporto di 120 MW nella prima fase e di ulteriori 750 MW nella seconda fase, con un investimento stimato di 80 milioni di euro e 75 milioni di euro per ciascuna fase;
  - d) lo schema di Piano 2018 pare eliminare lo sviluppo a 380 kV e associa il medesimo codice 204-P a un differente intervento denominato “elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria”;
  - e) nell’ambito di tale intervento “*è prevista la ricostruzione dell’elettrodotto 220 kV che collega la RTN al nodo di Lienz*” ed è anche indicato che “*l’esigenza di adeguare la capacità di interconnessione con l’Austria potrà essere espletata in sinergia con i lavori di costruzione della linea ferroviaria attraverso il tunnel*”.

*del Brennero [...] eventualmente valutando soluzioni tecnologiche in corrente continua”;*

- f) nello schema di Piano 2018 l'avvio realizzazione è indicato al 2024/2025, con completamento nel “lungo termine”, l'investimento stimato è 89 milioni di euro;
- relativamente all'intervento di interconnessione tra Italia e Austria, in ambito europeo:
  - a) lo schema di TYNDP 2018 include un preesistente investimento codice 325.1631, relativo all'innalzamento di tensione da 220 kV a 380 kV della linea Lienz - Veneto Region, “in valutazione”, con data stimata di entrata in esercizio 2035 e costo di investimento stimato di 270 milioni di euro;
  - b) lo schema di TYNDP 2018 include inoltre (come nuovo investimento) un investimento codice 375.1555 di ricostruzione della linea 220 kV Lienz - Veneto Region, in autorizzazione, con incremento capacità di interconnessione di 150 MW, data stimata di entrata in esercizio 2024 e costo di investimento stimato di 119 milioni di euro;
  - c) il piano di sviluppo austriaco 2017 ha eliminato la 380-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze (Veneto Region/IT), che viene solo elencata in una tabella come “progetto futuro”, specificando che tali opzioni di sviluppo futuro non sono sottoposte per approvazione nell'ambito di tale piano.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- relativamente al nuovo intervento HVDC Centro-Sud Centro-Nord, codice identificativo 436-N:
  - a) lo schema di Piano 2018 sottolinea la necessità di ulteriori rinforzi della sezione Centro Sud - Centro Nord rispetto a quanto previsto con l'intervento di rimozione limitazioni (codice 432-P);
  - b) fino al Piano 2014 per rinforzare la dorsale Centro Sud - Centro Nord era proposto un elettrodotto 380 kV Fano - Teramo, successivamente posto in valutazione “*in relazione all'incertezza di fattibilità dell'opera (l'intervento “Fano - Teramo” è stato interessato da un lungo processo di concertazione con gli Enti Locali interessati. Nonostante fosse stato condiviso il corridoio preferenziale con le Regioni interessate, i tavoli tecnici attivati con le Province per la condivisione della Fascia di Fattibilità di tracciato hanno determinato forti dissensi nei confronti della nuova opera, in particolare nella regione Marche che con D.G.R. 24/02/2014 ha chiuso con esito negativo il procedimento di valutazione)*”;
  - c) lo schema di Piano 2018 indica che l'HVDC sarà connesso ai nodi di Villanova (o Villavalle) e Fano (o Porto Tolle) sulla base della disponibilità dei siti più idonei per la realizzazione delle stazioni di conversione e che la potenza nominale del collegamento dovrà essere di almeno 1000 MW;
  - d) lo schema di Piano 2018 indica un costo di investimento stimato di 1.115 milioni di euro, principali benefici determinati per il 55-73% dal funzionamento del mercato dei servizi di dispacciamento e per il 24-36% dagli incrementi di

- socio-economic welfare* (riduzione delle congestioni) e indicatori IUS di utilità per il sistema elettrico pari a 1,5 nello scenario ST e a 1,6 nello scenario DG;
- e) vari soggetti nella consultazione pubblica hanno chiesto di identificare chiaramente il nodo di connessione lato nord (Fano o Porto Tolle);
- relativamente all'intervento HVDC Centro-Sud Centro-Nord, in ambito europeo:
    - a) lo schema di TYNDP 2018 include un nuovo investimento codice TYNDP 338.1521, "in valutazione", con potenza nominale di almeno 1000 MW, incremento di capacità di trasporto di 1000 MW, data stimata di entrata in esercizio 2027 e costo di investimento stimato di 1150 milioni di euro.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- relativamente al nuovo intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna, codice identificativo 723-N:
  - a) lo schema di Piano 2018 indica che la decarbonizzazione del sistema elettrico nazionale pone importanti problematiche nella futura gestione della rete sarda;
  - b) la soluzione prospettata prevede un nuovo sviluppo della capacità di interconnessione verso il continente che dovrà interessare l'area sud della Sardegna; la soluzione preferibile è quella di un collegamento tra Sardegna (Villasor) e Sicilia (Ciminna);
  - c) tale collegamento comporterà la necessità di un incremento della capacità di scambio tra continente e Sicilia;
  - d) l'effettivo punto di connessione al Continente (zona Sud o zona Centro-Sud) è subordinato a verifiche tecnico-ambientali;
  - e) lo schema di Piano 2018 indica un costo di investimento stimato di 2.600 milioni di euro, benefici sostanzialmente interamente determinati dal funzionamento del mercato dei servizi di dispacciamento e indicatori IUS di utilità per il sistema elettrico pari a 0,9 nello scenario ST e a 1,3 nello scenario DG;
  - f) i dati di *input* relativi agli scenari dello schema di Piano 2018 pubblicati da Terna risultano differenti rispetto ai corrispondenti dati pubblicati da ENTSO-E per il TYNDP 2018, in particolare per quanto riguarda la generazione installata in Sardegna:
    - ✓ scenario ST 2030: la capacità installata a carbone nella zona Italia Sardegna è 534 MW (rispetto a 966 MW);
    - ✓ scenario DG 2030: la capacità installata a carbone nella zona Italia Sardegna è 250 MW (rispetto a 966 MW);
  - g) il progetto è stato il principale oggetto delle osservazioni nella fase di consultazione pubblica dello schema di Piano 2018, che hanno:
    - ✓ indicato l'opportunità di verificare la fattibilità economica mediante analisi costi benefici in più scenari, anche a valle della disponibilità dei nuovi scenari coordinati Terna - Snam Rete Gas S.p.a. e potenzialmente anche mediante analisi multicriteri;

- ✓ sottolineato l'opportunità di separare l'analisi dell'HVDC Sardegna – Sicilia da quella per l'altro tratto HVDC;
- ✓ criticato come non realistici i risultati di 400 milioni di euro l'anno di benefici determinati da riduzione energia non fornita nello scenario addizionale “SEN”;
- ✓ sollevato dubbi, qualora i benefici fossero legati a problemi di adeguatezza oppure di “*overgeneration*”, come segnale di uno sviluppo non congruo del parco di generazione;
- relativamente all'intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna, in ambito europeo:
  - a) lo schema di TYNDP 2018 include un nuovo investimento codice TYNDP 339.1557, “in valutazione”, con incrementi di capacità di trasporto di 1000 MW alle sezioni Italia Sud - Italia Sicilia e Italia Sicilia - Italia Sardegna, data stimata di entrata in esercizio 2027 e costo di investimento stimato di 2600 milioni di euro con incertezza del 10%.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- l'articolo 3, comma 7. del decreto legislativo 79/99 prevede che il Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (oggi Ministro dello Sviluppo Economico) 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;
- in linea con le modalità per la determinazione dell'ambito della RTN definite dal decreto 25 giugno 1999, acquisiti i relativi pareri dell'Autorità, con successivi decreti detto ambito è stato aggiornato dal Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico);
- 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*”;
- ai sensi del Capitolo 2 del Codice di rete, eventuali proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti sono inserite nel Piano di Sviluppo, con le medesime precisazioni di cui al punto precedente;
- lo schema di Piano 2018 presenta, al paragrafo 1.7.1, la proposta di acquisizione e ampliamento dell'ambito della RTN relativamente ai seguenti elementi di rete:
  - linea a 150 kV Italcementi - Italcementi Matera (MT), di proprietà di Italcementi S.p.a., che è già stata oggetto di valutazione nel parere 607/2018/I/EEL;
  - due linee 132 kV di proprietà di Areti;
  - otto stazioni a 150 kV o 132 kV di proprietà di produttori;

- le proposte di acquisizione non esplicitano le modalità di acquisizione e le condizioni economiche preventivamente concordate con il soggetto avente la disponibilità degli elementi in questione;
- secondo le disposizioni vigenti, gli impianti di utenza per la connessione di impianti di generazione prevedono oneri a carico dei produttori;
- le disposizioni del Capitolo 1 del Codice di rete prevedono la possibilità di trasferimento purché, tra le altre condizioni, l'acquisizione proposta consenta di rinforzare/potenziare la rete ed incrementare la magliatura della RTN nelle aree interessate e sia funzionale ai futuri interventi di sviluppo della RTN e di razionalizzazione del sistema
- per le otto stazioni di proprietà di produttori non sono esplicitati incrementi di magliatura (salvo per la CP Vinadio, nell'ambito dell'allegato informativo riguardanti le connessioni) né futuri interventi di sviluppo correlati alle acquisizioni nelle aree interessate.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- il comma 6 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL ha introdotto disposizioni in materia di comunicazione da parte dei promotori e pubblicazione da parte di Terna delle informazioni relative a interventi sviluppati da altri promotori (cosiddette *merchant lines*);
- le disposizioni relative alla comunicazione da parte dei promotori si sono applicate a partire dallo schema di Piano 2018;
- Terna ne ha dato notizia e ha raccolto le informazioni dai promotori nel mese di novembre 2017;
- sono state comunicate informazioni per i seguenti nove progetti:
  - interconnessione 132 kV Cesana (IT) - Briançon (FR), cavo interrato e *phase shifting transformer* per un investimento stimato di 46 milioni di euro, autorizzato in Italia;
  - *merchant line* 220 kV Castasegna (CH) - Mese (IT) di MERA, stazione 220/380 kV con *phase shifting transformer* e opere RTN connesse, per un investimento complessivo di 80-90 milioni di euro, in fase di autorizzazione in Italia;
  - interconnessione 132 kV Mese (IT) - Castasegna (CH) di Enel Produzione con *phase shifting transformer*, per un investimento stimato di 45 milioni di euro, autorizzata in Italia;
  - interconnessione HVDC Verderio (IT) - Sils (CH) totalmente interrata, con investimento stimato di 609 milioni di euro, autorizzato in Italia;
  - interconnessione AC 220 kV Somplago (IT) - Wurmlach (AT), cavo interrato e *phase shifting transformer* per un investimento stimato di 100 milioni di euro, in fase di autorizzazione in Italia;
  - interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI), cavo interrato e *phase shifting transformer* per un investimento stimato di 24 milioni di euro, autorizzato in Italia;

- interconnessione AC 110 kV Dekani (SI) - Zaule (IT), cavo interrato e *phase shifting transformer* per un investimento stimato di 16 milioni di euro, autorizzato in Italia;
- interconnessione HVDC Manfredonia (IT) - Kallmet (AL), con stima di investimento (apparentemente errata) di 5 milioni di euro, autorizzato in Italia;
- interconnessione HVDC Rejim Maatoug, Kebili (Tunisia) - Montalto di Castro (VT), con stima di investimento di 3 miliardi di euro, in fase di autorizzazione in Italia;
- lo schema di TYNDP 2018 include - fra i suddetti - i seguenti progetti:
  - codice TYNDP 174 Verderio (IT) - Sils (CH), con incremento di capacità di trasporto di 850 MW secondo ENTSO-E, ritardato al 2022 per la valutazione di una localizzazione alternativa per la stazione di conversione in Svizzera;
  - codice TYNDP 210 Somplago (IT) - Wurlach (AT), con incremento di capacità di trasporto di 150 MW secondo ENTSO-E, ritardato al 2021 per problemi autorizzativi;
  - codice TYNDP 250 Castasegna (CH) - Mese (IT) 220 kV di Repower, con incremento di capacità di trasporto di 200-250 MW secondo la descrizione del promotore e di 100 MW secondo ENTSO-E, ritardato al 2021 per problemi autorizzativi relativi alla stazione di Mese;
  - codice TYNDP 283 Rejim Maatoug, Kebili (Tunisia) - Montalto di Castro (VT), con incremento di capacità di trasporto di 2000 MW secondo ENTSO-E, ritardato al 2025 per la recente definizione del framework regolatorio in Tunisia, che ha ritardato il processo autorizzativo;
  - un nuovo investimento con codice TYNDP 323 Dekani (SI) - Zaule (IT) con incremento di capacità di trasporto Slovenia verso Italia di 10 MW secondo ENTSO-E e data di entrata in esercizio 2020;
  - un nuovo investimento con codice TYNDP 324 Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI), con incremento di capacità di trasporto Slovenia verso Italia di 20 MW secondo ENTSO-E e data di entrata in esercizio 2020;
- la lista PCI 2017 include - fra i nove suddetti - i due progetti:
  - PCI 2.14 Interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT) [attualmente denominata “Greenconnector”];
  - PCI 3.4 Interconnessione tra Wurlach (AT) e Somplago (IT);
- due progetti - fra i nove suddetti - sono oggetto di esenzione da alcune disposizioni del Regolamento (CE) 714/2009, disposta con decisione della Commissione Europea C(2014) 9904, assunta anche a seguito della deliberazione 630/2013/R/EEL:
  - interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
  - interconnessione AC 110 kV Dekani (SI) - Zaule (IT).

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- l’Autorità, con la propria segnalazione 648/2016/I/COM ha espresso al Parlamento e al Governo la necessità di apportare una modifica al decreto legislativo 93/11 che

stabilisca che il piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica deve essere predisposto con frequenza biennale;

- tale modifica favorirebbe l'applicazione di analisi più dettagliate, per esempio, per la valutazione dei benefici degli interventi previsti e snellirebbe la procedura di approvazione del Piano di sviluppo da parte di tutti gli organi istituzionali coinvolti nel processo;
- nella medesima segnalazione, l'Autorità ha inoltre evidenziato che la frequenza biennale di predisposizione e di pubblicazione del Piano decennale di sviluppo dovrebbe essere accompagnata dalla pubblicazione, da parte del gestore, negli anni in cui il Piano non è redatto, di un rapporto sullo stato di avanzamento dei piani precedenti;
- gli scenari del TYNDP europeo, con i quali devono essere coerenti gli scenari dei Piani 2019, non saranno oggetto di aggiornamenti fino all'estate 2019, trattandosi di un processo biennale;
- ai fini dello schema di Piano 2019 non saranno disponibili nuovi set di dati di *input* coerenti tra Italia ed Europa;
- inoltre, i nuovi scenari di piano sono attualmente in corso di preparazione coordinata tra Terna e Snam Rete Gas S.p.a. ai fini del loro utilizzo nel piano decennale di sviluppo relativo all'anno 2020;
- per tali motivi, le analisi dei benefici nel Piano 2019 sarebbero significative solo in riferimento a:
  - *interconnector*, per i quali l'obbligo decorre dal piano 2019, come disposto dalla deliberazione 856/2017/R/EEL;
  - nuovi interventi di sviluppo, nonché interventi di sviluppo che vengono proposti per l'approvazione come "pianificati" dopo essere stati "in valutazione";
  - interventi di sviluppo che si modificano significativamente, ad esempio per l'inserimento o la rimozione di opere.

#### **RITENUTO CHE:**

- lo schema di Piano 2018 si caratterizza per l'innovazione legata all'implementazione della nuova metodologia di analisi costi benefici disciplinata con la deliberazione 627/2016/R/EEL che pone il Piano di sviluppo italiano all'avanguardia rispetto alle *good practice* europee;
- la nuova metodologia viene applicata da parte di Terna in maniera ancora più estesa rispetto allo schema di Piano 2017, sottoponendo alla verifica di utilità per il sistema oltre il 92% del volume economico degli investimenti residui per interventi di sviluppo (circa 12 miliardi di euro), *interconnector* esclusi;
- inoltre, ulteriori innovazioni sono legate all'applicazione della nuova metodologia di stima dei costi di cui all'Allegato A.74 al Codice di rete e alle prime implementazioni del calcolo dei benefici innovativi relativi a:
  - a) incremento resilienza (beneficio B13), relativamente a cinque interventi di sviluppo;

- b) riduzione emissioni CO<sub>2</sub> con extra-valorizzazione in funzione del costo sociale della CO<sub>2</sub> (beneficio B18), relativamente a sette interventi di sviluppo;
- c) riduzione di altre emissioni (beneficio B19), relativamente a otto interventi di sviluppo;
- più in generale, lo schema di Piano 2018 è caratterizzato dai seguenti significativi miglioramenti, che sono stati riconosciuti anche da alcuni partecipanti alla consultazione pubblica:
  - a) le modalità di consultazione dei soggetti interessati, inclusa la pubblicazione dei documenti e presentazioni in fase di preparazione del Piano;
  - b) l'analisi dell'andamento del mercato dei servizi di dispacciamento nel triennio precedente il Piano;
  - c) la predisposizione del primo documento separato di descrizione degli scenari del Piano di sviluppo;
  - d) la disponibilità di informazioni più dettagliate sul processo di coinvolgimento dello *stakeholder* in fase di predisposizione del Piano di sviluppo;
  - e) una prima fase di allineamento degli scenari tra i settori elettricità e gas naturale, per effetto dell'utilizzo dei dati relativi ai TYNDP 2018 coordinati tra ENTSO-E e ENTSG;
  - f) la possibilità per i soggetti interessati di usufruire dei dati di scenario in formato elaborabile;
  - g) la ricognizione dei progetti di interconnessione sviluppati da promotori diversi da Terna;
  - h) l'ulteriore aggiornamento delle schede intervento, con una più dettagliata presentazione delle opere che compongono ciascun intervento e delle loro tempistiche.

**RITENUTO CHE:**

- l'identificazione e la preparazione degli scenari di sviluppo utilizzati nello schema di Piano 2018 *Sustainable Transition* (ST) e *Distributed Generation* (DG), in larga misura coerenti con gli scenari sviluppati in ambito ENTSO-E ed ENTSG, sia stata influenzata da alcune scelte, quali la scelta del parametro di prezzo CO<sub>2</sub> per lo scenario ST e le modalità di costruzione dello scenario DG, e alcuni ritardi determinatisi in ambito europeo;
- le analisi dei benefici presentate nello schema di Piano 2018, anche a confronto con le precedenti analisi dello schema di Piano 2017, permettono di tracciare le seguenti prime considerazioni:
  - a) una porzione crescente (e già ora predominante) dei benefici attesi grazie a nuove infrastrutture risulta legata agli impatti sul mercato dei servizi di dispacciamento, mentre risulta in riduzione l'impatto positivo di nuove infrastrutture su congestioni tra nazioni e tra zone nei mercati del giorno prima;
  - b) l'utilità delle nuove interconnessioni per il sistema elettrico italiano risulta in tendenziale riduzione rispetto alle stime precedenti, e lo è tanto più quanto più

- progredisce la transizione delle fonti utilizzate in Europa, da carbone e altre fonti fossili verso fonti rinnovabili;
- c) il medesimo effetto di transizione verso fonti rinnovabili determinerà un crescente impatto sulla rete elettrica nazionale, con crescenti flussi di energia e congestioni attese dal sud verso il nord del paese e, di conseguenza, crescenti benefici per la realizzazione di rinforzi infrastrutturali su tale asse;
  - d) tali risultati rendono particolarmente critico il ritardo che si registra nello sviluppo di specifici interventi che potenzierebbero l'asse sud-nord, in particolare: elettrodotto 380 kV Calenzano - Colunga codice 302-P previsto nel "lungo termine" anziché 2023, rimozione limitazioni sezione Centro Sud - Centro Nord codice 432-P prevista nel "lungo termine", opera 380 kV Foggia - Larino - Gissi nell'ambito dell'intervento codice 402-P, ora prevista al 2024, anziché 2022/2023 e elettrodotto 380 kV Montecorvino - Avellino - Benevento, codice 506-P previsto nel lungo termine, mentre l'unico aspetto positivo è l'avvenuta autorizzazione dell'opera 380 kV Deliceto - Bisaccia nell'ambito dell'intervento codice 505-P, la cui data prevista di completamento è anticipata al 2021 anziché 2022;
- il tema della definizione degli scenari sia cruciale per i futuri piani decennali di sviluppo, come già sottolineato dalle disposizioni introdotte dall'Autorità in materia di trasparenza e di predisposizione cross-settoriale tra elettricità e gas;
  - per la valutazione delle proposte di sviluppo infrastrutturale in alcune aree del Paese siano di particolare importanza la robustezza e la congruenza degli scenari utilizzati (ad esempio in termini di adeguatezza e di fattibilità economica del parco di generazione ipotizzato), nonché l'allineamento tra settori, prevedendo, quando appropriato, ulteriori attività di analisi, anche con ulteriori scenari o *sensitivity* su specifici parametri;
  - ai fini della definizione degli scenari per i futuri piani decennali di sviluppo, vadano tenute adeguatamente in conto le tempistiche di predisposizione degli scenari del Piano nazionale energia e clima (nel corso del 2019) e dei prossimi scenari per i TYNDP elettricità e gas europei (pure previste nel corso del 2019).

**RITENUTO CHE:**

- in relazione ai sistemi di accumulo diffuso, lo schema di Piano 2018 sia sostanzialmente in linea con le condizioni espresse dall'Autorità nei Pareri 630/2016/I/EEL e 862/2017/I/EEL;
- sia da confermare la valutazione sostanzialmente positiva dell'Autorità sul collegamento Sardegna-Corsica-Italia Continentale SA.CO.I 3, codice 301-P, nonostante:
  - a) permanga l'incoerenza tra le informazioni desumibili da schema di Piano 2018 (costo di investimento per l'Italia: 674 milioni di euro), le informazioni nello schema di TYNDP 2018 (costo di investimento totale: 750 milioni di euro) e la comunicazione del 7 febbraio 2017 di Terna che indica la copertura da parte francese di una quota significativa dei costi di investimento;

- b) sia emersa un'ulteriore incoerenza riguardo la data stimata di entrata in esercizio tra lo schema di Piano 2018 (anno previsto: 2023) e lo schema di TYNDP 2018 (anno previsto: 2024);
- sia da confermare la valutazione prudente dell'Autorità sull'intervento di interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-I, visto che non sono emersi nuovi elementi relativi ai benefici per i paesi diversi dall'Italia, bensì una notevole riduzione dei benefici per il sistema elettrico italiano e un significativo *rescheduling* del progetto (posticipato di 4-5 anni, ponendo a confronto lo schema di Piano 2017 e l'ultimo dato disponibile dallo schema di TYNDP 2018);
  - sia corretto condizionare la realizzazione del secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro ai previsti (e ripetutamente posticipati) sviluppi dei mercati e della rete nei Balcani, oltre che ovviamente alla sua utilità per il sistema elettrico italiano;
  - la scarsa fattibilità di una interconnessione 380 kV tra Italia e Austria ha portato a modificare i possibili interventi di interconnessione con l'area di Lienz, portando alla prospettiva di una ricostruzione totale della esistente linea 220 kV, che parrebbe da anticipare, e a una soluzione in corrente continua in sinergia con altre infrastrutture non precisamente definita, i cui costi non risultano riportati nello schema di Piano 2018;
  - vista la sostanziale impossibilità di realizzare (meno costose) linee terrestri in corrente alternata, testimoniata dall'esperienza con l'elettrodotto 380 kV Fano - Teramo, sia da accogliere positivamente il progetto di un intervento HVDC adriatico, richiedendo però una maggiore definizione degli aspetti di tale progetto prima della relativa valutazione dell'Autorità;
  - l'eventuale sviluppo del progetto di un HVDC Continente - Sicilia - Sardegna necessita, oltre che di un maggiore avanzamento del progetto, di ulteriori evidenze in merito all'utilità delle singole porzioni di tale HVDC, anche in relazione a ulteriori opzioni di sviluppo dei sistemi elettrici delle due isole, rispetto ai due scenari considerati nello schema di Piano 2018, prevedendo anche approfondimenti rispetto all'apparenza incongruenza tra i dati di *input* dello schema di Piano 2018 e i dati di *input* del TYNDP 2018 relativamente al parco di generazione in Sardegna e agli elevati valori attesi di distacco di generazione risultanti nello scenario addizionale "SEN";
  - sia necessario che la potenziale acquisizione di impianti di utenza per la connessione e il relativo trasferimento nell'ambito RTN, che potrebbe determinare un impatto tariffario, segua una delle due procedure previste dalle disposizioni vigenti (inserimento nel piano decennale di sviluppo vs. specifica richiesta al Ministero dello Sviluppo Economico), con la disponibilità di tutte le informazioni previste, al fine di verificarne l'utilità per il sistema elettrico.

**RITENUTO CHE:**

- sia necessaria nei futuri Piani di sviluppo:

- a) una maggiore e separata evidenza degli interventi che vengono classificati per la prima volta come “pianificati”, dopo essere stati “in valutazione” nello schema di Piano precedente;
  - b) l’esplicita evidenza delle opere che vengano aggiunte a (o rimosse da) un intervento di sviluppo già pianificato ed eventualmente approvato;
  - c) l’indicazione del costo di investimento per ciascuna opera principale o accessoria qualora abbia un costo significativo;
  - d) l’eliminazione della dicitura “lungo termine” come data prevista di completamento delle opere, indicando invece un anno specifico o, ove strettamente necessario, un *range*;
  - e) una più puntuale indicazione dello stato di avanzamento delle opere incluse negli interventi di sviluppo e, ove applicabile, delle cause di ritardo o di posticipazione volontaria, e che, per analogia, la corrispondente richiesta sia aggiunta alle schede di raccolta informazioni sui progetti di promotori diversi da Terna;
- in relazione a specifiche osservazioni emerse durante la consultazione i futuri Piani di sviluppo dovrebbero essere migliorati mediante:
    - a) maggiore coinvolgimento degli operatori nella fase di definizione degli scenari per i piani decennali;
    - b) la massima trasparenza sui risultati (es. flussi di energia e durata delle congestioni) attesi negli anni studio;
    - c) informazioni quantitative sulle capacità di trasporto ipotizzate nella cosiddetta “*reference network*” e, quando applicabile, sulla sequenza di interventi ai fini del calcolo dei benefici;
  - in relazione a specifiche osservazioni emerse durante la consultazione pubblica potrebbero essere utili:
    - a) l’indicazione separata dei valori effettivi di Mancata Produzione Eolica (MPE) per zona e, per quanto possibile, maggiori informazioni relativamente al mercato di bilanciamento;
    - b) la prosecuzione degli studi relativi a un nuovo collegamento tra la dorsale adriatica (Larino - Termoli) e le dorsali tirreniche, nonché il possibile riclassamento a 380 kV della direttrice 220 kV Presenzano - Capriati - Popoli - San Giacomo, al fine di alleviare future criticità di evacuazione della generazione nell’Italia meridionale.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- trasmettere al Ministro le valutazioni dell’Autorità sullo schema di Piano 2018, a valle del processo di consultazione pubblica e delle osservazioni formulate dai soggetti interessati, come richiamato in premessa;
- rilasciare nulla osta all’approvazione dello schema di Piano 2018 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, a condizione che:
  - a) per l’intervento Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico

- nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
- b) l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-P, sia confermato "in valutazione", per favorire lo sviluppo di un più completo quadro informativo che ne faccia emergere il beneficio per ciascun Paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, nonché di evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l'intero sistema europeo, investendo quindi profili che devono essere affrontati nella dovuta sede europea;
  - c) l'intervento di sviluppo relativo al "secondo polo" nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro, codice 401-P, sia 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;
  - d) il nuovo intervento di interconnessione 220 kV Italia - Austria sia posto "in valutazione/allo studio", per favorire maggiore chiarezza sulle opzioni di possibile evoluzione, incluse la soluzione HVDC e la sinergia con altre attività infrastrutturali;
  - e) la valutazione del nuovo intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord (o Nord), che risulta ancora in stato preliminare di avanzamento, prosegua nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, a valle di una più precisa identificazione dei punti di connessione alla rete, della potenza nominale del collegamento e della stima dei relativi costi di investimento, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;
  - f) la valutazione del nuovo intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna, che risulta ancora in stato preliminare di avanzamento con localizzazione sul continente "da definire" e risulta caratterizzato da benefici leggermente inferiori in uno scenario e leggermente superiori ai costi nell'altro dei due scenari dello schema di Piano 2018, prosegua nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;
  - g) le otto proposte di acquisizione di stazioni a 150 kV o a 132 kV di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN elencate a pagina 34 dello schema di Piano 2018 siano stralciate, ai fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in specifiche richieste di ampliamento della RTN al Ministero dello Sviluppo Economico o in successivi schemi di Piano di sviluppo;
- individuare come prioritari i progetti *merchant lines* che sono inclusi nella lista PCI 2017 o hanno già ricevuto un'esenzione da disposizioni del Regolamento (CE) 714/2009;

- raccomandare che il piano di sviluppo 2019 si focalizzi sul monitoraggio dello stato della rete e dei mercati e dell'avanzamento dei progetti, limiti al minimo le altre sezioni del Piano nel rispetto delle disposizioni vigenti, e fornisca analisi dei benefici solo in relazione agli specifici interventi con investimento superiore a 15 milioni di euro che non sono già stati oggetto di analisi nello schema di Piano 2018;
- segnalare al Ministro dello Sviluppo Economico l'importanza della definizione di scenari di sviluppo robusti, coerenti e di natura cross-settoriale per i futuri Piani di sviluppo nei settori della trasmissione dell'energia elettrica e del trasporto del gas naturale e per l'analisi coordinata degli interventi ivi proposti;
- prevedere che il presente parere, formulato a valle di uno specifico processo di consultazione pubblica, per tenere conto delle disposizioni di pubblicità dei risultati di tale consultazione di cui all'articolo 36, comma 13 del decreto legislativo 93/11, sia pubblicato in parziale deroga alle disposizioni di cui alla deliberazione 213/2015/A;
- prevedere, con separato provvedimento:
  - a) integrazioni della deliberazione 627/2016/R/EEL, in materia di monitoraggio delle opere e degli interventi di sviluppo della RTN e di maggiore trasparenza sul passaggio di un intervento dallo stato "in valutazione" allo stato "pianificato";
  - b) disposizioni e raccomandazioni a Terna per il miglioramento dei futuri piani decennali di sviluppo della RTN

## **DELIBERA**

1. di trasmettere al Ministro dello Sviluppo Economico gli esiti della valutazione dell'Autorità sullo schema di Piano 2018, nei termini di cui al presente provvedimento e in particolare delle relative premesse;
2. di rilasciare nulla osta all'approvazione dello schema di Piano 2018 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, a condizione che:
  - a) per l'intervento Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
  - b) l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-I, sia confermato "in valutazione", nell'attesa di un più completo quadro informativo che ne faccia emergere il beneficio per ciascun Paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, nonché di evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l'intero sistema

- europeo, investendo quindi profili che devono essere affrontati nella dovuta sede europea;
- c) l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro, codice 401-P, sia 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;
  - d) il nuovo intervento di interconnessione 220 kV Italia - Austria sia posto "in valutazione/allo studio", per favorire maggiore chiarezza sulle opzioni di possibile evoluzione, incluse la soluzione HVDC e la sinergia con altre attività infrastrutturali;
  - e) la valutazione del nuovo intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord (o Nord), che risulta ancora in stato preliminare di avanzamento, prosegua nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, a valle di una più precisa identificazione dei punti di connessione alla rete, della potenza nominale del collegamento e della stima dei relativi costi di investimento, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;
  - f) la valutazione del nuovo intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna, che risulta ancora in stato preliminare di avanzamento con localizzazione sul continente "da definire" e risulta caratterizzato da benefici leggermente inferiori in uno scenario o leggermente superiori ai costi nell'altro dei due scenari dello schema di Piano 2018, prosegua nell'ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall'Autorità;
  - g) le otto proposte di acquisizione di stazioni a 150 kV o a 132 kV di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN elencate a pagina 34 dello schema di Piano 2018 siano stralciate, ai fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in specifiche richieste di ampliamento della RTN al Ministero dello Sviluppo Economico o in successivi schemi di Piano di sviluppo;
3. di considerare parte integrale e prioritaria del Piano decennale di sviluppo 2018 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);
  4. di considerare "in valutazione" gli altri progetti promossi da promotori diversi da Terna che hanno fornito informazioni ai fini della predisposizione dello schema di Piano 2018;
  5. di raccomandare che il Piano di sviluppo 2019 si focalizzi sul monitoraggio dello stato della rete e dei mercati e dell'avanzamento dei progetti, limiti al minimo le altre sezioni del Piano nel rispetto delle disposizioni vigenti e fornisca analisi dei benefici solo in relazione agli *interconnector* e - ove il costo stimato sia superiore a

- 15 milioni di euro - nuovi interventi, nuovi interventi “pianificati” precedentemente in valutazione ed interventi di sviluppo che modifichino significativamente il perimetro delle proprie opere;
6. di segnalare l’importanza della definizione di scenari di sviluppo robusti, coerenti e di natura cross-settoriale per i futuri Piani di sviluppo nei settori della trasmissione dell’energia elettrica e del trasporto del gas naturale e per l’analisi coordinata degli interventi ivi proposti;
  7. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico e alla società Terna S.p.a.;
  8. di procedere alla pubblicazione del presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it), decorsi 20 giorni dalla sua adozione.

18 dicembre 2018

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*