

DELIBERAZIONE 20 DICEMBRE 2018
698/2018/R/EEL

DETERMINAZIONE DI PARAMETRI E OBIETTIVI PER IL MECCANISMO DI INCENTIVAZIONE DELL'OUTPUT DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE RELATIVO ALLA REALIZZAZIONE DI CAPACITÀ DI TRASPORTO INTERZONALE

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

Nella 1046^a bis riunione del 20 dicembre 2018

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: Direttiva 2009/72/CE);
- 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 (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della RTN (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005, recante la Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale e la relativa convenzione allegata, come modificata e aggiornata con decreto del Ministro per lo Sviluppo Economico 15 dicembre 2010;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 653/2015/R/EEL) ed il relativo Allegato A (di seguito: Regolazione *output-based* della trasmissione);

- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015/R/EEL) ed il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL) e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2017, 884/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 884/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2018, 129/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 129/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 12 luglio 2018, 386/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 386/2018/R/EEL);
- il parere dell’Autorità 18 dicembre 2018, 674/2018/I/EEL (di seguito: parere 674/2018/I/EEL);
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete) e i relativi Allegati, come verificati positivamente dall’Autorità;
- i piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (di seguito: Piani di sviluppo) fino al 2015;
- gli schemi di Piani di sviluppo relativi agli anni 2016, 2017 e 2018;
- i dati di scenario pubblicati da Terna relativamente allo schema di Piano di sviluppo 2018;
- il documento del Gestore Mercati Energetici “Relazione Annuale 2017” (di seguito: relazione GME 2017);
- il documento per la consultazione di Terna “Metodologia di identificazione delle capacità obiettivo” di maggio 2018;
- il documento per la consultazione di Terna “Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo” di settembre 2018;
- il documento di Terna “Riscontro Terna alle osservazioni sul documento consultato Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo” del 18 ottobre 2018;
- il documento di ADMIE, APG, Eles, RTE, Swissgrid e Terna “*Import NTC values on France, Switzerland, Austria, Slovenia and Greece to Italy interconnection - year 2019*” (di seguito: documento dei TSO sulle NTC 2019);
- il documento di Terna “Allegato A.24 al Codice di rete: individuazione delle zone della rete rilevante” rev. 10 del 7 dicembre 2018;
- il documento di Terna “Procedura per la definizione dei limiti di transito fra le zone di mercato” rev. 18 del 7 dicembre 2018;
- il documento di Terna “Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato” rev. 24 del 7 dicembre 2018 (di seguito: documento limiti di transito 2019);
- lo schema di documento di ENTSO-E “*European Power System 2040 Completing the map - The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis*” del 2 febbraio 2018 (di seguito: rapporto ENTSO-E system needs);
- i dati di scenario di ENTSO-E relativi al Ten Year Network Development Plan (di seguito: TYNDP) 2018 e, in particolare, i fogli di lavoro *Input Data* e *Scenario Building Outputs*;

- le osservazioni formulate dai soggetti interessati e le contro-osservazioni di Terna nell'ambito delle consultazioni pubbliche dell'Autorità sugli schemi di Piani decennali di sviluppo dal 2012 al 2018 e delle consultazioni pubbliche sulla metodologia e sullo schema di rapporto per l'identificazione delle capacità obiettivo;
- la comunicazione di Terna all'Autorità del 23 ottobre 2018 (prot. Autorità 30292 del 24 ottobre 2018);
- la comunicazione della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling dell'Autorità a Terna del 12 dicembre 2018 (prot. Autorità 35408);
- la comunicazione di Terna all'Autorità del 17 dicembre 2018 (prot. Autorità 35851 del 17 dicembre 2018, di seguito: comunicazione del 17 dicembre 2018);
- la comunicazione della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling dell'Autorità a Terna del 18 dicembre 2018 (prot. Autorità 35912);
- la comunicazione Terna del 19 dicembre 2018 (prot. Autorità 36176 del 20 dicembre 2018, di seguito: comunicazione del 19 dicembre 2018).

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 1, comma 1, della legge 481/95, affida, all'Autorità, il compito di garantire, tra l'altro, la promozione dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità di propria competenza e prevede che il sistema tariffario armonizzi gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con quelli generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
- l'articolo 2, comma 12, lettera e), della citata legge dispone che l'Autorità stabilisca e aggiorni le componenti tariffarie, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio, l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi di cui all'articolo 1, comma 1, della medesima legge, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi onere improprio;
- l'Autorità, con la deliberazione 654/2015/R/EEL, ha previsto, con riferimento alla regolazione tariffaria del servizio di trasmissione, il superamento dei preesistenti meccanismi di incentivazione di tipo *input-based* e l'introduzione, a tendere, di meccanismi di incentivazione che promuovano gli investimenti in modo selettivo in funzione dei benefici attesi del singolo investimento in infrastrutture di trasmissione (c.d. incentivazione *output-based*);
- l'Autorità, con la deliberazione 653/2015/R/EEL, ha previsto la successiva implementazione di meccanismi di incentivazione *output-based*;
- l'Autorità, con la deliberazione 884/2017/R/EEL, ha definito, in prima attuazione, un quadro preliminare di meccanismi incentivanti allo sviluppo e al rafforzamento di strumenti propedeutici alla regolazione *output-based* del servizio di trasmissione e di incentivazione all'ottenimento di contributi per il finanziamento degli interventi di sviluppo;
- come richiamato nel dispositivo della deliberazione 884/2017/R/EEL, gli strumenti propedeutici sono stati definiti "in vista di una più ampia implementazione di nuovi

strumenti di incentivazione di natura *output-based* per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica”;

- l'Autorità, con la deliberazione 129/2018/R/EEL, ha definito un meccanismo di incentivazione sperimentale alla realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto fino a valori di capacità obiettivo.

CONSIDERATO CHE:

- riguardo gli aspetti implementativi del meccanismo sperimentale di incentivazione alla realizzazione di capacità di trasporto, la deliberazione 129/2018/R/EEL prevede:
 - a) l'applicabilità del meccanismo per incrementi di capacità di trasporto su sezioni tra zone della rete rilevante, di cui all'articolo 15, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 o tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici confinanti
 - b) la validità per ciascun anno del periodo 2019-2023;
 - c) la premialità solo fino al raggiungimento del valore di capacità di trasporto obiettivo e non oltre tale valore;
 - d) in caso di incremento di capacità di trasporto che non raggiunga il valore di capacità di trasporto obiettivo, un premio proporzionale al rapporto tra la capacità di trasporto aggiuntiva realizzata e la differenza tra la capacità di trasporto obiettivo e la capacità di trasporto di partenza;
 - e) la determinazione del premio massimo (erogabile in caso di raggiungimento della capacità obiettivo) nella misura dell'80% delle rendite di congestione medie del periodo 2016-2017 e del 20% del beneficio annuale B1 incremento del *socio-economic welfare* (per il sistema elettrico italiano), di cui all'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL;
- l'Autorità, con la deliberazione 129/2018/R/EEL, ha inoltre previsto:
 - a) di individuare, entro il 31 dicembre 2018, le sezioni e i confini e di determinare per ciascuno di essi la capacità di trasporto di partenza e la capacità di trasporto obiettivo;
 - b) entro la medesima data, salvo che si rendesse necessaria una ulteriore attività istruttoria anche in relazione alle verifiche esterne indipendenti sul rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, di determinare il valore della quota relativa al beneficio annuale B1 per ciascuna sezione e per ciascun confine.

CONSIDERATO CHE:

- l'Autorità, con l'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL, ha disciplinato i requisiti minimi per la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e previsto che Terna predisponga un Allegato al Codice di rete in materia di analisi costi-benefici;
- l'Autorità, con la deliberazione 884/2017/R/EEL, ha previsto che Terna trasmettesse, all'Autorità, un rapporto di identificazione delle capacità obiettivo per sezioni di rete

significative del sistema di trasmissione, in via propedeutica a un futuro meccanismo incentivante alla realizzazione di capacità obiettivo;

- l’Autorità, con la deliberazione 129/2018/R/EEL, ha previsto che Terna sottoponesse a consultazione pubblica la metodologia di identificazione delle capacità obiettivo;
- con la medesima deliberazione 129/2018/R/EEL, l’Autorità ha previsto che il rapporto di identificazione delle capacità obiettivo debba contenere una chiara esplicitazione delle scelte adottate da Terna relativamente alle categorie, agli anni studio e agli scenari presi a riferimento e, per ciascuna sezione o confine oggetto dell’analisi, almeno i seguenti elementi:
 - a) quantificazione della capacità di trasporto obiettivo;
 - b) indicazione del beneficio marginale per incremento marginale di capacità di trasporto o del beneficio unitario per l’ultimo incremento finito di capacità ritenuto economicamente efficiente;
 - c) indicazione del costo di riferimento adottato;
- l’Autorità, con la deliberazione 386/2018/R/EEL, ha previsto che Terna, contestualmente all’invio all’Autorità dello schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, avviasse in parallelo:
 - a) la consultazione dei soggetti interessati su tale schema di rapporto, per una durata di almeno tre settimane;
 - b) le verifiche esterne indipendenti sul rapporto di identificazione delle capacità obiettivo ai sensi del comma 40.5 della Regolazione *output-based* della trasmissione.

CONSIDERATO CHE:

- ENTSO-E ha pubblicato il rapporto ENTSO-E *system needs*, ai fini di consultazione pubblica, il 2 febbraio 2018, che:
 - a) presenta sinteticamente la metodologia adottata per eseguire le simulazioni di mercato;
 - b) prevede una rappresentazione della rete ai fini delle analisi di mercato con rappresentazione zonale di Italia nord, Italia centro nord, Italia centro sud, Italia sud, Italia Sicilia, Italia Sardegna e alcune zone estere collegate al solo sistema elettrico italiano (Corsica, Malta e Tunisia);
 - c) si riferisce a un unico anno studio (2040);
 - d) fornisce una descrizione relativamente sommaria, con un unico grafico a pagina 36 dell’appendice tecnica, dei costi di riferimento (variabili a seconda della sezione di rete interessata) adottati durante gli studi di identificazione dei *system needs*.
- il rapporto ENTSO-E *system needs* individua come meritevoli di incrementi di capacità i seguenti archi tra zone italiane o confinanti:
 - a) sulla base di “*incrementi di capacità di trasporto già identificati nel TYNDP 2016*”: Svizzera - Italia, Austria - Italia, Slovenia - Italia, Italia Nord - Italia Centro Nord; Italia Centro Nord - Italia Centro Sud, Italia Centro Nord - Sardegna, Italia Centro Sud - Italia Sud e Italia Sicilia - Tunisia;

- b) in tutti e tre gli scenari studiati per l'anno 2040 (*Sustainable Transition* 2040, *Global Climate Action* 2040 e *Distributed Generation* 2040): Italia Centro Nord - Italia Centro Sud, Italia Centro Sud - Italia Sicilia e Italia Sicilia - Italia Sardegna;
- c) nel solo scenario *Global Climate Action* 2040: Francia - Italia Nord e Italia Centro Sud - Italia Sud;
- ENTSO-E ha pubblicato i dati di scenario (sia *input* sia *output*) del TYNDP 2018, fra cui risultano rilevanti:
 - a) le capacità di trasporto o *net transfer capacities* NTC assunte ai fini della definizione dello scenario Best Estimate 2020, che fanno riferimento a un unico limite di transito (statico) per tutte le ore dell'anno simulato, mentre i limiti di transito ad alcune sezioni tra zone italiane sono definiti da Terna nel documento limiti di transito 2019 e simulati nelle analisi delle capacità obiettivo, facendo riferimento a limiti dinamici, che variano in funzione del fabbisogno residuo zonale, delle stagioni, dei giorni e delle ore e di altri aspetti tecnici relativi alla sicurezza del sistema;
 - b) i costi medi marginali zionali ottenuti come risultato della simulazione relativa allo scenario *Sustainable Transition* all'anno studio 2030 (ST 2030), che individuano la persistenza del differenziale di "prezzo atteso" con la zona Francia (84,2 Euro/MWh rispetto ai 91,6 Euro/MWh della zona Italia), mentre sostanzialmente si azzerano i differenziali attesi alle zone Slovenia (91,8 Euro/MWh), Croazia (91,7 Euro/MWh) e Montenegro (92,0 Euro/MWh).

CONSIDERATO CHE:

- Terna ha sottoposto a consultazione pubblica, nel mese di maggio 2018, la metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo;
- Terna ha sottoposto a consultazione pubblica, nel mese di settembre 2018, lo schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, inclusivo delle contro-osservazioni di Terna ai commenti ricevuti nella precedente consultazione;
- Terna ha pubblicato le proprie contro-osservazioni ai commenti ricevuti nella consultazione di settembre;
- Terna ha organizzato due seminari funzionali a illustrare la metodologia adottata (il 29 maggio 2018) e gli esiti dell'attività svolta (il 27 settembre 2018);
- il rapporto di identificazione delle capacità obiettivo predisposto da Terna:
 - a) spiega che "*l'approccio utilizzato ha lo scopo di definire la capacità obiettivo per ciascuna sezione/confine, svincolandosi dai singoli interventi di sviluppo e puntando verso un ottimo di sistema*";
 - b) descrive gli scenari adottati per le analisi: *Sustainable Transition* (ST) e *Distributed Generation* (DG), spiegando tale scelta con la coerenza rispetto al Piano di sviluppo 2018 e agli scenari europei elaborati da ENTSO-E ai fini del TYNDP 2018;
 - c) spiega che le analisi sono state effettuate in riferimento alla struttura delle zone vigente a fine maggio 2018 (peraltro poi sostanzialmente confermata nel mese di

- luglio, salvo la modifica di localizzazione della centrale di Gissi, per effetto della deliberazione 386/2018/R/EEL);
- d) indica che le analisi hanno traguardato l'anno studio 2030, poiché “*il beneficio calcolato a partire dall'anno studio 2030 pesa per oltre l'80% sui benefici totali*”, effettuando simulazioni addizionali a fini di sensitività relativamente all'anno studio 2025;
 - e) descrive il modello di mercato zonale utilizzato, evidenziando le sezioni di rete che sono ritenute da Terna significative ai fini dell'analisi degli incrementi di capacità;
 - f) descrive la “rete di riferimento”, ossia le capacità considerate nel modello di mercato zonale come caso controfattuale, che sono pari alle capacità attuali, con l'aggiunta di quattro incrementi relativi a interventi di sviluppo in costruzione o già autorizzati a gennaio 2018 (HVDC Francia - Italia +1200 MW, linea 132 kV del Brennero con l'Austria +100 MW, primo polo dell'HVDC Italia – Montenegro + 600 MW e Deliceto – Bisaccia + 400 MW), che Terna definisce con il termine “rete di minimo sviluppo”;
 - g) illustra, anche con esempi pratici, le modalità di individuazione del costo marginale della capacità di trasporto aggiuntiva;
 - h) spiega la sequenza di simulazioni del mercato (ai fini del beneficio B1 *socio-economic welfare*) e del mercato dei servizi di dispacciamento (ai fini del beneficio B7 MSD a livello zonale), effettuate con modalità *Take Out One at the Time* per i quattro interventi inseriti nella rete di minimo sviluppo e con modalità *Put IN one at the Time* (di seguito: PINT) per i successivi incrementi contestuali e consecutivi di capacità di trasporto;
 - i) illustra l'utilizzo di due coefficienti soglia per orientare le iterazioni consecutive svolte con approccio PINT;
 - j) spiega la scelta di utilizzare nell'approccio PINT degli *step* incrementali di 500 MW per le capacità di interconnessione (in analogia con il rapporto ENTSO-E *system needs*) e di 400 MW per le capacità di trasporto tra zone interne;
 - k) esplicita le categorie di beneficio considerate nell'ambito della metodologia utilizzata;
 - l) presenta, in formato grafico, i risultati delle analisi, visualizzando in modo schematico gli effetti a ciascuna iterazione e le curve di costo/beneficio per ciascun confine/sezione significativo;
 - m) illustra l'approccio utilizzato per individuare puntualmente la capacità obiettivo sulla base del rapporto benefici/costi dopo l'ultimo *step* incrementale con esito positivo, utilizzando un arrotondamento al centinaio di MW inferiore;
 - n) dichiara l'utilizzo del metodo di *least regret* (minimo rimpianto) per individuare - fra i due scenari utilizzati - un unico valore di capacità in grado di minimizzare i rischi di inefficienza nello sviluppo delle infrastrutture, portando così all'identificazione dei risultati relativi allo scenario ST;
 - o) introduce la proposta di Terna di aggregare alcuni archi (realizzando, ad esempio, un arco equivalente alle frontiere nord e un arco equivalente alle frontiere est) ai fini della presentazione delle capacità obiettivo;

- p) fornisce, in appendice, il dettaglio delle informazioni per ricavare il beneficio marginale per ciascun confine/sezione;
- il rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo permette di identificare i seguenti risultati (incrementi economicamente efficienti della capacità di trasporto) alle frontiere:
 - a) Francia - Italia: 1300 MW (1200 MW inclusi nella rete di minimo sviluppo + 100 MW ricavati dal rapporto benefici/costi nell'ultima iterazione effettuata);
 - b) Svizzera - Italia: 1600 MW (1500 MW nelle iterazioni PINT + 100 MW ricavati dal rapporto benefici/costi nell'ultima iterazione effettuata);
 - c) Austria - Italia: 1200 MW (100 MW inclusi nella rete di minimo sviluppo + 1000 MW nelle iterazioni PINT +100 MW ricavati dal rapporto benefici/costi nell'ultima iterazione effettuata);
 - d) Slovenia - Italia: 0 MW;
 - e) Croazia - Italia: 0 MW;
 - f) Montenegro - Italia: sulla base dello *step* nella rete di minimo sviluppo con rapporto benefici/costi inferiore all'unità, si determina un incremento utile pari a 300 MW;
 - g) Grecia - Italia: 0 MW;
 - h) Italia - Tunisia: 1200 MW (1000 MW nelle iterazioni PINT + 200 MW ricavati dal rapporto benefici/costi nell'ultima iterazione effettuata);
 - i) le altre frontiere ritenute non significative da Terna (es. Bosnia Erzegovina, Albania, Malta e Spagna) non sono esplicitamente simulate;
- il rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo permette di identificare i seguenti risultati (incrementi economicamente efficienti della capacità di trasporto) alle sezioni interne:
 - a) sezione tra zona Nord e zona Centro Nord: 400 MW nelle iterazioni PINT + 100 MW ricavati dal rapporto benefici/costi nell'ultima iterazione effettuata con approccio PINT;
 - b) sezione tra zona Centro Nord e zona Centro Sud: 800 MW nelle iterazioni PINT + 300 MW ricavati dal rapporto benefici/costi nell'ultima iterazione effettuata con approccio PINT;
 - c) sezione tra zona Centro Nord e zona Sardegna: 400 MW nelle iterazioni PINT + 100 MW ricavati dal rapporto benefici/costi nell'ultima iterazione effettuata con approccio PINT;
 - d) zona Sardegna - zona Centro Sud: 400 MW nelle iterazioni PINT;
 - e) sezione tra zona Centro Sud e zona Sud: 800 MW nelle iterazioni PINT + 100 MW ricavati dal rapporto benefici/costi nell'ultima iterazione effettuata con approccio PINT.

CONSIDERATO CHE:

- il documento dei TSO sulle NTC 2019 individua le seguenti capacità di trasporto *winter peak* in importazione:
 - a) Francia - Italia 3150 MW;

- b) Svizzera - Italia 4240 MW;
- c) Austria - Italia 315 MW;
- d) Slovenia - Italia 730 MW;
- e) Grecia - Italia 500 MW;
- il documento limiti di transito 2019 individua, fra gli altri, i seguenti limiti:
 - a) zona Nord - zona Centro Nord: tra 3700 e 4000 MW;
 - b) zona Centro Nord - zona Nord: tra 1300 e 2500 MW;
 - c) zona Centro Nord - zona Centro Sud: tra 1300 e 2100 MW;
 - d) zona Centro Sud - zona Centro Nord: 2700 MW;
 - e) zona Centro Nord - zona Sardegna: 300 MW;
 - f) zona Sardegna - zona Centro Nord: 300 MW;
 - g) zona Sardegna - zona Centro Sud: 900 MW;
 - h) zona Centro Sud - zona Sardegna: 720 MW;
 - i) zona Centro Sud - zona Sud: senza limitazioni;
 - j) zona Sud - zona Centro Sud: 4600 MW;
- il rapporto di identificazione delle capacità obiettivo indica la dismissione del collegamento SACOI 2 entro l'orizzonte delle capacità obiettivo, con l'effetto di ridurre di 300 MW i limiti zona Centro Nord - zona Sardegna (in entrambe le direzioni);
- i valori limite di capacità di interconnessione utilizzati ai fini della preparazione del Piano di sviluppo 2018 risultano coerenti con i valori di capacità di importazione sopra riportati;
- i valori limite di capacità di transito alle sezioni interne utilizzati ai fini della preparazione del Piano di sviluppo 2018 non risultano disponibili nell'ambito dei dataset di scenario del Piano di sviluppo 2018 pubblicati da Terna;
- i valori limite di capacità di transito utilizzati ai fini della preparazione del TYNDP 2018, pubblicati fra i dati di scenario del TYNDP 2018 per lo scenario "2020 *Best Estimate*", risultano - limitatamente ad alcune sezioni interne italiane - leggermente differenti rispetto ai valori presentati nel documento limiti di transito 2019, per motivi legati alla definizione statica del limite di transito in sede TYNDP, come specificato da Terna nella comunicazione del 19 dicembre 2018.

RITENUTO CHE:

- l'attività di Terna per l'identificazione delle capacità obiettivo abbia costituito un importante elemento di innovazione nella pianificazione dello sviluppo del sistema elettrico di trasmissione e sia stata caratterizzata da significativa partecipazione e contributi dei soggetti interessati, anche attesa la complessità dell'esercizio e delle simulazioni sviluppate;
- il rapporto predisposto in esito a tale attività contenga una chiara esplicitazione delle scelte adottate da Terna relativamente alle categorie di beneficio, al riferimento - condivisibile - all'anno studio 2030 come principale focus dell'analisi e agli scenari *Sustainable Transition (ST)* e *Distributed Generation (DG)* presi a riferimento, e sia

nel complesso caratterizzato da un elevato livello di trasparenza su costi, benefici, modalità di simulazione e presentazione dei risultati;

- pur essendo condivisibile la proposta di Terna di identificare i risultati in termini di capacità obiettivo sulla base di un unico scenario (anziché le possibili alternative di pesare o combinare i risultati di differenti scenari) identificato con il metodo del *least regret*, permangono alcune perplessità sulle modalità di definizione di alcuni aspetti degli scenari del TYNDP 2018 e del Piano di sviluppo 2018, come indicato dall’Autorità nel parere 674/2018/I/EEL;
- pur considerando le valutazioni presentate da Terna nella comunicazione del 17 dicembre 2018, l’assenza della modellizzazione dell’arco Italia Sicilia - Italia Sardegna possa aver influenzato i risultati (in particolare per quanto riguarda gli archi di collegamento con la Sicilia) potenzialmente allontanandosi dall’ottimo di sistema che è l’obiettivo dell’esercizio di identificazione delle capacità obiettivo, riconosciuto anche da Terna;
- sia accettabile la proposta di Terna di effettuare una aggregazione di alcuni archi con i sistemi elettrici confinanti ai fini della presentazione dei risultati in termini di capacità obiettivo e l’aggregazione sia utile anche ai fini della definizione dei confini significativi per il meccanismo incentivante;
- tuttavia, sia da preferire una diversa aggregazione della frontiera Italia – Slovenia, che appare più coerente inglobare nel confine Italia - Nazioni a est, anziché nel confine Italia - Nazioni a nord, poiché le frontiere a est non risultano caratterizzate da nessun incremento di capacità efficiente, a differenza degli incrementi di capacità efficienti risultanti per le frontiere con Francia, Svizzera e Austria, e considerati altresì i differenziali di prezzo formati negli ultimi anni che, come rileva anche la relazione GME 2017, segnalano l’avvicinamento della Slovenia ai prezzi italiani, con comportamento completamente differente rispetto al differenziale di prezzo con Austria/Germania;
- sia, altresì, non condivisibile l’aggregazione, a fini di presentazione, della sezione “Sardegna - Italia Continente”, essendo preferibile valutare ciascun arco su tale sezione in misura indipendente (come del resto effettuato da Terna durante il calcolo della capacità obiettivo);
- pertanto, l’esito del primo esercizio svolto nel 2018 presenti possibilità di affinamento, in una successiva edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, relativamente alla identificazione di sezioni e confini significativi, alla definizione degli scenari oggetto di studio, all’utilizzo di aggregazioni di sezioni o di confini e all’inserimento dell’arco Italia Sicilia - Italia Sardegna nel modello di mercato zonale;
- sia opportuno proseguire il percorso di definizione dell’incentivazione di natura *output-based* per il servizio di trasmissione dell’energia elettrica, definendo alcuni parametri e obiettivi per il meccanismo sperimentale di premio alla realizzazione di capacità di trasporto addizionale entro i limiti di capacità obiettivo;
- a tale riguardo, sia opportuno in particolare:
 - a) definire i confini, intesi come archi o aggregati significativi di archi tra zone del sistema elettrico italiano e sistemi elettrici dei paesi confinanti;

- b) definire le sezioni, intese come archi significativi tra zone del sistema elettrico italiano;
- c) prevedere che non siano oggetto del meccanismo incentivante, fino a eventuale revisione, le sezioni che connettono la zona Sicilia alla zona Sardegna, alla zona Centro Sud, alla zona Sud, a Malta e alla Tunisia;
- d) definire i livelli di capacità di trasporto di partenza e di capacità di trasporto obiettivo, fatta eccezione per alcune sezioni per le quali sono in corso approfondimenti puntuali;
- rinviare a successivo provvedimento, anche in esito alle verifiche esterne indipendenti in corso, ai sensi dell'Articolo 40 della Regolazione *output-based* della trasmissione la valorizzazione del beneficio annuo atteso B1 incremento del *socio-economic welfare* per ciascun confine e per ciascuna sezione;
- prevedere che Terna, tenendo conto di quanto evidenziato nel presente provvedimento, prepari la seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, con la consultazione di tutti i soggetti interessati, da svilupparsi a valle della disponibilità di scenari aggiornati del sistema elettrico europeo, che è prevedibile si realizzi entro la fine del 2019

DELIBERA

1. di individuare, ai fini del meccanismo incentivante la realizzazione di capacità di trasporto di cui all'Articolo 44 della Regolazione *output-based* della trasmissione, i seguenti confini:
 - a) Italia - Nazioni a nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria);
 - b) Italia - Nazioni a est (aggregazione dalla Slovenia alla Grecia);
2. di individuare, ai fini del suddetto meccanismo incentivante, le seguenti sezioni:
 - a) zona Nord - zona Centro Nord;
 - b) zona Centro Nord - zona Centro Sud;
 - c) zona Centro Sud - zona Sud;
 - d) zona Centro Nord - zona Sardegna;
 - e) zona Sardegna - zona Centro Sud;
3. di determinare, ai fini del suddetto meccanismo incentivante, le seguenti capacità di trasporto di partenza riferite alla situazione "*winter peak*":
 - a) Italia - Nazioni a nord, in importazione: 7705 MW;
 - b) Italia - Nazioni a est, in importazione: 1230 MW;
 - c) zona Nord - zona Centro Nord: 4000 MW;
 - d) zona Centro Nord - zona Nord: 1300 MW;
 - e) zona Centro Nord - zona Centro Sud: 1300 MW;
 - f) zona Centro Sud - zona Centro Nord: 2700 MW;
 - g) zona Centro Sud - zona Sud: senza limitazioni;
 - h) zona Sud - zona Centro Sud: 4600 MW;
 - i) zona Centro Nord - zona Sardegna: 0 MW;

- j) zona Sardegna - zona Centro Nord: 0 MW;
 - k) zona Sardegna - zona Centro Sud: 900 MW;
 - l) zona Centro Sud - zona Sardegna: 720 MW;
4. di determinare, ai fini del suddetto meccanismo incentivante, le seguenti capacità di trasporto obiettivo riferite alla situazione “*winter peak*”:
- a) Italia - Nazioni a nord, in importazione: 11805 MW;
 - b) Italia - Nazioni a est, in importazione: 1530 MW;
 - c) zona Nord - zona Centro Nord: 4500 MW;
 - d) zona Centro Nord - zona Nord: 1800 MW;
 - e) zona Centro Nord - zona Centro Sud: non applicabile (flussi attesi scarsamente significativi);
 - f) zona Centro Sud - zona Centro Nord: 3800 MW;
 - g) zona Centro Sud - zona Sud: non applicabile (valore non limitato);
 - h) zona Sud - zona Centro Sud: 5500 MW;
 - i) zona Centro Nord - zona Sardegna: 500 MW;
 - j) zona Sardegna - zona Centro Nord: 500 MW;
 - k) zona Sardegna - zona Centro Sud: 1300 MW;
 - l) zona Centro Sud - zona Sardegna: 1120 MW;
5. di prevedere che non siano oggetto del meccanismo incentivante, fino a eventuale revisione o abrogazione espressa della presente disposizione, le sezioni che connettono la zona Sicilia alla zona Sardegna, alla zona Centro Sud, alla zona Sud, a Malta e alla Tunisia;
6. di prevedere, con successivo provvedimento dell’Autorità, la valorizzazione del beneficio annuo atteso B1 incremento del *socio-economic welfare* per ciascun confine e per ciascuna sezione individuati ai sensi dei precedenti punti 1 e 2;
7. di prevedere che Terna pubblichi la versione finale dell’edizione 2018 del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo;
8. di prevedere che Terna predisponga la seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo entro il 30 settembre 2020, fornendo una chiara esplicitazione delle scelte adottate da Terna relativamente a sezioni e confini ritenuti significativi, alle categorie di beneficio, agli anni studio e agli scenari presi a riferimento e, per ciascuna sezione o confine oggetto dell’analisi, almeno i seguenti elementi:
- a. quantificazione della capacità di trasporto obiettivo;
 - b. indicazione del beneficio marginale per incremento marginale di capacità di trasporto o del beneficio unitario per l’ultimo incremento finito di capacità ritenuto economicamente efficiente;
 - c. indicazione del costo di riferimento adottato;
9. di prevedere che, ai fini della preparazione della seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, Terna effettui consultazioni dei soggetti interessati della durata di almeno tre settimane sulla metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, rivista alla luce anche delle considerazioni e valutazioni espresse in motivazione, e sullo schema di rapporto e che, a valle di

- ciascuna consultazione, Terna invii all'Autorità le proprie valutazioni e contro-osservazioni sui commenti ricevuti in sede di consultazione;
10. di dare mandato al Direttore del Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling per l'eventuale definizione di aspetti applicativi per la predisposizione del rapporto 2020 di identificazione delle capacità obiettivo;
 11. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

20 dicembre 2018

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini