

**DELIBERAZIONE 15 DICEMBRE 2020**

**551/2020/R/EEL**

**APPROVAZIONE DELLA RICHIESTA DI DEROGA PER IL RISPETTO DEL LIVELLO MINIMO DI CAPACITÀ DA RENDERE DISPONIBILE PER GLI SCAMBI TRA ZONE DI MERCATO PRESENTATA DA TERNA S.P.A. CON RIFERIMENTO ALLA REGIONE ITALY NORTH PER L'ANNO 2021**

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

Nella 1138<sup>a</sup> riunione del 15 dicembre 2020

**VISTI:**

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il regolamento (EU) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/942), che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER);
- il regolamento (EU) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/943);
- il regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM);
- il regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017 (di seguito: Regolamento SOGL);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e successive modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 11 giugno 2019, 238/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 238/2019/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 12 novembre 2019, 463/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 463/2019/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2019, 561/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 561/2019/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2020, 322/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 322/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2020, 323/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 323/2020/R/eel);
- la decisione ACER 06-2016 del 17 novembre 2016, recante la definizione delle Regioni per il Calcolo della Capacità - *Capacity Calculation Regions* (di seguito: CCR) con cui viene in particolare identificata la regione *Italy North* (di seguito:

- CCR *Italy North*) cui appartengono i confini tra Italia Zona Nord e Francia, Italia Zona Nord e Austria e Italia Zona Nord e Slovenia;
- la raccomandazione ACER 01-2019 dell'8 agosto 2019 (di seguito: raccomandazione 01-2019);
  - il documento "*Terna request for derogation on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade for Italy North CCR*" del 27 novembre 2019;
  - il documento "*RTE request for derogation on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade*" dell'8 novembre 2019;
  - il documento "*Derogation request of APG from the obligation under Article 16(8) pursuant to Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity for the Capacity Calculation Region Italy North*" del 27 novembre 2019;
  - il document "*Derogations from 70% target*" di giugno 2020 predisposto congiuntamente da tutte le autorità di regolazione dell'Unione Europea (di seguito: nota requisiti deroghe);
  - il documento "*Terna request for derogation on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade for Italy North CCR*" di ottobre 2020;
  - il documento "*Derogation request of APG from the obligation under Article 16(8) pursuant to Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity for the Capacity Calculation Region Italy North*" di ottobre 2020;
  - la comunicazione della Commissione Europea ad ACER e ENTSO-E del 16 luglio 2019 (di seguito: comunicazione 16 luglio 2019);
  - la comunicazione della Società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 20 ottobre 2020, prot. Autorità 33723 del 21 ottobre 2020 (di seguito: comunicazione 21 ottobre 2020);
  - la comunicazione "*Outcome of process for derogations*" inviata nell'ambito dell'*All Regulatory Authorities Working Group* (di seguito: ARAWG) a tutte le autorità di regolazione europee il 9 novembre 2020 (di seguito: comunicazione 9 novembre 2020).

#### **CONSIDERATO CHE:**

- ai sensi dell'articolo 20 del Regolamento CACM, in ciascuna CCR i TSO sono tenuti a sviluppare una metodologia per il calcolo della capacità fra zone di mercato (di seguito CCM) basata su uno dei seguenti approcci:
  - approccio *Coordinated Net Transmission Capacity* (di seguito: approccio CNTC) in cui la capacità viene determinata a partire da uno scenario base incrementando le immissioni a monte riducendo le immissioni a valle della sezione oggetto di calcolo;
  - approccio *flow-based* in cui viene determinata la capacità residua su ciascun elemento di rete rispetto allo scenario base: detta capacità viene poi allocata in fase di risoluzione del mercato sulla base dell'effettiva distribuzione delle immissioni e dei prelievi nelle varie zone;

- nel determinare la capacità fra le zone di mercato, i TSO devono tenere in considerazione gli effetti associati a tutte le azioni correttive (sia a titolo gratuito sia a titolo oneroso) che possono essere attivate per evitare le congestioni e garantire l'esercizio in sicurezza del sistema; la scelta delle azioni correttive più efficienti avviene nell'ambito di apposite procedure di coordinamento fra i TSO di ciascuna CCR, come riportate nelle metodologie di *countertrading* e *redispatching* (di seguito: CTRD) di cui all'articolo 35 del Regolamento CACM e di *regional operational security coordination* (di seguito: ROSC) di cui all'articolo 76 del Regolamento SOGL;
- ai sensi dell'articolo 16(8) del Regolamento 2019/943, a partire dall'1 gennaio 2020 ciascun TSO è tenuto a rendere disponibile per gli scambi di energia fra zone di mercato un livello minimo di capacità (di seguito: *70% rule*) pari:
  - per i confini per i quali si applica un approccio CNTC, al 70% della capacità disponibile su ciascuna frontiera, nel rispetto dei vincoli di sicurezza operativa del sistema elettrico e tenendo in conto eventuali *contingency* (sicurezza N-1);
  - per i confini per i quali si applica un approccio *flow based*, al 70% della capacità disponibile su ciascun elemento di rete, nel rispetto dei vincoli di sicurezza operativa del sistema elettrico e tenendo in conto eventuali *contingency* (sicurezza N-1);
- la *70% rule* deve essere rispettata in tutti i periodi rilevanti, fatta eccezione per le seguenti situazioni contemplate dal Regolamento 2019/943:
  - azioni correttive insufficienti a garantire un livello di capacità minimo del 70%; in tali condizioni l'articolo 16(3) consente riduzioni della capacità al di sotto del livello minimo, purchè l'entità di tali riduzioni e le relative motivazioni siano oggetto di un apposito report da inviare alle autorità di regolazione della CCR e ad ACER;
  - definizione di un piano di azione ai sensi dell'articolo 15 per mitigare e/o risolvere le congestioni strutturali che non consentono il rispetto del livello minimo del 70%; in tali condizioni la capacità fra le zone deve essere incrementata in modo lineare partendo dal livello di capacità reso disponibile prima dell'avvio del piano d'azione fino a raggiungere il livello minimo del 70% entro il 31 dicembre 2025;
  - concessione di una deroga da parte della competente autorità di regolazione nazionale ai sensi dell'articolo 16(9); le deroghe devono essere motivate da esigenze legate alla sicurezza operativa del sistema elettrico e possono essere concesse per un periodo massimo di due anni (purchè con entità decrescente di anno in anno), subordinate al parere positivo delle autorità di regolazione dei paesi dell'Unione Europea potenzialmente impattati dalla deroga stessa; in caso di obiezioni anche da parte di una sola autorità di regolazione, la competenza sulla concessione della deroga è trasferita ad ACER;
- quando è concessa una deroga ai sensi dell'articolo 16(9) del Regolamento 2019/943, i TSO devono impegnarsi a sviluppare e implementare una soluzione di lungo termine che abbia come finalità il superamento delle cause alla base della deroga stessa;

- ai fini di armonizzare le modalità di calcolo dell'effettivo livello di capacità fra le zone di mercato reso disponibile dai TSO (di seguito: *margin available for cross zonal trade* - MACZT), ACER ha adottato la raccomandazione 01-2019 che, nel dettaglio, suggerisce:
  - di monitorare ciascun elemento di rete rilevante per il calcolo della capacità accoppiato con la relativa *contingency* (di seguito: *critical network element and contingency* – CNEC);
  - di determinare il MACZT come somma del margine riferito agli scambi fra zone di mercato interni all'area in cui è coordinato il calcolo della capacità (di seguito: *margin from coordinated capacity calculation* -MCCC) e del margine riferito agli scambi fra zone di mercato esterni rispetto all'area di coordinamento (di seguito: *margin from non-coordinated capacity calculation* – MNCC);
  - di differenziare il calcolo di MCCC fra approccio *flow based* (MCCC equivalente alla capacità residua disponibile su ciascun CNEC) e approccio CNTC (MCCC pari al flusso che si avrebbe su ciascun CNEC qualora la capacità fra le zone di mercato venisse interamente allocata)
  - di ipotizzare per MNCC un contributo per ciascun CNEC legato agli scambi previsionali riportati nel modello di rete utilizzato ai fini del calcolo della capacità;
  - per il solo approccio CNTC, di focalizzare in una prima fase l'attenzione sui soli elementi di rete effettivamente limitanti la capacità fra le zone di mercato (di seguito: CNEC limitanti); la procedura suggerita, infatti, sottostimerebbe il valore di MACZT sugli altri elementi di rete; i TSO sono comunque tenuti a predisporre una apposita metodologia che consenta di calcolare correttamente i margini anche sugli elementi di rete non limitanti;
- con la comunicazione 16 luglio 2019, la Commissione Europea ha chiarito che i flussi con i paesi terzi rispetto all'unione possono essere considerati come rilevanti ai fini del rispetto della *70% rule*, e quindi rientrare nel calcolo del MACZT, previo specifico accordo fra i TSO dei paesi dell'Unione e i TSO dei paesi terzi che disciplini le modalità di calcolo della capacità e di ripartizione dei costi associati all'attivazione delle azioni correttive; tale accordo deve essere approvato dalle autorità di regolazione nazionale degli stati membri interessati.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- per l'anno 2020 sono state richieste deroghe dal rispetto della *70% rule* in 16 paesi dell'Unione Europea; tutte le deroghe sono state discusse in ARAWG, ma nessun disaccordo formale è stato espresso; di conseguenza tutte le deroghe sono state successivamente concesse dalle rispettive autorità di regolazione nazionale;
- il confronto in ARAWG ha evidenziato, tuttavia, la necessità di una armonizzazione nel formato e nel contenuto delle richieste di deroga: per tale motivo le autorità di regolazione hanno predisposto il documento “nota requisiti deroghe” recante, in particolare:

- il richiamo al fatto che le deroghe possono essere concesse solamente per esigenze di sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico e che la capacità fra le zone di mercato può essere ridotta solamente per quanto necessario a garantire le sopracitate condizioni;
- la possibilità di concedere deroghe per *loop flows* eccedentari la soglia del 30% (complementare alla *70% rule*) ammessa dal Regolamento 2019/943, purchè tali flussi non siano direttamente controllabili o mitigabili direttamente dal TSO interessato;
- la possibilità di concedere deroghe in caso di incertezza in merito ai flussi legati a scambi al di fuori dell'area per la quale è svolto un calcolo coordinato della capacità;
- indicazioni sul contenuto minimo delle richieste di deroghe: elenco dei CNEC cui la richiesta si riferisce, motivazioni alla base della richiesta, criteri per consentire il monitoraggio del MACZT da parte della competente autorità di regolazione, informazioni in merito alla soluzione di lungo termine per il superamento delle cause alla base della richiesta; livello minimo di capacità, che può essere offerto nel rispetto dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico);
- il documento "nota requisiti deroghe" è stato inviato a luglio 2020 ai TSO dell'Unione Europea per il tramite di ENTSO-E, unitamente alla raccomandazione di tenerne conto in sede di predisposizione delle eventuali richieste di deroga per l'anno 2021.

**CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:**

- nelle more dello sviluppo di un approccio *flow based* come previsto dall'articolo 20 del Regolamento CACM, per la CCR *Italy North* la capacità fra le zone è determinata sulla base di un approccio CNTC che prevede il calcolo complessivo della capacità disponibile sulle frontiere settentrionali (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia); il valore ottenuto è poi suddiviso fra i vari confini sulla base di coefficienti concordati fra i TSO stessi;
- la prima versione CCM per la CCR *Italy North* (di seguito IN CCM) è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR il 25 ottobre 2019 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 463/2019/R/eel): il documento includeva tutti gli elementi previsti dal Regolamento CACM, mentre rinviava gli adempimenti connessi all'implementazione della *70% rule* ad una successiva versione;
- la seconda versione della IN CCM, recante i criteri per il calcolo del MACZT per tutti i CNEC (inclusi quelli non limitanti come auspicato da ACER nella raccomandazione 01-2019) e le modalità per l'incremento della capacità per il rispetto del livello minimo del 70%, è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR il 24 luglio 2020 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 323/2020/R/eel);

- come riportato nella seconda versione della IN CCM, l'implementazione di questa metodologia sta seguendo un processo graduale:
  - il calcolo coordinato della capacità in importazione sull'orizzonte temporale giornaliero è stato avviato a inizio 2020, adattando al nuovo contesto regolatorio la metodologia CNTC sviluppata su base volontaria dai TSO della regione prima dell'entrata in vigore del Regolamento CACM;
  - il calcolo puntuale del MACZT e le correzioni per il rispetto della *70% rule* (di seguito: strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule*) saranno avviati da aprile 2021;
  - a giugno 2021 è previsto l'avvio di un processo di ottimizzazione, denominato *export corner* che consentirà la determinazione della capacità in esportazione sulle sole frontiere in cui i flussi in uscita dall'Italia sono ritenuti probabili;
- ai fini del calcolo della capacità per la CCR *Italy North*, il TSO svizzero Swissgrid agisce da controparte tecnica, con i medesimi compiti previsti per gli altri TSO della regione, in continuità con quanto implementato dai TSO su base volontaria prima dell'entrata in vigore del Regolamento CACM; l'accordo fra le parti coerente con quanto previsto dalla Commissione Europea con la comunicazione 16 luglio 2019 è, tuttavia, ancora in fase di finalizzazione: alcune bozze sono state rese disponibili unitamente alla seconda versione della IN CCM, ma l'approvazione definitiva da parte delle autorità di regolazione non avverrà prima del 2021;
- la capacità complessiva sulle frontiere settentrionali può essere ridotta per esigenze di stabilità e regolazione di tensione del sistema elettrico italiano (cosiddetti *low consumption days*); allo stato attuale la limitazione è direttamente applicata sul valore complessivo della capacità come risultante dal calcolo coordinato e prima della suddivisione sui vari confini; nel corso del 2021 si passerà ad una gestione direttamente nell'ambito del *Single Day Ahead Coupling* come un limite massimo alle importazioni ammissibili in Italia;
- entro giugno 2021 i TSO della CCR *Italy North* sono tenuti a valutare misure alternative alla riduzione di capacità nei *low consumption days* e a sottoporre gli esiti dell'analisi alle autorità di regolazione della regione;
- per la CCR *Italy North* le procedure di attivazione delle azioni correttive rilevanti per il calcolo della capacità sono ancora in fase di definizione:
  - il 17 maggio 2019 le autorità di regolazione della regione hanno approvato una prima versione, di carattere generale, della metodologia CTRD recante gli elementi principali per l'ottimizzazione delle sole azioni correttive a titolo oneroso di tipo *countertrading* e *redispatching*; l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 238/2019/R/eel;
  - il 24 luglio 2020 è stata approvata la prima versione della metodologia ROSC recante i principi per l'ottimizzazione complessiva delle azioni correttive a titolo oneroso e non oneroso; tale ottimizzazione, di fatto, aggiorna quella prevista nella metodologia CTRD; l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 322/2020/R/eel;

- l'implementazione del processo di ottimizzazione introdotto dalla metodologia ROSC richiederà circa 5 anni di lavoro durante i quali sono previsti diversi aggiornamenti tanto della metodologia ROSC quanto di quella CTRD;
- nel mentre i TSO continueranno a basarsi sulle procedure di coordinamento in essere sviluppate su base volontaria prima dell'entrata in vigore del Regolamento CACM.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- Terna ha richiesto una deroga dal rispetto della *70% rule* per i tutti i periodi rilevanti del 2020 per la CCR *Italy North* sulla base delle seguenti motivazioni:
  - deroghe e piani d'azione sarebbero stati implementati nel corso del 2020 in diversi stati dell'Unione Europea: l'impatto di tali azioni sul sistema elettrico nazionale non era al momento noto;
  - non erano ancora disponibili strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule*;
  - non erano ancora disponibili strumenti per valutare e validare la disponibilità effettiva di un ammontare di azioni correttive tale da consentire il rispetto della *70% rule* in ciascun periodo rilevante; rispettare tale requisito in un siffatto contesto avrebbe comportato il rischio di esercire il sistema non in condizioni di sicurezza;
  - erano in corso valutazioni sulle misure alternative alla riduzione di capacità nei *low consumption days*;
  - una valutazione puntuale del MACZT non può prescindere dai flussi con la Svizzera; tuttavia non era possibile garantire la stipula dell'accordo Swissgrid previsto dalla Commissione Europea nella comunicazione 16 luglio 2019 in tempo utile per una sua applicazione già dall'1 gennaio 2020;
- richieste di deroga basate su motivazioni analoghe a quelle di Terna sono state presentate anche dal TSO francese RTE e dal TSO austriaco APG;
- l'Autorità ha approvato la richiesta di deroga avanzata da Terna per l'anno 2020 con la deliberazione 561/2019/R/eel;
- con la comunicazione 21 ottobre 2020 Terna ha inviato una nuova richiesta di deroga dal rispetto della *70% rule* per l'anno 2021 per la CCR *Italy North* evidenziando quanto segue:
  - è confermata almeno fino a tutto il mese di marzo l'assenza di strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule*;
  - permane l'incertezza in merito all'effettiva disponibilità di azioni correttive atte a garantire il rispetto della *70% rule* preservando l'esercizio in sicurezza della rete elettrica; in particolare Terna segnala come il *countertrading* possa portare a ridotte modifiche sugli scambi alla frontiera, proprio per la limitata disponibilità di risorse da parte dei TSO confinanti;
  - le analisi in merito alle soluzioni alternative per i *low consumption days* sono tuttora in corso e saranno completate solamente a giugno 2021;

- l'accordo con Swissgrid è tuttora in fase di definizione e quindi non è ancora possibile includere nel calcolo del MACZT il contributo dei flussi con la Svizzera;
- risultano invece superate le difficoltà legate all'impatto con i piani di azione e le deroghe richieste dagli altri paesi europei;
- Terna ha altresì segnalato che le cause alla base della richiesta di deroga saranno superate:
  - dall'entrata in operatività ad aprile 2021 di appositi strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule* come previsto dal piano di implementazione della IN CCM;
  - dalla possibile adozione di misure alternative alla riduzione della capacità nei *low consumption days* in esito allo studio che sarà inviato alle autorità di regolazione a giugno 2021 come previsto dal piano di implementazione della IN CCM;
  - dallo sviluppo di soluzioni semplificate per il coordinamento delle azioni correttive nelle more dell'implementazione dell'ottimizzazione prevista dalla metodologia ROSC;
- sulla base delle motivazioni sopra riportate Terna ha richiesto la deroga lato capacità in importazione:
  - per tutti i periodi rilevanti del 2021 fino alla disponibilità degli strumenti puntuali per il calcolo del MACZT, previsti per aprile 2021, in quanto l'assenza di tali strumenti non consente il monitoraggio del livello minimo di capacità e le valutazioni in merito all'incremento e alle azioni correttive necessarie a garantire la *70% rule*;
  - per tutti i periodi rilevanti del 2021 ricompresi nei *low consumption days*;
- lato capacità di esportazione la deroga è richiesta per l'intero anno 2021, in quanto l'assenza di un calcolo coordinato di tale capacità (il cosiddetto *export corner* troverà applicazione solamente nel corso del 2021) non consente di valutare efficacemente il rispetto della *70% rule*;
- la deroga è accompagnata dall'impegno a rendere disponibili all'Autorità tutte le informazioni per un monitoraggio puntuale del livello minimo di capacità in coerenza con quanto già svolto per l'anno 2020; in particolare:
  - fino all'entrata in operatività degli strumenti coordinati per il monitoraggio del MACZT le informazioni saranno inviate da Terna direttamente all'Autorità su base trimestrale, secondo il modello già seguito nel corso del 2020;
  - successivamente le informazioni saranno pubblicate su base giornaliera su una apposita piattaforma centralizzata;
- analoga richiesta di deroga è stata presentata per l'anno 2021 da APG; nessuna richiesta in merito è invece pervenuta da RTE;
- con la comunicazione 9 novembre 2020 le autorità di regolazione europee nell'ambito dell'ARAWG sono state informate che nessun parere contrario è stato formulato con riferimento alla concessione delle deroghe a Terna e APG con riferimento alla CCR *Italy North* per l'anno 2021.



**RITENUTO CHE:**

- come già chiarito nelle premesse della deliberazione 561/2019/R/eel in sede di concessione della deroga per l'anno 2020:
  - in un contesto in cui la capacità è calcolata secondo un approccio CNTC, il monitoraggio del rispetto della *70% rule* debba essere svolto in modo coordinato, identificando i CNEC limitanti per ciascun periodo rilevante e calcolando il valore di MACZT per ciascuno di essi;
  - in caso di mancato rispetto della *70% rule*, l'incremento della capacità fra le zone di mercato debba essere garantito da un adeguato livello di azioni correttive disponibili per l'attivazione su base programmata e/o in tempo reale per contrastare eventuali violazioni dei limiti di sicurezza operativa del sistema elettrico;
  - la valutazione dell'adeguatezza delle azioni correttive debba essere svolta in modo coordinato dai TSO di ciascuna CCR in coerenza con quanto previsto nelle metodologie CTRD e ROSC definite per la CCR stessa;
  - i flussi con la Svizzera debbano essere inclusi nel calcolo di MACZT per la CCR *Italy North* in coerenza con il ruolo di controparte tecnica svolto da Swissgrid nel processo di calcolo coordinato della capacità per la CCR *Italy North*;
- nel 2021 per la CCR *Italy North* le condizioni sopra elencate risulteranno soddisfatte solo parzialmente in quanto:
  - il monitoraggio coordinato del MACZT è previsto trovi applicazione solamente da aprile 2021;
  - nelle more dell'implementazione di apposite procedure di coordinamento fra i TSO della regione, l'attivazione delle azioni correttive continuerà a basarsi sulle procedure attualmente in essere con ridotte possibilità di intervento tramite *countertrading* sugli scambi transfrontalieri;
  - l'accordo con Swissgrid che consentirebbe l'inclusione dei flussi con la Svizzera nel MACZT in coerenza con quanto previsto nella comunicazione 16 luglio 2019 è tuttora in fase di finalizzazione e la sua approvazione da parte delle autorità di regolazione della regione è prevista solamente nel corso del 2021;
- nelle more degli approfondimenti in merito a soluzioni alternative alla riduzione della capacità, le esigenze di stabilità e regolazione di tensione del sistema elettrico nazionale continuano a costituire, come già per il 2020, una valida ragione di sicurezza operativa per giustificare il mancato rispetto della *70% rule* con riferimento alla capacità fra le zone di mercato nella CCR *Italy North*;
- il monitoraggio della capacità in esportazione ai fini del rispetto della *70% rule* risulti efficace solamente in presenza di un calcolo coordinato della capacità di esportazione su tutte le frontiere;
- la richiesta di deroga presentata da Terna per l'anno 2021 sia coerente con le indicazioni riportate nel documento "nota requisiti deroghe": in particolare sia

implicito il rispetto di un livello minimo di capacità del 70% nella maggioranza delle ore dell'anno (segnatamente tutte le ore non ricomprese nei *low consumption days* successivamente all'entrata in operatività degli strumenti per il monitoraggio del MACZT); nelle rimanenti ore non sia invece possibile per Terna impegnarsi su un livello minimo di capacità da un lato per l'assenza di appositi strumenti coordinati di monitoraggio e dall'altro perché le esigenze di stabilità e regolazione di tensione alla base dei *low consumption days* dipendono dall'effettiva entità del carico e della produzione rinnovabile presenti nel sistema elettrico italiano e, come tali, piuttosto variabili nell'arco dell'anno;

- sia pertanto opportuno accogliere la richiesta di deroga presentata da Terna con riferimento al rispetto della *70% rule* per la CCR *Italy North* per l'anno 2021 anche tenuto conto del minor numero di periodi rilevanti impattati rispetto a quanto richiesto per l'anno 2020 per la medesima CCR;
- siano altresì condivisibili le soluzioni di lungo termine prospettate da Terna per il superamento delle cause alla base della deroga stessa; a tal proposito si invita Terna ad adoperarsi per dare seguito, nel corso del 2021, in cooperazione con i TSO della CCR *Italy North* e con i *Regional Security Coordinators* designati per la regione ai sensi della metodologia ROSC,
  - all'effettiva implementazione ad aprile 2021, degli strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule*, previsti dal piano di implementazione della IN CCM;
  - all'avvio dello sviluppo di apposite soluzioni semplificate di coordinamento delle azioni correttive da sottoporre all'approvazione delle autorità di regolazione della regione nell'ambito della *interim solution* prevista dal piano di implementazione della metodologia ROSC per la medesima regione;
  - alla tempestiva finalizzazione dello studio in merito alle soluzioni alternative alla riduzione della capacità per i *low consumption days* previsto entro giugno 2021 dal piano di implementazione della IN CCM;
  - alla finalizzazione dell'accordo con Swissgrid in coerenza con la comunicazione 16 luglio 2019 e all'invio dello stesso alle autorità di regolazione della regione in tempo utile per l'approvazione prima dell'entrata in operatività degli strumenti di monitoraggio del MACZT; in tale modo i flussi con la Svizzera potranno rientrare formalmente nel calcolo del MACZT fin da subito;
  - all'effettiva implementazione, auspicabilmente entro giugno 2021 come previsto dal piano di implementazione della IN CCM, del cosiddetto *export corner* al fine di avviare una valutazione coordinata della capacità in esportazione quantomeno con riferimento alle direzioni di mercato ritenute più probabili;
- sia altresì opportuno prevedere che Terna continui a inviare all'Autorità un report trimestrale anche successivamente all'entrata in operatività degli strumenti coordinati di monitoraggio del MACZT previsti dalla IN CCM; tale report debba contenere almeno l'elenco dei CNEC limitanti il calcolo della capacità accompagnati da tutte le informazioni necessarie al monitoraggio del rispetto della

*70% rule*; il report sia comunque limitato ai soli dati relativi alla capacità in importazione, in continuità con quanto già previsto per l'anno 2020

### **DELIBERA**

1. di approvare la richiesta di deroga presentata da Terna con riferimento al rispetto della *70% rule* per la CCR *Italy North* per l'anno 2021;
2. di richiedere a Terna, nel corso del 2021, di continuare anche successivamente all'entrata in operatività degli strumenti di monitoraggio coordinato del MACZT a inviare all'Autorità un report trimestrale recante almeno l'indicazione dei CNEC limitanti in ciascun periodo rilevante e gli elementi minimi (PTDF, MNCC, MCCC, MACZT) che consentano un monitoraggio del livello di capacità offerto al mercato;
3. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna S.p.A., al Ministero dello Sviluppo Economico e a ACER;
4. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

15 dicembre 2020

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*