

DELIBERAZIONE 21 DICEMBRE 2021
607/2021/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 2022

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

Nella 1186^a riunione del 21 dicembre 2021

VISTI:

- la direttiva (EU) 2019/744 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019;
- 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 deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2020, 551/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 551/2020/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 12 ottobre 2021, 420/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 420/2021/R/eel);
- la decisione ACER 04-2021 del 7 maggio 2021, recante la definizione aggiornata delle Regioni per il Calcolo della Capacità - *Capacity Calculation Regions* (di seguito: CCR) con la quale è 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*” predisposto della Società Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) il 27 novembre 2019;
- il documento “*Derogations from 70% target*” predisposto a giugno 2020 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*” predisposto da Terna a ottobre 2020;
- il document “*Methodology and results for the study about allocation constraints in accordance with Article 14.9 of the Methodology for a common D-2 capacity calculation within Italy North CCR*” di giugno 2021, inviato dal referente dei TSO della CCR *Italy North* al referente delle autorità di regolazione della regione (di seguito: studio *allocation constraints*);
- il documento “*Inter - TSO agreement on the consideration of Swissgrid as a Technical Counterparty in the Italy North CCR*” predisposto dai TSO della CCR *Italy North* e dal TSO svizzero Swissgrid e inviato ad agosto 2021 alle autorità di regolazione della regione e all’autorità di regolazione svizzera (di seguito: *Inter-TSO agreement* per la CCR *Italy North*);
- il documento “*Request for derogation on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade for Italy North CCR for year 2022*” predisposto da Terna a novembre 2021;
- la comunicazione della Commissione Europea ad ACER e ENTSO-E del 16 luglio 2019 (di seguito: comunicazione 16 luglio 2019);
- la comunicazione di Terna del 4 agosto 2021, prot. Autorità 30834 del 4 agosto 2021 (di seguito: comunicazione 4 agosto 2021);
- la comunicazione di Terna del 6 agosto 2021, prot. Autorità 31272 del 6 agosto 2021 (di seguito: comunicazione 6 agosto 2021);
- la comunicazione di Terna del 15 novembre 2021, prot. Autorità 42868 del 15 novembre 2021 (di seguito: comunicazione 15 novembre 2021);
- la comunicazione del 25 novembre 2021, prot. Autorità 44308 del 25 novembre 2021, inviata dall’Autorità per conto di tutte le autorità di regolazione appartenenti alla regione *Italy North* e dell’autorità di regolazione svizzera (di seguito: comunicazione 25 novembre 2021),

- la comunicazione “*Art. 16(9) 70% derogation request from Terna for Italy North CCR*” inviata nell’ambito dell’*All Regulatory Authorities Working Group* (di seguito: ARAWG) a tutte le autorità di regolazione europee il 9 dicembre 2021 (di seguito: comunicazione 9 dicembre 2021).

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 violazioni dei vincoli operativi della rete 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) del Regolamento consente riduzioni della capacità al di sotto del livello minimo, purché 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 del Regolamento 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) del Regolamento; le deroghe devono essere motivate da esigenze legate alla sicurezza operativa del sistema elettrico e possono essere concesse ogni volta per un periodo massimo di due anni (purché con impatto decrescente al secondo anno rispetto al primo), 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 determinare il valore di MACZT per 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 in funzione dell'approccio utilizzato per il calcolo della capacità fra zone, al fine di tenere conto delle peculiarità di ciascun metodo di calcolo;
 - 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;

- 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* eccedenti la soglia del 30% ammessa dal Regolamento 2019/943 (complementare alla *70% rule*), purché 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 il 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 a partire da quelle relative all'anno 2021.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE, PER LA CCR ITALY NORTH:

- nelle more dello sviluppo di un approccio *flow based* come previsto dall'articolo 20 del Regolamento CACM, 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 della CCM (di seguito IN CCM) è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR *Italy North* 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 a complemento di quanto riportato 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, è stato definito un percorso di implementazione graduale:
 - il calcolo coordinato della capacità in importazione verso l'Italia sull'orizzonte temporale giornaliero è stato avviato a inizio 2020;
 - il calcolo coordinato della capacità in importazione verso l'Italia sull'orizzonte temporale infragiornaliero è stato avviato a fine 2019, limitatamente ai periodi rilevanti 16-24, mentre il ricalcolo della capacità per tutte gli altri periodi rilevanti troverà implementazione nel corso del 2022-2023;
 - il calcolo puntuale del MACZT e le correzioni per il rispetto della *70% rule* (di seguito: strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule*) sono stati avviati a ottobre 2021;
 - il calcolo della capacità in esportazione dall'Italia sarà eseguito per il tramite di uno specifico 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; tale meccanismo, pur se inizialmente previsto a giugno 2021, troverà applicazione non prima del 2023 a causa di ritardi e difficoltà riscontrate dai TSO nella fase di sviluppo;
- per i processi coordinati fra i TSO, 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'*Inter TSO agreement* per la CCR *Italy North* coerente con quanto previsto dalla Commissione Europea con la comunicazione 16 luglio 2019 è stato finalizzato ad agosto 2021 e inviato ufficialmente all'Autorità da Terna con la comunicazione 6 agosto 2021;
- con la comunicazione 25 novembre 2021, le autorità di regolazione della CCR *Italy North* e l'autorità di regolazione svizzera hanno informato i TSO della regione e il

TSO svizzero Swissgrid che non vi sono clausole ostative alla sottoscrizione dell'*Inter TSO agreement* per la CCR *Italy North*;

- la capacità complessiva sulle frontiere settentrionali può essere ridotta per esigenze di stabilità e regolazione di tensione del sistema elettrico italiano in condizioni di basso carico e elevata produzione rinnovabile (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; a gennaio 2021 tali vincoli saranno gestiti direttamente nell'ambito del *Single Day Ahead Coupling* come un limite massimo alle importazioni ammissibili in Italia dalle frontiere settentrionali, con possibilità di compensare fra loro importazioni su una frontiera con esportazioni sull'altra;
- come previsto dal piano di implementazione della IN CCM, i TSO della CCR *Italy North* hanno condiviso con le autorità di regolazione della regione il documento "studio *allocation constraints*" recante una analisi costi e benefici di possibili soluzioni alternative alla riduzione di capacità nei *low consumption days*; la proposta ipotizza la possibilità di approvvigionamento a termine delle risorse necessarie a garantire la stabilità e la regolazione di tensione del sistema elettrico nazionale;
- le procedure di attivazione delle azioni correttive rilevanti per il calcolo della capacità, contenute nelle metodologie CTRD e ROSC, sono state approvate dalle autorità di regolazione:
 - esse delineano un processo di ottimizzazione di tutte le azioni correttive a titolo oneroso (oggetto specifico della metodologia CTRD) e non oneroso (introdotte specificatamente nella metodologia ROSC) da svolgersi su base giornaliera successivamente alla pubblicazione degli esiti del *Single Day Ahead Coupling* e ripetuto su base infragiornaliera;
 - l'implementazione del processo di ottimizzazione 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 (di seguito: correnti procedure di coordinamento delle azioni correttive) sviluppate su base volontaria prima dell'entrata in vigore del Regolamento CACM;
- i TSO hanno inviato alle autorità di regolazione della regione una proposta specifica per la ripartizione dei costi sostenuti per l'attivazione delle azioni correttive da applicarsi alle correnti procedure di coordinamento delle azioni correttive fino all'implementazione delle metodologie CTRD e ROSC; Terna ha inviato ufficialmente la proposta all'Autorità con la comunicazione 4 agosto 2021; le autorità di regolazione hanno approvato la proposta a livello INERRF il 16 dicembre 2021 con applicazione della metodologia a partire da gennaio 2022.

CONSIDERATO, INFINE, CHE, SEMPRE PER LA CCR ITALY NORTH:

- Terna ha richiesto una deroga dal rispetto della *70% rule* per tutti i periodi rilevanti del 2020 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 poteva prescindere dai flussi con la Svizzera; tuttavia non era possibile garantire la stipula dell'accordo con Swissgrid previsto dalla Commissione Europea nella comunicazione 16 luglio 2019 in tempo utile per una sua applicazione già dall'1 gennaio 2020;
- l'Autorità ha approvato la richiesta di deroga avanzata da Terna per l'anno 2020 con la deliberazione 561/2019/R/eel;
- per il 2021 Terna ha inviato una nuova richiesta di deroga dal rispetto della *70% rule* evidenziando quanto segue:
 - sarebbe stata confermata almeno fino a tutto il mese di marzo l'assenza di strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule*;
 - permaneva 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 segnalava una potenziale limitata disponibilità di risorse per il *countertrading* da parte dei TSO confinanti;
 - le analisi in merito alle soluzioni alternative per i *low consumption days* erano tuttora in corso e sarebbero state completate a giugno 2021;
 - l'accordo con Swissgrid era ancora in fase di definizione, quindi non sarebbe stato possibile includere nel calcolo del MACZT il contributo dei flussi con la Svizzera;
 - il calcolo della capacità di esportazione tramite il cosiddetto *export corner* sarebbe stato implementato nel corso del 2021;
 - risultavano invece superate le difficoltà legate all'impatto con i piani di azione e le deroghe richieste dagli altri paesi europei;
- sulla base delle motivazioni sopra esposte Terna ha quindi ritenuto opportuno richiedere la deroga:
 - lato capacità di importazione per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2021 inclusi nei *low consumption days*, nonché in tutti i periodi rilevanti dell'anno 2021 fino all'adozione degli strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule*;

- lato capacità di esportazione per tutti i periodi rilevanti dell'anno 2021;
- l'Autorità ha approvato la richiesta di deroga avanzata da Terna per l'anno 2021 con la deliberazione 551/2020/R/eel;
- con la deliberazione 420/2021/R/eel l'Autorità:
 - ha pubblicato le proprie valutazioni in merito al rispetto della *70% rule* da parte di Terna per l'anno 2020;
 - ha richiesto a Terna di continuare a inviare il report specifico sui dati di MACZT su base quadrimestrale anche successivamente all'implementazione degli strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule* con pubblicazione giornaliera sulla piattaforma di JAO;
 - ha richiesto a Terna di fornire una stima dei costi sostenuti per assicurare il rispetto della *70% rule*;
- con la comunicazione 15 novembre 2021 Terna ha inviato una nuova richiesta di deroga per l'anno 2022 evidenziando che:
 - continueranno ad applicarsi riduzioni della capacità sulle frontiere settentrionali per i *low consumption days*: il passaggio alla gestione di tali vincoli direttamente nell'ambito del *Single Day Ahead Coupling* rappresenta una nuova modalità operativa più efficiente, ma non fa decadere la necessità di tali riduzioni;
 - la capacità in esportazione dall'Italia continuerà ad essere calcolata tramite un processo non coordinato, nelle more dell'implementazione del cosiddetto *export corner*;
- sulla base delle motivazioni sopra riportate Terna ha richiesto la deroga
 - lato importazione verso l'Italia per tutti i periodi rilevanti del 2022 ricompresi nei *low consumption days* in quanto in tali periodi non sarà possibile garantire il rispetto della *70% rule* per effetto delle riduzioni di capacità necessarie per gestire le esigenze di stabilità e regolazione di tensione del sistema elettrico italiano;
 - lato esportazione dall'Italia per tutti i periodi rilevanti del 2022, in quanto l'assenza di un calcolo coordinato di tale capacità non consente di valutare efficacemente il rispetto della *70% rule*;
- Terna ha altresì evidenziato che:
 - le riduzioni di capacità per i *low consumption days* saranno applicate almeno fino all'adozione di possibili misure alternative quali quelle riportate nel documento "studio *allocation constraints*";
 - i TSO della CCR *Italy North* stanno lavorando all'implementazione dell'*export corner* con previsione di applicazione dal 2023; esso rappresenterà un primo passo verso il calcolo coordinato della capacità lato esportazione nelle more dell'implementazione del calcolo con approccio *flow based*;
- 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:
 - i dati puntuali sul calcolo del MACZT come risultanti dagli strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule* saranno pubblicati su base giornaliera sulla piattaforma gestita da JAO;

- in aggiunta, come richiesto dall’Autorità con la deliberazione 420/2021/R/eel, Terna continuerà a inviare all’Autorità un report dedicato su base quadrimestrale, unitamente ad una stima dei costi sostenuti per assicurare il rispetto *70% rule*;
- con la comunicazione 9 dicembre 2021 le autorità di regolazione europee nell’ambito dell’ARAWG sono state informate che nessun parere contrario è stato formulato con riferimento alla concessione della deroga a Terna per l’anno 2022.

RITENUTO CHE:

- come evidenziato nelle premesse delle deliberazioni 463/2019/R/eel e 551/2020/R/eel:
 - 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; tale approccio è stato seguito dall’Autorità nelle proprie valutazioni sul rispetto della *70% rule* per l’anno 2020 da parte di Terna pubblicate con la deliberazione 420/2021/R/eel;
 - l’eventuale incremento della capacità fra le zone di mercato necessario ai fini del rispetto della *70% rule* 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;
 - 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 2022 per la CCR *Italy North* le condizioni sopra elencate risulteranno soddisfatte lato capacità di importazione in quanto:
 - gli strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule* sono stati implementati a ottobre 2021;
 - nelle more dell’implementazione delle metodologie ROSC e CTRD, l’attivazione delle azioni correttive continuerà a basarsi sulle correnti procedure di coordinamento delle azioni correttive, con applicazione di un apposito meccanismo di ripartizione dei costi;
 - l’*Inter-TSO agreement* per la CCR *Italy North* è in corso di finalizzazione da parte dei TSO a seguito del nulla osta rilasciato dalle autorità di regolazione con la comunicazione 25 novembre 2021 e troverà applicazione da gennaio 2022;
- tali condizioni non risulteranno invece soddisfatte lato capacità di esportazione in quanto il calcolo coordinato della capacità per il tramite dell’*export corner* sarà implementato solamente nel corso del 2023;
- nelle more degli approfondimenti in merito alle soluzioni alternative di cui al documento “studio *allocation constraints*”, le esigenze di stabilità e regolazione di tensione del sistema elettrico nazionale continuano a costituire, come già per il 2020 e il 2021, 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*;

- la richiesta di deroga presentata da Terna per l'anno 2022 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% lato importazione nella maggioranza delle ore dell'anno (segnatamente tutte le ore non ricomprese nei *low consumption days*); nelle rimanenti ore non sia invece possibile per Terna impegnarsi su un livello minimo di capacità da un lato per l'assenza di un calcolo coordinato della capacità e dall'altro perchè 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 2022 anche tenuto conto del minor numero di periodi rilevanti impattati rispetto a quanto richiesto per l'anno 2021 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 chiede a Terna:
 - di adoperarsi per dare seguito entro il primo semestre 2023, in cooperazione con i TSO della CCR *Italy North* e con i *Regional Coordination Centre* competenti per la regione, all'effettiva implementazione 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;
 - di inviare entro il 31 marzo 2022 una proposta dettagliata di implementazione delle misure alternative di cui al documento “studio *allocation constraints*” con particolare attenzione alla quantificazione e alle modalità di approvvigionamento delle risorse per garantire la stabilità e la regolazione di tensione del sistema elettrico nazionale

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 2022;
2. di invitare Terna a favorire l'effettiva implementazione del cosiddetto *export corner* entro il primo semestre 2023;
3. di richiedere a Terna di inviare entro il 31 marzo 2022 una proposta dettagliata di implementazione delle misure alternative di cui al documento “studio *allocation constraints*” con particolare attenzione alla quantificazione e alle modalità di approvvigionamento delle risorse per garantire la stabilità e la regolazione di tensione del sistema elettrico nazionale;

4. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna S.p.A., al Ministero della transizione ecologica e a ACER;
5. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

21 dicembre 2021

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini