

**DELIBERAZIONE 20 DICEMBRE 2022**

**706/2022/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 2023**

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

Nella 1232<sup>a</sup> riunione del 20 dicembre 2022

### **VISTI:**

- la Direttiva (UE) 2019/944/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- il Regolamento (UE) 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 (UE) 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;
- 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;
- 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 deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2021, 606/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 606/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2021, 607/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 607/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 2 novembre 2022, 543/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 543/2022/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 “*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 “*Methodology for a common D-2 capacity calculation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management within Italy North CCR*” del 24 luglio 2020, allegato alla deliberazione 323/2020/R/eel (di seguito: CCM *Italy North*);
- il documento “*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*” sottoscritto dai TSO della CCR *Italy North* e dal TSO svizzero Swissgrid con effetti dal 29 ottobre 2021 (di seguito: *Inter-TSO agreement* per la CCR *Italy North*);
- i due documenti “*Request for derogation on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade for Italy North CCR for year 2023*” predisposti della Società Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) a novembre 2022;
- 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 18 novembre 2022, prot. Autorità 59565 del 18 novembre 2022 (di seguito: comunicazione 18 novembre 2022);
- la comunicazione “*Request for 70% derogation by Terna*” inviata nell’ambito dell’*All Regulatory Authorities Working Group* (di seguito: ARAWG) a tutte le autorità di regolazione europee il 13 dicembre 2022 (di seguito: comunicazione 13 dicembre 2022).

**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 le zone di mercato (di seguito CCM) su base giornaliera e infragiornaliera 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 della sezione oggetto di calcolo e riducendo le immissioni a valle della stessa sezione;
  - 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 di mercato;
- la capacità fra le zone di mercato in ciascun periodo rilevante deve essere determinata tenendo in considerazione tutte le azioni correttive (sia a titolo gratuito sia a titolo oneroso) che possono essere messe a disposizione dai TSO con riferimento al medesimo periodo rilevante;
- 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 su cui è applicato 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 su cui è applicato 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);
- l'Articolo 16(3) del Regolamento 2019/943 prevede che, qualora le azioni correttive non siano sufficienti a garantire il rispetto della *70% rule*, è possibile, come misura di ultima istanza, prevedere la riduzione della capacità fra zone di mercato;
- l'Articolo 16(9) del Regolamento 2019/943 prevede che, su richiesta da parte dei TSO, le autorità di regolazione nazionali possano concedere delle deroghe dal requisito del livello minimo del 70%, purché motivate da esigenze legate alla sicurezza operativa del sistema elettrico;
- 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;
- con la raccomandazione 01-2019, ACER ha fornito alcune indicazioni in merito alla determinazione del livello di capacità fra zone di mercato (di seguito: *margin available for cross zonal trade - MACZT*) ai fini del rispetto della *70% rule*;
- più nel dettaglio, ACER ha suggerito:

- 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 riferire il calcolo di MACZT all’area di coordinamento rilevante per il calcolo della capacità fra zone; detta area di coordinamento coincide in linea di principio con ciascuna CCR, ma nelle more dell’implementazione della metodologia di calcolo della capacità di cui all’Articolo 20 del Regolamento CACM, occorre fare riferimento agli effettivi perimetri di coordinamento previsti dalle prassi in uso fra i TSO;
  - di calcolare MACZT come somma del margine riferito agli scambi fra zone di mercato interni all’area di coordinamento (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 ipotizzare ai fini del calcolo di 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 la valutazione di MACZT per i 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*, previa presenza di uno 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.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- a seguito della discussione occorsa in ARAWG sulle deroghe richieste dai TSO per l’anno 2020, le autorità di regolazione dell’Unione Europea hanno ravvisato la necessità di una armonizzazione nel formato e nel contenuto delle richieste di deroga: per tale motivo esse 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 operativa 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 CCM *Italy North* recante i correttivi previsti per la *70% rule* è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR in data 24 luglio 2020 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 323/2020/R/eel): essa ha trovato applicazione a partire dai dati relativi al 29 ottobre 2021; fino ai dati relativi al 28 ottobre 2021 la capacità è stata, invece, calcolata secondo la precedente versione della CCM che non prevedeva alcun monitoraggio della *70% rule*;
- ai fini del calcolo della capacità, il TSO della Svizzera è considerato una controparte tecnica, sottoposta ai 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 sottoscritto dai TSO con effetti dal 29 ottobre 2021;
- il calcolo puntuale giornaliero riguarda esclusivamente la capacità in importazione verso l'Italia, mentre per la capacità di esportazione i TSO si basano su stime a carattere annuale; un calcolo coordinato puntuale della capacità in esportazione sui confini su cui l'esportazione risulta più probabile (cosiddetto *export corner*) è in fase di sviluppo e la sua entrata in operatività è prevista nel corso del 2023;
- la capacità complessiva sulle frontiere settentrionali può essere ridotta al fine di assicurare già nel mercato del giorno prima il dispacciamento a livello nazionale di un numero sufficiente di risorse per la stabilità e la regolazione di tensione del sistema elettrico italiano in condizioni di carico ridotto e elevata produzione da fonti

rinnovabili non programmabili (di seguito: *additional constraints*); il piano di implementazione della CCM *Italy North* prevede la gestione di tali vincoli direttamente nell'ambito dell'algoritmo di *Single Day Ahead Coupling*; nelle more dei necessari sviluppi informatici, i TSO sono autorizzati a ridurre la capacità offerta su ciascuna frontiera;

- le procedure di attivazione coordinata delle azioni correttive rilevanti per il calcolo della capacità sono ancora in fase di definizione; le relative metodologie predisposte ai sensi dei Regolamenti CACM e SO GL sono state approvate, ma troveranno implementazione non prima del 2025; nel mentre continuerà ad essere applicata la cosiddetta Procedura Pentilaterale adottata su base volontaria dai TSO;
- per la gestione dei costi emergenti dall'attivazione delle azioni correttive, dopo un dibattito protrattosi per diversi anni i TSO della CCR hanno predisposto una soluzione a carattere transitorio basata su una ripartizione proporzionale alle rendite di congestione da applicarsi esclusivamente alle azioni attivate nell'ambito della Procedura Pentilaterale attualmente in essere; tale metodologia è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR il 16 dicembre 2021 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 606/2021/R/eel) con effetti dall'1 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 agli *allocation constraints* per la gestione delle esigenze di stabilità e regolazione di tensione del sistema elettrico nazionale;
  - 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 misure alternative agli *allocation constraints* erano tuttora in corso e sarebbero state completate a giugno 2021 con l'invio alle autorità di regolazione dello studio *allocation constraints* in coerenza con il piano di implementazione della CCM *Italy North*;
- 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* era previsto in implementazione 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 per l'anno 2021:
  - per la capacità di importazione per tutti i periodi rilevanti fino all'adozione degli strumenti coordinati di monitoraggio per la *70% rule* e, successivamente, per tutti i periodi rilevanti caratterizzati da *allocation constraints*;
  - per la capacità di esportazione per tutti i periodi rilevanti;
- 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 proseguire con l'invio all'Autorità dei report trimestrali sui valori di MACZT anche successivamente all'adozione degli strumenti coordinati di monitoraggio della *70% rule*;
  - ha richiesto a Terna di fornire una stima dei costi sostenuti per assicurare il rispetto della *70% rule*;
- per il 2022 Terna ha inviato una nuova richiesta di deroga evidenziando che:
  - la gestione degli *allocation constraints* nell'ambito dell'algoritmo di *Single Day Ahead Coupling*, la cui implementazione era prevista nel corso del 2022, avrebbe rappresentato una modalità di gestione più efficiente di tali vincoli, ma non ne avrebbe consentito il superamento;
  - l'implementazione del cosiddetto *export corner* era stata posticipata al 2023 per consentire i necessari sviluppi informatici; di conseguenza per tutto il 2022 la capacità in esportazione avrebbe continuato ad essere calcolata tramite un processo non coordinato;

- risultavano superate le criticità relative agli strumenti coordinati di monitoraggio della *70% rule* e relative all'accordo con Swissgrid, in quanto entrambi finalizzati con effetti dal 29 ottobre 2021;
- sulla base delle motivazioni sopra riportate Terna ha richiesto la deroga per il 2022:
  - per la capacità di importazione per tutti i periodi rilevanti caratterizzati da *allocation constraints*;
  - per la capacità di esportazione per tutti i periodi rilevanti;
- l'Autorità ha approvato la richiesta di deroga avanzata da Terna per l'anno 2022 con la deliberazione 607/2021/R/eel;
- con la deliberazione 543/2022/R/eel l'Autorità:
  - ha pubblicato le proprie valutazioni in merito al rispetto della *70% rule* da parte di Terna per l'anno 2021;
  - ha semplificato gli obblighi informativi in capo a Terna sostituendo i report trimestrali relativi ai valori di MACZT previsti dalla deliberazione 420/2021/R/eel con l'invio su base semestrale delle medesime informazioni sul monitoraggio della *70% rule* inviati dal *Regional Coordination Centre* competente (Coreso) ad ACER;
  - ha confermato la richiesta a Terna di fornire una stima dei costi sostenuti per assicurare il rispetto della *70% rule*;
- con la comunicazione 18 novembre 2022, Terna ha inviato una nuova richiesta di deroga per l'anno 2023, articolata in due distinti documenti, uno relativo alla capacità di importazione e uno relativo alla capacità di esportazione;
- lato capacità di importazione, è confermata anche per il 2023 l'applicazione degli *allocation constraints* per circa 560 ore e una riduzione media di 2700 MW; Terna richiede la deroga dalla *70% rule* per tutti i periodi rilevanti interessati da questi vincoli; lato capacità di esportazione la deroga è richiesta fino all'implementazione del cosiddetto export corner;
- 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 previsto dalla deliberazione 543/2022/R/eel; in particolare la stima dei costi sostenuti per il rispetto della *70% rule* sarà determinata in coerenza con la metodologia di ripartizione dei costi delle azioni correttive di cui alla deliberazione 606/2021/R/eel;
- per quanto riguarda le soluzioni di lungo termine per il superamento della deroga, Terna conferma di essere parte attiva per la capacità di importazione nell'implementazione delle metodologie di attivazione coordinata delle azioni correttive di cui ai Regolamenti SO GL e CACM e per la capacità di esportazione nell'implementazione dell'*export corner*;
- con la comunicazione 13 dicembre 2022 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 2023.

**RITENUTO CHE:**

- come evidenziato in sede di concessione delle precedenti richieste di deroga:
  - 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* da parte di Terna per gli anni 2020 e 2021 pubblicate rispettivamente con la deliberazione 420/2021/R/eel e con la deliberazione 543/2022/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*;
- per la CCR *Italy North* le condizioni di cui sopra siano verificate solamente per la capacità di importazione, mentre per la capacità di esportazione esse potranno trovare piena soddisfazione solamente a valle dell’implementazione del cosiddetto *export corner* previsto nel corso del 2023;
- le esigenze di stabilità e regolazione di tensione del sistema elettrico nazionale continuino a costituire una valida ragione di sicurezza operativa per giustificare il mancato rispetto della *70% rule* con riferimento alla capacità di importazione nell’ambito della CCR *Italy North*; l’entità dei relativi *allocation constraints* dall’anno 2022 si è invero ridotta, per effetto di un miglioramento delle procedure di dispacciamento a livello nazionale, ma tali riduzioni non potranno mai essere del tutto azzerate;
- la richiesta di deroga presentata da Terna per l’anno 2023 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%
  - per la capacità di importazione nella maggioranza dei periodi rilevanti (segnatamente tutti quelli non caratterizzati da *allocation constraints*); nei rimanenti periodi non sia invece possibile per Terna impegnarsi perchè le esigenze di stabilità e regolazione di tensione alla base dei suddetti *allocation constraints* dipendono dall’effettiva entità del carico e della produzione rinnovabile presenti nel sistema elettrico italiano e, come tali, piuttosto variabili nell’arco dell’anno;
  - per la capacità di esportazione a partire dall’implementazione del cosiddetto *export corner*; nei periodi rilevanti antecedenti non sia invece possibile per Terna impegnarsi a causa dell’assenza di un processo di calcolo coordinato con gli altri TSO;

- 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 2023 anche tenuto conto del minor numero di periodi rilevanti impattati rispetto a quanto richiesto per l'anno 2022 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, in cooperazione con i TSO della CCR *Italy North* e con i *Regional Coordination Centres* competenti per la regione, all'effettiva implementazione del cosiddetto *export corner* nel corso del 2023 al fine di avviare una valutazione coordinata della capacità in esportazione quantomeno con riferimento alle direzioni di mercato ritenute più probabili;
  - di proseguire con le attività finalizzate alla riduzione della frequenza di utilizzo degli *allocation constraints* nelle more di una attivazione coordinata delle azioni correttive;

### **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 2023;
2. di invitare Terna a favorire l'effettiva implementazione del cosiddetto *export corner* nel corso del 2023 e a proseguire con le attività finalizzate alla riduzione della frequenza di utilizzo degli *allocation constraints*;
3. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna S.p.A., al Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica e a ACER;
4. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

20 dicembre 2022

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*