

DELIBERAZIONE 7 NOVEMBRE 2023

503/2023/R/EEL

**VALUTAZIONE DEL LIVELLO MINIMO DI CAPACITÀ (70% RULE) PER I CONFINI ITALIANI,
CON RIFERIMENTO ALL'ANNO 2022**

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1271^a riunione del 7 novembre 2023

VISTI:

- 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 SO GL);
- 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;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità), 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06), come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2020, 323/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 323/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2020, 587/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 587/2020/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 cui vengono in particolare identificate 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 e la regione *Greece-Italy* (di seguito: CCR GRIT) cui appartengono il confine Italia Zona Sud – Grecia e i confini fra le zone interni al territorio nazionale;
- la raccomandazione ACER 01-2019 dell’8 agosto 2019 (di seguito: raccomandazione ACER 01-2019);
- il documento “*Cross-zonal capacities and the 70% margin available for cross-zonal electricity trade (MACZT)*” del 21 luglio 2023 (di seguito: report ACER 2022);
- 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 “*Capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe for Greece-Italy CCR in accordance with Articles 20 and 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management*” del 10 dicembre 2020, allegato alla deliberazione 587/2020/R/eel (di seguito: CCM GRIT);
- 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*);
- 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 anche: Terna) del 3 giugno 2021, prot. Autorità 23397 del 3 giugno 2021 (di seguito: comunicazione 3 giugno 2021);
- la comunicazione di Terna del 6 agosto 2021, prot. Autorità 31272 del 6 agosto 2021 (di seguito: comunicazione 6 agosto 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 di Terna del 6 ottobre 2022, prot. Autorità 48033 del 6 ottobre 2022 (di seguito: comunicazione 6 ottobre 2022);
- la comunicazione di Terna del 18 novembre 2022, prot. Autorità 59552 del 18 novembre 2022 (di seguito: comunicazione 18 novembre 2022);
- la comunicazione di Terna del 15 dicembre 2022, prot. Autorità 67648 del 15 dicembre 2022 (di seguito: comunicazione 15 dicembre 2022);

- la comunicazione di Terna del 4 aprile 2023, prot. Autorità 22567 del 4 aprile 2023 (di seguito: comunicazione 4 aprile 2023);
- la comunicazione di Terna del 2 maggio 2023, prot. Autorità 29778 del 2 maggio 2023 (di seguito: comunicazione 2 maggio 2023)

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 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 della posizione netta in ciascuna zona;
- la capacità fra zone in ciascun periodo rilevante deve essere massimizzata tenendo in considerazione tutte le azioni correttive (sia a titolo gratuito sia a titolo oneroso) che possono essere messe attuate dai TSO;
- 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'incremento del livello di capacità fra le zone di mercato per rispettare la *70% rule* comporta in generale un maggiore utilizzo della rete elettrica con il rischio di violazione di uno o più vincoli di sicurezza operativa; in tale contesto i TSO assicurano l'esercizio in sicurezza del sistema:
 - nel breve termine attivando un volume maggiore di azioni correttive a titolo oneroso (ridispacciamento) e non oneroso;
 - nel medio e lungo termine, valutando, in aggiunta alle azioni di ridispacciamento, sviluppi di natura infrastrutturale o revisioni della struttura zonale;
- l'Articolo 16(3) del Regolamento 2019/943 prevede che, qualora le azioni correttive a disposizione dei TSO non siano sufficienti a garantire il rispetto della *70% rule*, sia possibile, come misura di ultima istanza, la riduzione della capacità fra le zone anche sotto il livello minimo del 70%;
- 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;

- 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 Europea e i TSO dei paesi terzi che preveda di tenere conto nel calcolo della capacità dei vincoli nelle rispettive reti e che assicuri la ripartizione dei costi associati all'attivazione delle azioni correttive; l'accordo dovrebbe essere approvato dalle competenti autorità di regolazione e allegato alla metodologia per il calcolo della capacità sviluppata ai sensi del Regolamento CACM;
- 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*, recependo quanto previsto dalla Commissione Europea in materia di trattamento dei flussi con i paesi terzi rispetto all'Unione Europea.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE 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 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 dal 29 ottobre 2021;
- ai fini del calcolo della capacità, il TSO della Svizzera è da sempre considerato una controparte tecnica, sottoposta ai medesimi compiti previsti per gli altri TSO della regione; i rapporti fra i TSO sono da sempre regolati con appositi contratti fra le parti;
- a seguito della comunicazione 16 luglio 2019 della Commissione Europea, i TSO a agosto 2021 hanno finalizzato l'*Inter TSO agreement* per la CCR *Italy North* che è stato inviato ufficialmente all'Autorità da Terna con la comunicazione 6 agosto 2021; detto accordo, in particolare, chiarisce che tutti i TSO coinvolti hanno i medesimi diritti e doveri rispetto al calcolo della capacità e prevede la partecipazione del TSO svizzero alla ripartizione dei costi delle azioni correttive;
- 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 erano clausole ostative alla sottoscrizione dell'*Inter TSO agreement* per la CCR *Italy North*; successivamente a tale comunicazione, i TSO hanno siglato l'accordo con effetto retroattivo dal 29 ottobre 2021 al fine di poter includere i flussi con la Svizzera nel conteggio del 70% fin dall'avvio del relativo monitoraggio all'interno del processo di calcolo della capacità;
- le metodologie per l'attivazione coordinata delle azioni correttive predisposte ai sensi dei Regolamenti CACM e SO GL sono state approvate, ma troveranno

implementazione solamente negli anni a venire; nel mentre i TSO si basano sulle cosiddetta Procedura Pentilaterale i cui costi sono ripartiti fra tutti i TSO secondo quanto riportato nella metodologia approvata da tutte le autorità di regolazione della CCR il 16 dicembre 2021 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 606/2021/R/eel);

- 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 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 2024;
- 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*);
- Terna per l'anno 2022 ha richiesto una deroga dalla *70% rule* ai sensi dell'Articolo 16(9) del Regolamento 2019/943; segnatamente la deroga ha riguardato:
 - lato import, tutte le ore dell'anno caratterizzate da *additional constraints*;
 - lato export, tutte le ore dell'anno;
- l'Autorità ha accolto la richiesta con la deliberazione 607/2021/R/eel; Terna è stata quindi esonerata da ogni obbligo sul livello minimo di capacità da offrire sulla CCR *Italy North* per le ore oggetto di deroga.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE PER LA CCR GRIT:

- la capacità fra le zone è determinata sulla base di un approccio CNTC che prevede il calcolo distinto per ciascun confine; i valori di capacità sono limitati sia da vincoli di corrente sia da vincoli di tensione e stabilità del sistema elettrico;
- la CCM GRIT recante i correttivi previsti per la *70% rule* è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR in data 10 dicembre 2020 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 587/2020/R/eel): essa ha trovato applicazione dal 3 agosto 2021.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- ai fini del monitoraggio del livello di capacità offerto su ciascun confine, i TSO sono tenuti ad inviare ad ACER, direttamente o per il tramite dei competenti RCC, la stima del valore di MACZT calcolata in coerenza con quanto previsto dalla raccomandazione ACER 01-2019;
- sulla base delle informazioni rese disponibili dai TSO, ACER pubblica su base annuale un report recante il livello di capacità offerto su ciascun confine; il report ACER 2022 è stato pubblicato a luglio 2023;

- ai fini del monitoraggio della *70% rule* a livello nazionale, ai sensi del combinato disposto delle deliberazioni 420/2021/R/eel e 543/2022/R/eel Terna è tenuta a inviare all’Autorità su base semestrale:
 - per la CCR *Italy North*, il medesimo set di dati messo a disposizione di ACER;
 - per la CCR GRIT, un report specifico redatto secondo la metodologia predisposta ai sensi della deliberazione 587/2020/R/eel e inviata all’Autorità con la comunicazione 3 giugno 2021;
 - per entrambe le CCR, una stima dei costi sostenuti dal sistema per attivare apposite azioni correttive di ridispacciamento volte a garantire un livello di capacità coerente con la *70% rule*;
- Terna ha reso disponibili le informazioni richieste:
 - per la CCR *Italy North* con le comunicazioni 18 novembre 2022 (I semestre) e 2 maggio 2023 (II semestre); nessuna azione di ridispacciamento è stata attivata nel corso del 2022 per il rispetto della *70% rule* e di conseguenza i costi sostenuti dai TSO sono nulli;
 - per la CCR GRIT con le comunicazioni 6 ottobre 2022 (I semestre) e 4 aprile 2023 (II semestre); Terna ha stimato un costo complessivo dell’ordine dei 100.000 euro per le azioni correttive di ridispacciamento per il rispetto della *70% rule*;
- con la comunicazione 15 dicembre 2022 Terna ha inviato all’Autorità un aggiornamento della metodologia per il monitoraggio della *70% rule* relativa alla CCR GRIT, suggerendo una razionalizzazione delle informazioni da inviare all’Autorità tenuto conto dell’esperienza acquisita con l’attuazione della CCM GRIT dal 3 agosto 2021;
- a partire dall’anno 2023, l’invio dei dati a ACER per il monitoraggio della *70% rule* avviene su base annuale;
- le valutazioni sulla *compliance* di Terna rispetto alla *70% rule* sono di competenza dell’Autorità ed esulano dagli scopi dei report predisposti da ACER che hanno solamente finalità di monitoraggio.

RITENUTO CHE:

- sia necessario valutare in modo esplicito il rispetto della *70% rule* per l’anno 2022 esclusivamente nelle ore e sui confini non oggetto di una specifica deroga concessa ai sensi dell’Articolo 16(9) del Regolamento 2019/943; segnatamente l’analisi debba riguardare:
 - per la CCR *Italy North* tutte le ore non oggetto di *additional constraints* esclusivamente lato capacità di importazione;
 - per la CCR GRIT tutte le ore dell’anno;
- sia comunque opportuno analizzare la situazione rispetto alla *70% rule* anche per le ore e i confini oggetto di deroga, al fine di identificare possibili aree di miglioramento in vista dell’applicazione della *70% rule* per gli anni a venire;
- per le valutazioni sul livello di capacità offerto su ciascun confine si possa utilizzare come base di partenza il report ACER 2022 che, a partire da quest’anno, è stato

redatto sulla base di un completo set di informazioni recante una stima del valore del MACZT; esso debba essere comunque integrato con ulteriori rielaborazioni a cura dell’Autorità finalizzate a valutare il rispetto da parte di Terna della *70% rule*;

- sia pertanto necessario predisporre uno specifico report nazionale sul rispetto della *70% rule* (di seguito: report 70% Italia) recante le valutazioni sulla *compliance* di Terna, redatto in lingua inglese, data la rilevanza che le informazioni in esso contenute hanno a livello europeo;
- ai fini del report 70% Italia:
 - come già evidenziato nelle premesse della deliberazione 420/2021/R/eel, la presenza di un vincolo di tensione o stabilità della rete in assenza di specifiche risorse regolanti sia assimilabile all’assenza di specifiche azioni correttive; e che trovi quindi applicazione l’articolo 16(3) del Regolamento 2019/943 che consente in questi casi di ridurre la capacità al di sotto del livello minimo del 70%;
 - quanto riportato al precedente alinea trovi applicazione nella CCR GRIT in quanto le limitazioni per vincoli di tensione e stabilità della rete sono dovute proprio all’assenza di specifiche risorse regolanti;
 - per la CCR *Italy North* i flussi con la Svizzera possano essere considerati all’interno del limite del 70%; l’*Inter TSO agreement* sottoscritto dai TSO della CCR con il TSO svizzero risulti, infatti, coerente con i requisiti della comunicazione 16 luglio 2019 (considerazione di tutti gli elementi di rete e presenza di una metodologia di ripartizione dei costi dell’attivazione delle azioni correttive); il fatto che non sia stato formalmente approvato dalle competenti autorità di regolazione sia meramente incidentale e legato all’assenza di poteri in materia di contratti da parte di alcune autorità; la verifica positiva di cui alla comunicazione 25 novembre 2021 costituisca al riguardo una equivalente alternativa;
- sia infine opportuno, per tutte le CCR, prevedere l’invio da parte di Terna all’Autorità delle informazioni rilevanti ai fini del monitoraggio della *70% rule* su base annuale e non più semestrale, in coerenza con le tempistiche di invio delle medesime informazioni a ACER; per la CCR GRIT trovi in particolare applicazione la metodologia razionalizzata di cui alla comunicazione 15 dicembre 2022

DELIBERA

1. di approvare il documento “*Report on the implementation of the minimum level of available capacity for cross-zonal trade (70%) on the Italian borders for year 2022*” allegato al presente provvedimento (*Allegato A*);
2. di semplificare gli adempimenti in capo a Terna con riferimento al monitoraggio della *70% rule* secondo quanto riportato nell’ultimo punto della premessa, confermando, nel contempo, l’invio della stima dei costi sostenuti per garantire il rispetto della *70% rule*;

3. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna S.p.A., al Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza energetica, alla Direzione Generale Energia della Commissione Europea e a ACER;
4. di pubblicare il presente provvedimento e il relativo Allegato A sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

7 novembre 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini