

**DELIBERAZIONE 2 NOVEMBRE 2022**

**543/2022/R/EEL**

**VALUTAZIONE DEL LIVELLO MINIMO DI CAPACITÀ (70% RULE) PER I CONFINI ITALIANI  
CON RIFERIMENTO ALL'ANNO 2021**

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

Nella 1225<sup>a</sup> riunione del 2 novembre 2022

### **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 12 novembre 2019, 463/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 463/2019/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 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 607/2021/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2021, 607/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 607/2021/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 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 01-2019);
- il documento “*ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU in 2021*” del 10 giugno 2021 (di seguito: rapporto ACER 2021);
- 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 27 aprile 2021, prot. Autorità 19050 del 27 aprile 2021 (di seguito: comunicazione 27 aprile 2021);
- la comunicazione di Terna del 3 giugno 2021, prot. Autorità 23397 del 3 giugno 2021 (di seguito: comunicazione 3 giugno 2021);
- la comunicazione di Terna del 29 luglio 2021, prot. Autorità 30006 del 29 luglio 2021 (di seguito: comunicazione 29 luglio 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 16 novembre 2021, prot. Autorità 42913 del 16 novembre 2021 (di seguito: comunicazione 16 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 di Terna del 14 febbraio 2022, prot. Autorità 6398 del 14 febbraio 2022 (di seguito: comunicazione 14 febbraio 2022);
- la comunicazione di Terna dell'1 aprile 2022, prot. Autorità 14451 dell'1 aprile 2022 (di seguito: comunicazione 1 aprile 2022);
- la comunicazione di Terna del 26 luglio 2022, prot. Autorità 32735 del 27 luglio 2022 (di seguito: comunicazione 26 luglio 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 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 d'offerta;
- la capacità fra 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;

- 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;
- la raccomandazione 01-19 recepisce quanto previsto dalla Commissione Europea, prevedendo che i flussi con i paesi terzi rientrino nel calcolo di MACZT.

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

- nelle more dello sviluppo di un approccio *flow based* in coerenza con quanto 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 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 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 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 solamente negli anni a venire;
- 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 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*);
- a partire da giugno 2021 gli esiti del processo di calcolo della capacità sono pubblicati su base giornaliera sulla piattaforma di JAO; a partire dal 29 ottobre 2021 la pubblicazione riguarda anche la stima dei valori di MACZT;
- considerati gli aspetti sopra citati, Terna per l'anno 2021 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 fino all'implementazione della versione della CCM recante i correttivi per la *70% rule* e successivamente tutte le ore caratterizzate da *additional constraints*,

- lato export tutte le ore dell'anno in attesa dell'implementazione dell'*export corner*;
- con la richiesta di deroga Terna si è altresì impegnata a fornire all'Autorità informazioni sulle stime del MACZT sugli elementi limitanti per quanto riguarda la capacità in import;
- l'Autorità ha accolto la richiesta con la deliberazione 551/2020/R/eel, prevedendo che le stime dei valori di MACZT fossero inviate su base trimestrale in coerenza con quanto previsto per il 2020; 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 a partire dai dati relativi al 3 agosto 2021; nelle more dell'implementazione della sopracitata CCM, Terna ha continuato a calcolare la capacità su base annuale, con aggiornamento giornaliero per tenere conto dell'indisponibilità degli elementi di rete e, limitatamente ad alcuni confini, di sensitivity rispetto ai valori del carico e della produzione rinnovabile;
- con la deliberazione 587/2020/R/eel, l'Autorità ha altresì richiesto a Terna di monitorare il livello di capacità reso disponibile su ciascun confine:
  - fino all'avvenuta implementazione della CCM approvata con la deliberazione stessa, sulla base di un monitoraggio semplificato basato su modelli di rete non ottimizzati per il calcolo della capacità nella regione;
  - successivamente sulla base di una metodologia ad hoc da redigere e inviare all'Autorità entro il 31 maggio 2021;
- Terna ha inviato la proposta di metodologia di monitoraggio con la comunicazione 3 giugno 2021, prevedendo:
  - la sola valutazione di MCCC poiché il contributo di MNCC è considerato trascurabile;
  - l'invio delle informazioni su base semestrale;
  - l'implementazione del monitoraggio contestualmente all'implementazione del calcolo della capacità su base infragiornaliero e comunque non oltre gennaio 2023;
- pur non essendo disponibile ad inizio 2021 una metodologia di calcolo della capacità coerente con la *70% rule*, Terna non ha ritenuto necessario richiedere alcuna deroga per la CCR GRIT ai sensi dell'Articolo 16(9) del Regolamento 2019/943.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- sulla base delle informazioni chieste ai TSO e in coerenza con la raccomandazione 01-2019, ACER ha pubblicato il rapporto ACER 2021 recante il monitoraggio del livello di capacità offerto su ciascuna frontiera;
- per quanto riguarda la CCR *Italy North*:
  - per il periodo 1 gennaio – 28 ottobre 2021 ACER ha ricevuto i dati da ciascun TSO; sono state fornite, tuttavia, informazioni lacunose, limitate ad un ristretto set di ore e riportanti esclusivamente l'indicazione degli elementi di rete considerati potenzialmente limitanti il valore della capacità; in particolare non sono state fornite informazioni nelle ore caratterizzate da *additional constraints* e nelle ore in cui la capacità è stata ridotta su richiesta di almeno un TSO durante il processo di validazione; inoltre non sono state fornite stime sul valore di MACZT che è stato ricalcolato da ACER sulla base di modelli di rete di riferimento;
  - per il periodo 29 ottobre – 31 dicembre 2021 l'implementazione della CCM coerente con la *70% rule* ha consentito di inviare ad ACER informazioni complete, comprensive dei valori di MACZT per ciascun elemento di rete limitante e in ciascuna ora; l'invio, inoltre, è avvenuto in modo congiunto per il tramite di Coreso che ha gestito il calcolo della capacità come *Coordinated Capacity Calculator* ai sensi del Regolamento CACM;
  - nel complesso, il rapporto ACER 2021 evidenzia il raggiungimento del livello minimo del 70% nella maggioranza delle ore per cui sono stati resi disponibili i dati, soprattutto con riferimento allo scenario in cui i flussi con la Svizzera sono tenuti in considerazione per il rispetto del suddetto livello minimo; permane, tuttavia, un numero significativo di ore in cui il livello minimo non è raggiunto;
- per la CCR GRIT, secondo il rapporto ACER 2021 il livello minimo del 70% è raggiunto in tutte le ore sul confine zona Sud – Grecia;
- con riguardo ai confini fra le zone interne al territorio nazionale, l'analisi di ACER è limitata al solo periodo 3 agosto – 31 dicembre 2021, per il quale è stata utilizzata una CCM coerente con la *70% rule*: solamente i confini Italia zona Centro Nord – Italia zona Centro Sud e Italia zona Centro Sud – Italia zona Sud presentano ore con MACZT inferiori al 70%, mentre per gli altri confini MACZT risulta superiore al 70% oppure la capacità risulta limitata da vincoli diversi da quelli di corrente;
- per l'anno 2021, per la CCR *Italy North* Terna ha inviato i report trimestrali con la stima di MACZT previsti dalla deliberazione 551/2020/R/eel con le comunicazioni 27 aprile 2021 (I trimestre), 29 luglio 2021 (II trimestre) e 14 febbraio 2022 (III trimestre e IV trimestre fino al 28 ottobre 2021); per i dati dal 29 ottobre 2021 Terna ha reso disponibile all'Autorità il medesimo set di dati inviato da Coreso a ACER, come risultante dalla pubblicazione su base giornaliera sulla piattaforma di JAO degli esiti del processo di calcolo della capacità;
- per il periodo 1 gennaio – 28 ottobre 2021 i dati messi a disposizione da Terna sono più dettagliati di quelli forniti ad ACER; Terna, infatti:

- ha reso disponibili informazioni anche in diversi casi caratterizzati da *additional constraints* e in diversi casi in cui erano presenti richieste di riduzione della capacità nella fase di validazione;
- ha stimato unilateralmente i valori di MACZT in coerenza con i criteri previsti dalla raccomandazione 01-2019;
- per i confini fra le zone interni al territorio nazionale, Terna ha inviato l'esito del monitoraggio previsto dalla deliberazione 587/2020/R/eel con le comunicazioni 16 novembre 2021 (I semestre) e 1 aprile 2022 (II semestre); ulteriori specificazioni in merito ad alcuni dati mancanti sono state fornite con la comunicazione 26 luglio 2022;
- per il periodo 1 gennaio – 2 agosto 2021 il calcolo è stato effettuato sulla base di modelli semplificati non ottimizzati, in continuità con le stime effettuate per l'anno 2020 e confrontato con gli esiti degli scenari di riferimento utilizzati per la stima dei valori annuali della capacità;
- per il periodo 3 agosto – 31 dicembre 2021 l'analisi si è basata sugli esiti del processo di calcolo della capacità come resi disponibili da Esperia, società sussidiaria di SEleNe CC dedicata alle attività per la CCR GRIT.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- 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 di redispacciamento;
  - nel medio e lungo termine, valutando, in aggiunta alle azioni di redispacciamento, sviluppi di natura infrastrutturale o revisioni della struttura zonale.
- nell'approvare le proprie valutazioni in merito al rispetto del livello del 70% per l'anno 2020, l'Autorità con la deliberazione 420/2021/R/eel ha dato mandato a Terna:
  - per la CCR *Italy North* di continuare ad inviare all'Autorità report trimestrali sui valori di MACZT anche successivamente all'implementazione della CCM coerente con la *70% rule*;
  - per la CCR GRIT di eseguire il monitoraggio del livello minimo del 70% per il tramite della metodologia inviata con la comunicazione 3 giugno 2021 con la predisposizione e l'invio all'Autorità di report semestrali; nelle more dell'implementazione di tale metodologia, di continuare ad eseguire il monitoraggio tramite un approccio semplificato;
  - di includere a partire dal 2022 nei rapporti relativi al rispetto della *70% rule* una stima dei costi sostenuti dal sistema per garantire detto livello tramite l'applicazione delle apposite azioni correttive di redispacciamento;
- nell'ambito del monitoraggio sugli esiti del processo di calcolo della capacità la CCM GRIT prevede specifici compiti in capo ai TSO della CCR; segnatamente Terna è tenuta ad inviare all'Autorità:



- ai sensi dell'Articolo 7(7) gli esiti dell'analisi sul comportamento dinamico del sistema elettrico nazionale eseguita su base annua al fine di identificare eventuali vincoli rilevanti ai fini del calcolo della capacità fra le zone di mercato;
- ai sensi dell'Articolo 14(8) un report su base annuale recante per ogni ora e per ogni confine fra le zone il livello di capacità offerto e la lista degli elementi di rete e degli altri vincoli che hanno limitato la suddetta capacità;
- l'Articolo 53(1) della deliberazione 111/06 prevede che Terna elabori e pubblichi sul proprio sito internet una previsione, riferita all'anno solare successivo, della capacità disponibile fra le zone di mercato;
- per la CCR *Italy North* l'Autorità ha approvato con la deliberazione 606/2021/R/eel la metodologia di ripartizione dei costi delle azioni correttive di redistribuzione attivate dai TSO; tale metodologia ha effetto dall'1 gennaio 2022.

**RITENUTO CHE:**

- sia necessario valutare in modo esplicito il rispetto della *70% rule* per l'anno 2021 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 riguardi:
  - per la CCR *Italy North* le ore del periodo 29 ottobre – 31 dicembre 2021 non oggetto di *additional constraints* esclusivamente lato capacità di importazione;
  - per la CCR GRIT tutte le ore dell'anno;
- sia comunque opportuno valutare la situazione rispetto alla *70% rule* anche per le altre ore e per gli altri confini al fine di identificare possibili aree di miglioramento in vista dell'applicazione di questa regola per gli anni a venire;
- per le valutazioni sul rispetto della *70% rule* non si possa fare affidamento sul report ACER 2021, in quanto basato su un ridotto set di informazioni che non copre tutte le ore dell'anno; inoltre, detto report è redatto con finalità di monitoraggio, mentre il compito dell'Autorità include anche valutazioni sulla *compliance* di Terna rispetto alla *70% rule*;
- sia pertanto necessario predisporre uno specifico report nazionale sulla *70%* (di seguito report *70% Italia*) a partire dai dati messi a disposizione da Terna nell'ambito del monitoraggio richiesto con le deliberazioni 551/2020/R/eel (CCR *Italy North*) e 587/2020/R/eel (confini fra le zone interni al territorio nazionale); a tal proposito le valutazioni possano essere ritenute esaustive per la CCR *Italy North* e il confine Italia zona Sud – Grecia, mentre per i confini fra le zone interni al territorio nazionale l'analisi sia completa esclusivamente a partire dal 3 agosto 2021; fino a tale data siano, invece, possibili solo considerazioni di massima;
- in un contesto CNTC il minimo valore di capacità coerente con la *70% rule* possa essere calcolato in modo preciso con i seguenti passi:
  - determinazione del valore iniziale della capacità sulla base del processo di calcolo previsto dalla relativa CCM con valutazione del MACZT su ciascun elemento di rete;

- determinazione per ciascun elemento di rete, dell'incremento di capacità minimo necessario per il raggiungimento di un MACZT pari al 70%;
- individuazione del minore fra gli incrementi di cui al punto precedente: il valore così trovato rappresenta il minimo valore di capacità coerente con la *70% rule*, mentre l'elemento di rete a cui detto incremento è associato è considerato l'elemento limitante la capacità; esso ha per definizione un MACZT almeno pari al 70%;
- in assenza di un calcolo puntuale come sopra riportato, la coerenza con la *70% rule* possa essere verificata con un approccio semplificato monitorando esclusivamente gli elementi di rete che risultano carichi al 100% al termine del processo di calcolo previsto dalla relativa CCM; in particolare il minimo valore di capacità coerente con la *70% rule* si ottenga quando almeno uno di questi elementi di rete abbia un MACZT pari o superiore al 70% (direttamente in esito al processo di calcolo o successivamente ad un incremento del valore della capacità); il valore di capacità risultante risulterà infatti sempre pari o superiore a quello che si sarebbe ottenuto con il calcolo preciso;
- come già evidenziato nelle premesse della deliberazione 420/2021/R/eel, nelle ore in cui la capacità fra le zone è limitata da vincoli di tensione e stabilità dovuti all'assenza di specifiche risorse regolanti, la riduzione della capacità rispetto alla *70% rule* appaia giustificata ai sensi dell'Articolo 16(3) del Regolamento 2019/943 senza alcuna necessità di deroghe specifiche (l'assenza di specifiche risorse regolanti è assimilabile ad una carenza di azioni correttive);
- quanto riportato al punto precedente trovi applicazione nella CCR GRIT in quanto le limitazioni per vincoli di tensione e stabilità della rete sono dovuti proprio all'assenza di specifiche risorse regolanti; detta assunzione non sia invece valida per gli *additional constraints* della CCR *Italy North* in quanto, in tale caso, l'attivazione di tali vincoli è giustificata non tanto dall'assenza di specifiche risorse regolanti nel sistema elettrico nazionale, quanto dal fatto che in tale caso l'attivazione di tali risorse dovrebbe essere accompagnata dalla riduzione dei flussi di importazione, la cui fattibilità in tempo reale non può essere garantita;
- il mancato rispetto della *70% rule* sia un evento trascurabile e nelle ore e sui confini che non risultano congestionati in esito al mercato del giorno prima;
- per la CCR *Italy North* si possa limitare l'analisi al solo scenario che considera i flussi con la Svizzera all'interno del limite del 70% in coerenza con l'*Inter TSO agreement* per la CCR *Italy North* sottoscritto dai TSO della CCR con Swissgrid;
- sia opportuno redigere e pubblicare il report 70% Italia in lingua inglese data la rilevanza che le informazioni in esso contenute hanno a livello europeo.

**RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:**

- semplificare gli adempimenti in capo a Terna con riferimento al monitoraggio del livello di capacità offerto su ciascun confine fra le zone di mercato per gli anni successivi al 2021 e agli esiti del calcolo della capacità nei termini che seguono:

- per la CCR *Italy North* sostituire l'invio dei report trimestrali previsti dalla deliberazione 420/2021/R/eel con le stime dei valori di MACZT con la messa a disposizione da Terna all'Autorità su base semestrale del set di informazioni inviato da Coreso a ACER; Terna deve assicurare che in tale set di informazioni siano contenute indicazioni anche sugli elementi di rete che avrebbero limitato la capacità in assenza di *additional constraints*; il calcolo della capacità in assenza di tali vincoli è, infatti, espressamente previsto dal combinato disposto degli Articoli 6(11) e 12(5) della CCM *Italy North*;
- per la CCR GRIT considerare l'invio del report di cui all'Articolo 14(8) della CCM GRIT assolto per il tramite dell'invio dei report semestrali ai sensi della deliberazione 420/2021/R/eel, senza alcuna necessità di prevedere un'ulteriore comunicazione; le informazioni richieste dalla CCM GRIT sono, infatti, identiche a quelle incluse nei sopracitati report trimestrali;
- sempre per la CCR GRIT considerare assolto l'obbligo di informare l'Autorità in merito agli esiti dell'analisi della dinamica del sistema elettrico di cui all'Articolo 7(7) per il tramite della pubblicazione della previsione annuale dei limiti di transito di cui all'Articolo 53(1) della deliberazione 111/06;
- confermare invece l'invio da parte di Terna di specifiche informazioni in merito ai costi sostenuti da Terna per l'attivazione delle azioni correttive atte a garantire il livello minimo del 70%; Terna corredi la stima con una relazione che chiarisca le ipotesi e la metodologia utilizzata; l'analisi sia inviata all'Autorità su base semestrale
  - per la CCR *Italy North* unitamente all'invio del set informativo predisposto da Coreso e inviato ad ACER; Terna esegua la stima con un approccio coerente con la metodologia di ripartizione dei costi delle azioni correttive approvata con la deliberazione 606/2021/R/eel;
  - per la CCR GRIT unitamente all'invio dei report semestrali previsti dalla deliberazione 420/2021/R/eel

## **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 2021*" allegato al presente provvedimento (Allegato A);
2. di modificare e semplificare gli adempimenti in capo a Terna con riferimento al monitoraggio del rispetto della *70% rule* e agli esiti del calcolo della capacità nei termini specificati in premessa;
3. di confermare l'invio da parte di Terna di informazioni sulla stima dei costi sostenuti per garantire il rispetto della *70% rule*, nei termini specificati in premessa;
4. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna S.p.A., al Ministero per la Transizione Ecologica, alla Direzione Generale Energia della Commissione Europea e a ACER;

5. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

2 novembre 2022

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*