

DELIBERAZIONE 19 DICEMBRE 2019

561/2019/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

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1093^a riunione del 19 dicembre 2019

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il regolamento (EU) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/942), che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER);
- il regolamento (EU) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/943);
- il regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM);
- il regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017 (di seguito: Regolamento 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;
- 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 decisione ACER 06-2016 del 17 novembre 2016 recante la definizione delle Regioni per il Calcolo della Capacità - *Capacity Calculation Regions* (di seguito: CCR) con cui viene in particolare identificata la regione *Italy North* (di seguito: CCR *Italy North*) cui appartengono i confini tra Italia Zona Nord e Francia, Italia Zona Nord e Austria e Italia Zona Nord e Slovenia;
- la raccomandazione ACER 01-2019 dell'8 agosto 2019 (di seguito: raccomandazione 01-2019);
- il documento "*Terna request for derogation on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade for Italy North CCR*" del 27 novembre 2019;

- il documento “*RTE request for derogation on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade*” dell’8 novembre 2019;
- il documento “*Derogation request of APG from the obligation under Article 16(8) pursuant to Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity for the Capacity Calculation Region Italy North*” del 27 novembre 2019;
- la comunicazione della Commissione Europea ad ACER e ENTSO-E del 16 luglio 2019 (di seguito: comunicazione 16 luglio 2019);
- la comunicazione della società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 28 novembre 2019, prot. Autorità 31705 del 28 novembre 2019 (di seguito: comunicazione 28 novembre 2019);
- la comunicazione del responsabile per il coordinamento delle autorità di regolazione della CCR *Italy North* “[*Italy North*] *Derogation request by APG, Terna and RTE*” inviata a tutte le autorità di regolazione europee (di seguito: comunicazione 9 dicembre 2019) del 9 dicembre 2019 (prot. Autorità 33210 del 9 dicembre 2019).

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 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; l’attivazione di dette azioni correttive, qualora confermata a seguito degli esiti del mercato e dell’effettiva situazione della rete attesa in tempo reale, obbedisce alle procedure di coordinamento concordate dai TSO coinvolti in 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);
- 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%, purchè motivate da esigenze legate alla sicurezza operativa del sistema elettrico; nel valutare le richieste di deroga, ciascuna autorità di regolazione nazionale è tenuta a consultare le autorità di regolazione nazionali coinvolte nelle CCR potenzialmente impattate dalla richiesta di deroga; in caso in cui una delle autorità di regolazione nazionale consultate sia in disaccordo con la richiesta di deroga, la competenza su accogliere o meno la richiesta viene trasferita ad ACER in accordo con quanto previsto dall'articolo 6(10) del Regolamento 2019/942;
- le deroghe di cui al precedente paragrafo possono essere concesse per un periodo massimo di un anno, oppure per un periodo massimo di due anni, purchè l'impatto della deroga sul livello della capacità fra le zone di mercato si riduca significativamente nel secondo anno;
- quando è concessa una deroga ai sensi dell'articolo 16(9) del Regolamento 2019/943, i TSO devono impegnarsi a implementare una soluzione di lungo termine che abbia come finalità il superamento delle cause alla base della deroga stessa;
- l'articolo 15 del Regolamento 2019/943 prevede che in caso di congestioni strutturali, ciascuno stato membro dell'Unione possa adottare uno specifico piano di azione per mitigare e/o risolvere dette congestioni entro un periodo massimo di 4 anni dalla loro identificazione; indipendentemente dallo stato di avanzamento del piano d'azione, la capacità fra zone di mercato 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;
- 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; in presenza di un approccio *flow based*, per ciascun CNEC MCCC è pari al margine reso disponibile sullo stesso nell'ambito della metodologia di calcolo della capacità; con un approccio CNTC, per ciascun CNEC MCCC è pari al flusso attribuito in via convenzionale (tramite l'utilizzo della *sensitivity* del flusso su ciascun CNEC rispetto agli scambi fra le zone di mercato) al CNEC stesso la capacità fra zone venisse utilizzata interamente;
- 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; i TSO sono comunque tenuti a predisporre una apposita metodologia che consenta di calcolare correttamente i margini anche sugli elementi di rete non limitanti;
- con la comunicazione 16 luglio 2019, la Commissione Europea ha chiarito che i flussi con i paesi terzi rispetto all'unione possono essere considerati come rilevanti ai fini del rispetto della *70% rule*, 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; tale accordo deve essere incluso nella CCM e approvato dalle competenti autorità di regolazione nazionale degli stati membri interessati;
- 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* a regime la capacità fra le zone dovrà essere determinata sulla base di un approccio *flow based*, in coerenza con quanto previsto dall'Articolo 20(3) del Regolamento CACM; una proposta in tal senso è dovuta entro 6 mesi dal momento in cui la Svizzera aderisce al *single day ahead coupling*;
- nelle more dello sviluppo di un approccio *flow based*, 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 per la CCR *Italy North* è stata approvata dalle autorità di regolazione della CCR in data 25 ottobre 2019 (l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 463/2019/R/eel): il documento include tutti gli elementi previsti dal Regolamento CACM, mentre rinvia gli adempimenti connessi all'implementazione della *70% rule* ad una successiva versione;
- la CCM sarà implementata a partire dall'inizio del 2020, a partire dalla metodologia CNTC attualmente in essere e sviluppata su base volontaria dai TSO della regione prima dell'entrata in vigore del Regolamento CACM; fino a settembre 2020 il calcolo coordinato riguarderà solamente la capacità di importazione, mentre successivamente sarà implementato un processo di ottimizzazione, denominato *export corner* che consentirà la determinazione della capacità in esportazione sulle sole frontiere in cui i flussi in uscita dall'Italia sono ritenuti probabili;
- ai fini del calcolo della capacità per la CCR *Italy North*, il TSO 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'accordo fra le parti coerente con quanto previsto dalla Commissione Europea con la comunicazione 16 luglio 2019 è, tuttavia, in fase di definizione da parte dei TSO interessati e sarà allegato ad una prossima revisione della CCM;
- la capacità complessiva sulle frontiere settentrionali può essere ridotta per esigenze di stabilità e regolazione di tensione del sistema elettrico italiano in condizioni di carico ridotto e contestuale elevata produzione da fonti rinnovabili non programmabili; nella CCM per la CCR *Italy North* i TSO si sono impegnati a studiare misure alternative alla riduzione di capacità e a consegnare gli esiti dell'analisi entro 18 mesi dall'implementazione della CCM stessa (indicativamente entro luglio 2021)
- la nuova versione della CCM per la CCR *Italy North* recante le disposizioni in merito alla *70% rule* è stata posta in consultazione pubblica dai TSO della regione a ottobre 2019; l'invio del testo finale del documento alle autorità di regolazione è atteso entro la fine del 2019;
- per la CCR *Italy North* le procedure di attivazione delle azioni correttive rilevanti per il calcolo della capacità sono ancora in fase di definizione; una prima versione, di carattere generale, della metodologia CTRD è stata approvata dalle autorità di regolazione della regione in data 17 maggio 2019 (l'Autorità ha ratificato la decisione con la deliberazione 238/2019/R/eel), mentre per la metodologia ROSC l'invio da parte dei TSO è atteso a breve.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- con la comunicazione 28 novembre 2019 Terna ha presentato all'Autorità una richiesta di deroga dall'applicazione della *70% rule* per la CCR *Italy North* per l'anno 2020 sulla base delle seguenti motivazioni:

- offrire un livello minimo di capacità coerente con la *70% rule* potrebbe portare a esercire il sistema elettrico facendo affidamento su un elevato volume di azioni correttive atte a contrastare eventuali sovraccarichi in tempo reale dovuti all'elevato valore degli scambi fra le zone di mercato; a causa dell'incertezza sulla disponibilità effettiva delle azioni correttive atte a garantire un tale livello di capacità, Terna potrebbe non essere in grado di esercire il sistema in sicurezza;
- deroghe e piani d'azione saranno implementati nel corso del 2020 in diversi stati dell'Unione Europea: l'impatto di tali azioni sul sistema elettrico nazionale è ancora incognito;
- non sono ancora disponibili strumenti per valutare in modo puntuale per ciascun periodo rilevante il MACZT relativo ai CNEC e l'entità dell'eventuale incremento di capacità necessario per rispettare la *70% rule*;
- non sono 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; inoltre non sono ancora state valutate misure alternative alla riduzione di capacità per esigenze di stabilità e regolazione di tensione del sistema elettrico italiano;
- i flussi con la Svizzera rivestono un ruolo rilevante per il calcolo della capacità per la CCR *Italy North*; non considerare questi flussi nel calcolo di MACZT costringerebbe i TSO della regione a incrementare in modo significativo la capacità fra le zone di mercato (al fine di rispettare la *70% rule*), con rischi per la sicurezza del sistema; i TSO della CCR si stanno impegnando per finalizzare l'accordo con il TSO della Svizzera come previsto dalla Commissione Europea nella comunicazione 16 luglio 2019, tuttavia non è garantito che detto accordo possa essere in vigore già dal primo gennaio 2020;
- nella richiesta di deroga Terna ha altresì chiarito come:
 - nel corso del 2020 saranno sviluppati appositi strumenti atti a garantire in modo coordinato il calcolo di MACZT per i CNEC limitanti e la validazione della disponibilità delle azioni correttive;
 - nel mentre Terna fornirà periodicamente all'Autorità le informazioni relative a MACZT (valori orari e valori medi sul periodo) sui CNEC limitanti (calcolati unilateralmente da Terna stessa) e alle eventuali cause che impediscono il rispetto della *70% rule*; l'analisi sarà limitata alla sola capacità di importazione, in quanto un calcolo puntuale della capacità in esportazione non sarà disponibile nel corso del 2020 (anche con l'*export corner*, previsto da settembre 2020, la capacità in esportazione sarà determinata solamente nelle direzioni ritenute più probabili e non in modo coordinato su tutte le frontiere);
- richieste di deroga basate su motivazioni analoghe a quelle di Terna sono state presentate anche dal TSO francese RTE e dal TSO austriaco APG;
- con la comunicazione 9 dicembre 2019 il responsabile per il coordinamento delle autorità di regolazione della CCR *Italy North* ha comunicato che nessuna autorità di regolazione ha formulato parere contrario alla concessione delle deroghe a Terna, RTE e APG con riferimento alle frontiere incluse nella CCR stessa.

RITENUTO CHE:

- in un contesto in cui la capacità è calcolata secondo un approccio CNTC, il monitoraggio del rispetto della *70% rule* debba essere svolto in modo coordinato, identificando i CNEC limitanti per ciascun periodo rilevante e calcolando il valore di MACZT per ciascuno di essi;
- in caso di mancato rispetto della *70% rule*, l'incremento della capacità fra le zone di mercato debba essere garantito da un adeguato livello di azioni correttive disponibili per l'attivazione su base programmata e/o in tempo reale per contrastare eventuali violazioni dei limiti di sicurezza operativa del sistema elettrico;
- la valutazione dell'adeguatezza delle azioni correttive debba essere svolta in modo coordinato dai TSO di ciascuna CCR in coerenza con quanto previsto nelle metodologie di CTRD e ROSC definite per la CCR stessa;
- nel 2020 per la CCR *Italy North* nessuna delle condizioni elencate nei precedenti paragrafi risulterà soddisfatta in quanto gli strumenti per il monitoraggio coordinato della *70% rule* e per la valutazione delle azioni correttive saranno in fase di sviluppo;
- l'implementazione di piani d'azione e deroghe ai sensi degli articoli 15 e 16(9) del Regolamento 2019/943 nei paesi dell'Unione Europea possa teoricamente portare a significative variazioni all'assetto dei flussi di energia nel sistema elettrico europeo con potenziale impatto anche sul sistema elettrico nazionale e sugli scambi sulle frontiere settentrionali;
- i flussi con la Svizzera debbano essere inclusi nel calcolo di MACZT per la CCR *Italy North* in coerenza con il coordinamento ai fini del calcolo della capacità attivo sulle frontiere settentrionali dell'Italia ancora prima dell'entrata in vigore del Regolamento CACM; un accordo con il TSO svizzero in coerenza con quanto riportato dalla Commissione Europea nella comunicazione 16 luglio 2019 sarebbe quindi benvenuto;
- nelle more degli approfondimenti in merito a soluzioni alternative alla riduzione della capacità, le esigenze di stabilità e regolazione di tensione del sistema elettrico nazionale costituiscano una valida ragione di sicurezza operativa per giustificare il mancato rispetto della *70% rule* con riferimento alla capacità sulle frontiere settentrionali dell'Italia;
- 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 2020 in quanto sussistono effettive esigenze di sicurezza operativa che non consentono l'incremento in sicurezza della capacità sulle frontiere settentrionali;
- la concessione di una deroga annuale consentirà inoltre a Terna di:
 - promuovere nel corso del 2020 lo sviluppo di forme di coordinamento fra i TSO della regione per il monitoraggio del rispetto della *70% rule* e per la valutazione dell'adeguatezza delle azioni correttive necessarie per garantire l'eventuale incremento della capacità fra le zone di mercato, anche in coerenza con quanto sarà riportato nella nuova versione della CCM e nella metodologia ROSC il cui invio è previsto entro la fine del 2019;

- valutare l'impatto sulla propria rete dei piani d'azione e delle deroghe implementate dagli altri paesi dell'Unione Europea;
- predisporre lo studio sulle misure alternative alla riduzione di capacità per gestire le esigenze di stabilità e regolazione di tensione del sistema elettrico nazionale;
- finalizzare con gli altri TSO della regione l'accordo con il TSO della Svizzera in coerenza con quanto riportato dalla Commissione Europea nella comunicazione 16 luglio 2019 e sottoporlo all'approvazione delle competenti autorità di regolazione;
- sia altresì opportuno invitare Terna a rendere disponibili le informazioni incluse nella richiesta di deroga su base trimestrale, al fine di rappresentare tempestivamente all'Autorità la situazione della CCR con riferimento al rispetto della *70% rule*;
- il monitoraggio della capacità in esportazione ai fini del rispetto della *70% rule* risulti efficace solamente in presenza di un calcolo coordinato della capacità di esportazione su tutte le frontiere; sia quindi accoglibile la richiesta di Terna di limitare le informazioni da inviare all'Autorità alla sola capacità in importazione;
- il calcolo di MACZT per tutti i CNEC anche in un contesto CNTC rappresenti un tassello fondamentale verso l'implementazione di una metodologia di calcolo della capacità basata su un approccio *flow based*; sia pertanto opportuno raccomandare a Terna di farsi carico, unitamente agli altri TSO della regione, dello sviluppo di una apposita metodologia di calcolo dei valori di MACZT che superi i problemi di sottostima evidenziati da ACER nella raccomandazione 01-19

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 2020;
2. di richiedere a Terna, nel corso del 2020, di dar seguito alle azioni volte al superamento della necessità di deroga, secondo quanto riportato in premessa, e l'invio di un rapporto trimestrale contenente informazioni circa lo stato della CCR *Italy North* con riferimento al rispetto della *70% rule*;
3. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna, al Ministero dello Sviluppo Economico e a ACER;
4. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

19 dicembre 2019

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini