

**DELIBERAZIONE 19 MARZO 2019**  
**103/2019/R/EEL**

**ULTERIORI DISPOSIZIONI IN MERITO ALLA SUDDIVISIONE DELLA RETE RILEVANTE IN ZONE, IN ESITO AL PROCESSO DI REVISIONE SVOLTO AI SENSI DEL REGOLAMENTO (UE) 2015/1222 (CACM)**

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

Nella 1057<sup>a</sup> riunione del 19 marzo 2019

**VISTI:**

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- il Regolamento 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- il Regolamento 2015/1222 della Commissione Europea, del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 23 novembre 2007 (di seguito: decreto 23 novembre 2007);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione 111/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 12 febbraio 2015, 45/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 45/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel e il relativo Allegato A (di seguito: regolazione *output-based* del servizio di trasmissione);
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2017, 467/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 467/2017/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2017, 496/2017/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2017, 884/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 884/2017/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 18 gennaio 2018, 22/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 22/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 1 febbraio 2018, 53/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 53/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2018, 129/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 129/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 12 luglio 2018, 386/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 386/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 26 luglio 2018, 411/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 411/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2018, 485/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 485/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2018, 698/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 698/2018/R/eel);
- la decisione dell’*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (di seguito: ACER) 08-2018 del 30 luglio 2018 (di seguito: decisione 08-2018);
- la comunicazione della società Terna S.p.a. (di seguito: Terna), del 27 marzo 2018, prot. Autorità 10996 del 28 marzo 2018, integrata dalla stessa Terna con il documento inviato il 28 marzo 2018, protocollo Autorità 11053 dello stesso giorno (di seguito: comunicazione 27 marzo 2018);
- la comunicazione di Terna del 15 maggio 2018, prot. Autorità 15726 del 15 maggio 2018 (di seguito: comunicazione 15 maggio 2018).

**CONSIDERATO CHE:**

- il processo di revisione delle zone di mercato è disciplinato dagli articoli 32 e 33 del Regolamento CACM che introducono specifiche disposizioni in merito all’avvio del processo stesso, alle attività che devono essere svolte e ai criteri che devono essere tenuti in considerazione ai fini dell’analisi; in particolare ai sensi dell’articolo 32, comma 1, lettera d), del sopracitato regolamento ciascuna autorità di regolazione (o ciascun TSO previa approvazione della competente autorità di regolazione) può disporre l’avvio della revisione delle zone di mercato di propria competenza purché detta revisione abbia un impatto trascurabile sui TSO confinanti e risulti necessaria per migliorare l’efficienza o garantire la sicurezza del sistema;
- l’identificazione delle configurazioni zonali alternative a quella in vigore può essere condotta tramite due distinti metodi:
  1. metodo denominato *expert-based*, con il quale si individuano le variazioni da apportare alla configurazione zonale in vigore sulla base dell’esperienza e delle evidenze emerse dagli esiti dei mercati e dall’esercizio del sistema elettrico;
  2. metodo denominato *model-based*, con il quale si individuano le configurazioni zonali come aggregati di nodi sulla base di approcci quantitativi e logiche di *clustering* che valutano l’omogeneità all’interno

della medesima zona di mercato di grandezze quali, per esempio, i prezzi nodali dell'energia elettrica o la matrice dei *Power Transfer Distribution Factors* che rappresenta l'impatto su ciascuna infrastruttura critica dell'immissione in ciascun nodo della rete;

- con la deliberazione 22/2018/R/eel, ai sensi dell'articolo 32(1), lettera d), del Regolamento CACM, l'Autorità ha avviato formalmente il processo di revisione della configurazione zonale valevole per il territorio nazionale (di seguito: processo di revisione 2018) prevedendo, a tal proposito, l'utilizzo di sole configurazioni zonali identificate tramite il metodo *expert-based* nelle more dell'implementazione da parte di Terna di un metodo *model-based*;
- nell'ambito del processo di revisione 2018, Terna, con la comunicazione 15 maggio 2018:
  - ha fornito il report conclusivo della revisione delle configurazioni zonali, contenente i risultati dell'analisi svolta; quest'ultima, in particolare, è stata condotta con riferimento a scenari di breve termine (2020) e di medio termine (2025), ritenuti rappresentativi dell'orizzonte temporale decennale previsto dall'articolo 33 del Regolamento CACM; per ciascuno dei criteri di cui all'articolo 33 del Regolamento CACM sono stati altresì definiti opportuni indicatori sintetici che sono stati utilizzati per confrontare fra loro le varie configurazioni zonali proposte (compreso il confronto con la configurazione zonale vigente nell'anno 2018); configurazioni zonali, indicatori sintetici, scenari e risultati sono stati oggetto di una apposita consultazione pubblica;
  - ha indicato di aver dato un peso maggiore nelle valutazioni agli scenari di breve termine, stante l'incertezza che caratterizza gli scenari di medio termine;
  - ha individuato come preferibile, alla luce dei risultati ottenuti, la configurazione zonale denominata "alternativa base" (di seguito: configurazione alternativa base) che è stata, quindi, proposta in sostituzione della configurazione zonale vigente nell'anno 2018;
  - ha suggerito di far decorrere la nuova configurazione zonale dal 2019 al fine di implementare quanto prima i benefici che essa porterebbe al funzionamento del mercato;
- rispetto alla configurazione vigente nell'anno 2018, la configurazione alternativa base identificata da Terna come preferibile prevede:
  - l'eliminazione dei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Priolo (di seguito: eliminazione dei poli di produzione) con spostamento dei punti di dispacciamento per unità di produzione rilevanti ivi afferenti nella zona fisica adiacente (Sud per i poli di Brindisi e Foggia e Sicilia per il polo di Priolo) - fanno eccezione i soli punti di dispacciamento relativi alla centrale di Gissi, originariamente afferenti al polo di Foggia, per i quali è proposto lo spostamento nella zona Centro Sud in coerenza con la collocazione geografica della centrale nella regione Abruzzo che afferisce alla zona Centro Sud – l'eliminazione dei poli di produzione è giustificata dal fatto

- che detti poli non risultano più congestionati a seguito dei recenti sviluppi sulla rete di trasmissione nazionale;
- lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud (di seguito: spostamento dell'Umbria), per fornire nell'ambito dei mercati dell'energia una rappresentazione più efficiente delle congestioni che si possono verificare in quell'area geografica, evitando potenziali ricircoli di potenza;
  - l'introduzione della zona fisica Calabria al posto del polo di produzione limitato di Rossano (di seguito: introduzione della zona Calabria): tale modifica consentirebbe *“una migliore valutazione del limite di transito (anche in condizioni di rete non integra), grazie ad una corretta valorizzazione del contributo dei carichi e dell'intera produzione FRNP calabra ai transiti attesi sulle linee critiche”*, nonché completerebbe l'eliminazione dei poli di produzione limitata;
- nelle premesse della deliberazione 386/2018/R/eel, l'Autorità ha evidenziato, tra l'altro, che:
    - sebbene il rapporto conclusivo, redatto da Terna e allegato alla comunicazione 15 maggio 2018, illustri l'opportunità di rivedere l'attuale configurazione zonale, non è possibile escludere che non si possa pervenire a risultati migliori nel momento in cui sarà possibile utilizzare anche un metodo *model based*;
    - se anche si facesse riferimento ai risultati ottenuti con il solo metodo *expert based*, l'introduzione della zona Calabria e lo spostamento dell'Umbria non sarebbero comunque implementabili con decorrenza 2019, in quanto siffatte revisioni della configurazione zonale richiederebbero in generale un significativo preavviso per consentire agli operatori coinvolti di adeguare le proprie modalità di partecipazione al mercato e per evitare di incidere su periodi con riferimento ai quali siano già state concluse transazioni rilevanti sui mercati; inoltre dette revisioni potrebbero avere impatti sulle attività di *settlement* e sulle prestazioni dell'algoritmo per la risoluzione del mercato del giorno prima per la cui valutazione sarebbe opportuno svolgere opportuni approfondimenti;
    - sarebbe quindi opportuno rinviare le decisioni in merito all'introduzione della zona Calabria e allo spostamento dell'Umbria, anche in esito all'adozione di un metodo *model based* e al completamento degli approfondimenti di cui al punto precedente;
  - con la deliberazione 386/2018/R/eel l'Autorità ha pertanto approvato, con decorrenza 1 gennaio 2019, la proposta di revisione della configurazione zonale presentata da Terna con la comunicazione 15 maggio 2018 (configurazione alternativa base) con esclusivo riferimento all'eliminazione dei poli di produzione, in quanto mera razionalizzazione e ratifica formale di uno stato di fatto già esistente (detti poli non risultavano separati dalla zona fisica adiacente da diverso tempo), con impatti minimi sul funzionamento del mercato.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- Terna, con la comunicazione 27 marzo 2018, ha inviato all’Autorità la proposta di metodologia per l’identificazione delle configurazioni zonali alternative con un metodo *model-based* prevedendo un periodo indicativo di 36 mesi per l’implementazione e la messa a disposizione dei risultati, decorrenti dall’approvazione della proposta stessa da parte degli Uffici dell’Autorità;
- stante la complessità della materia, gli Uffici dell’Autorità non hanno, ad oggi, fornito a Terna alcun riscontro in merito;
- lo spostamento dell’Umbria e l’introduzione della zona Calabria modificherebbero il perimetro delle aree di riferimento di cui all’articolo 6 del TIS di pertinenza della società e-distribuzione S.p.a. (di seguito: e-distribuzione) incluse nelle zone Centro Nord, Centro Sud e Sud, con significativo impatto sui valori del prelievo residuo di area;
- ai sensi del TIS, i coefficienti di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo non trattati su base oraria (di seguito: CRPP) sono determinati entro il 20 maggio di ciascun anno sulla base dei prelievi occorsi l’anno precedente; i coefficienti così determinati sono validi dal mese di giugno immediatamente successivo fino al mese di maggio dell’anno seguente;
- in coerenza con i criteri di cui al decreto 23 novembre 2007, le aree territoriali rilevanti per l’erogazione del servizio di salvaguardia (di seguito: aree territoriali per la salvaguardia) coincidono con l’insieme di una o più zone di mercato oppure con una porzione di una zona di mercato; tutti i punti di prelievo appartenenti alla medesima regione devono rientrare nella medesima area territoriale;
- con la deliberazione 485/2018/R/eel l’Autorità ha confermato per il biennio 2019-20 la composizione delle aree territoriali in cui erogare il servizio di salvaguardia in essere nel biennio precedente, in quanto coerente con il combinato disposto fra i criteri di cui al decreto 23 novembre 2007 e la configurazione zonale approvata con la deliberazione 386/2018/R/eel con decorrenza 1 gennaio 2019: in particolare le regioni Umbria, Toscana e Marche sono inserite nella medesima area territoriale, in quanto appartenenti alla medesima zona di mercato (Centro Nord); la regione Calabria costituisce, invece, una area territoriale a sé stante, come sottoinsieme della zona Sud;
- con la deliberazione 411/2018/R/eel, l’Autorità ha approvato la metodologia per il calcolo della capacità per la *Capacity Calculation Region Greece-Italy* (di seguito: metodologia *capacity calculation* GRIT) che comprende anche i confini fra le zone interne al territorio nazionale; detta metodologia, in coerenza con quanto disposto in materia dal Regolamento CACM, prevede:
  - la determinazione su base giornaliera dei limiti di transito fra le zone sulla base delle informazioni contenute nel modello comune della rete europea che, a sua volta, rappresenta la stima del funzionamento atteso della rete di trasmissione, come ipotizzata da ciascun gestore del sistema di trasmissione;

- il monitoraggio, ai fini del calcolo dei limiti di transito, degli elementi di rete che presentano un flusso di energia significativamente influenzato dagli scambi di energia fra le zone di mercato;
- l'implementazione del calcolo nel primo semestre 2020 per la capacità rilevante ai fini del mercato del giorno prima e nel secondo semestre 2020 per la capacità rilevante ai fini del mercato infragiornaliero.

**CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:**

- con l'avvio del *market coupling* sui confini Italia-Francia e Italia-Austria nell'ambito del progetto europeo *Multi Regional Coupling*, disposto con la deliberazione 45/2015/R/eel, la risoluzione del mercato del giorno prima è affidata all'algoritmo denominato *Euphemia* sviluppato nell'ambito del progetto volontario *Price Coupling of Regions* (di seguito: PCR); in tale algoritmo le offerte di acquisto sulle zone fisiche (regolate a prezzo unico nazionale ai sensi della deliberazione 111/06) sono configurate come un prodotto complesso specifico (denominato "*PUN Order*") gestito come una delle funzionalità dell'algoritmo stesso;
- al fine di preservare la capacità di *Euphemia* di pervenire effettivamente ad una soluzione nel tempo massimo prestabilito pari a 10 minuti, nell'ambito del PCR i *Nominated Electricity Market Operator* (di seguito: NEMO) hanno previsto che ogni richiesta di incremento dell'utilizzo delle funzionalità dell'algoritmo (siano esse legate all'incremento del numero di offerte relative ad uno specifico prodotto complesso o all'attivazione presso uno stato membro di uno specifico prodotto complesso) sia gestita tramite una apposita procedura di *Change Control*, con la quale i NEMO valutano l'impatto della richiesta stessa sulle prestazioni dell'algoritmo;
- nella proposta di implementazione della *MCO Function* (approvata da tutte le Autorità di regolazione dell'Unione Europea il 16 giugno 2017, come ratificato dall'Autorità con la deliberazione 467/2017/R/eel), l'algoritmo *Euphemia*, in quanto soluzione esistente, è stato indicato dai NEMO come base su cui sviluppare l'algoritmo di risoluzione del mercato del giorno prima (cosiddetto *Price Coupling Algorithm*) previsto dal Regolamento CACM;
- con la decisione 08-2018 ACER ha approvato la metodologia recante i requisiti per il *Price Coupling Algorithm*, confermando, in continuità con quanto già previsto per l'algoritmo *Euphemia*, il mantenimento di una specifica *Change Control Methodology* alla quale demandare il monitoraggio delle prestazioni dell'algoritmo e la valutazione delle richieste di utilizzo (attivazione o incremento) delle relative funzionalità;
- ai sensi della decisione 08-2018, i dettagli della *Change Control Methodology* di cui al punto precedente dovranno essere definiti dai NEMO entro il 1 agosto 2019 per trovare applicazione una volta approvati a livello europeo dalle autorità di regolazione; fino a quel momento le eventuali richieste di incremento delle funzionalità dell'algoritmo continueranno ad essere gestite secondo le procedure sviluppate nell'ambito del PCR;

- il prodotto *PUN Order* è stato confermato dalle autorità di regolazione fra i prodotti rilevanti ai fini del mercato del giorno prima e come tale inserito fra le funzionalità del *Price Coupling Algorithm*: la decisione in tal senso, adottata a livello europeo il 23 gennaio 2018 in ottemperanza a quanto previsto dal Regolamento CACM, è stata ratificata dall’Autorità con la deliberazione 53/2018/R/eel;
- l’introduzione della zona Calabria comporterebbe il passaggio da 6 a 7 zone fisiche con conseguente incremento del numero di offerte di acquisto (ossia delle offerte riferibili al prodotto *PUN Order*) sul mercato del giorno prima: per l’implementazione di detta modifica sarebbe, pertanto, necessario sottoporre una richiesta ufficiale di incremento della funzionalità *PUN Order* del *Price Coupling Algorithm* (di seguito: richiesta di incremento *PUN Order*) e attendere una valutazione positiva da parte dei NEMO.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- la regolazione *output-based* del servizio di trasmissione ha introdotto un meccanismo di incentivazione sperimentale alla realizzazione di capacità addizionale di trasporto fino a valori di capacità obiettivo;
- come indicato nelle deliberazioni 884/2017/R/eel e 129/2018/R/eel, le attività di Terna funzionali all’identificazione delle capacità di trasporto obiettivo e alla predisposizione del relativo rapporto sono strettamente correlate al processo di revisione della configurazione zonale;
- con la deliberazione 698/2018/R/eel l’Autorità, sulla scorta delle evidenze di cui al primo rapporto di identificazione delle capacità obiettivo predisposto da Terna, ha individuato i confini e le sezioni rilevanti per il meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale e ha determinato i relativi valori di capacità di trasporto di partenza e di capacità di trasporto obiettivo;
- lo spostamento dell’Umbria modificherebbe la localizzazione fisica della sezione Centro Nord – Centro Sud;
- secondo quanto disposto con la deliberazione 698/2018/R/eel, la seconda edizione del rapporto sulle capacità obiettivo è attesa entro il 30 settembre 2020, previa opportuna consultazione con gli operatori sulla metodologia per l’identificazione delle capacità obiettivo e sullo schema del rapporto stesso.

**RITENUTO CHE:**

- i primi risultati del metodo *model-based* per l’identificazione delle configurazioni zonali alternative a quella vigente possano essere ragionevolmente disponibili non prima di un paio di anni; pertanto, un processo di revisione della configurazione zonale, condotto nel rispetto del Regolamento CACM, basato sul sopraccitato metodo non potrà che essere completato su un orizzonte temporale di medio termine;
- nelle more della piena disponibilità del metodo *model-based* sia comunque opportuno migliorare l’attuale configurazione zonale sulla base delle evidenze relative alle configurazioni individuate con il metodo *expert based* già oggetto del report

conclusivo predisposto da Terna nell'ambito del processo di revisione 2018 e inviato all'Autorità con la comunicazione 15 maggio 2018; a tal proposito gli elementi puntuali, distinti per ogni scenario, contenuti nel sopracitato report conclusivo consentano di individuare nella configurazione alternativa base proposta da Terna nella comunicazione 15 maggio 2018 la migliore soluzione, fra quelle considerate, per gli orizzonti temporali di breve termine;

- la metodologia *capacity calculation* GRIT, con la quale saranno determinati i limiti di transito fra le zone a partire dall'anno 2020, offra le migliori prestazioni con riferimento a confini composti da un insieme predefinito di interconnessioni reali (quali quelle fra le zone fisiche) senza l'utilizzo di linee virtuali equivalenti (che caratterizzano, invece, i poli di produzione limitata);
- sia, pertanto, opportuno completare l'approvazione della configurazione alternativa base proposta da Terna nella comunicazione 15 maggio 2018, prevedendo lo spostamento dell'Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud e l'introduzione della zona Calabria con contestuale eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano e conseguente azzeramento delle zone virtuali;
- sia, altresì, opportuno prevedere che le modifiche di cui al punto precedente entrino in vigore contemporaneamente, al fine di evitare a tutti gli attori della filiera elettrica ripetuti aggiornamenti dei propri sistemi informatici e di gestione;
- uno spostamento dell'Umbria prima del 2021 abbia un impatto non trascurabile sull'erogazione del servizio di salvaguardia per l'area territoriale Toscana, Marche e Umbria, in quanto detta area si ritroverebbe ad afferire a due differenti zone di mercato (senza tuttavia esserne la somma): ciò risulterebbe da un lato in contrasto con i criteri previsti dal decreto 23 novembre 2007 e dall'altro costituirebbe un aggravio amministrativo per la società assegnataria del servizio di salvaguardia nella suddetta area territoriale;
- l'anno 2021 rappresenti altresì un orizzonte temporale adeguato all'introduzione della zona Calabria, la cui implementazione è subordinata ad una valutazione positiva da parte dei NEMO della richiesta di incremento *PUN Order*: a tal proposito sia necessario dare mandato alla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. (di seguito: GME) di sottoporre la suddetta richiesta secondo le tempistiche previste al riguardo dalle procedure di *Change Control* attualmente in vigore e/o in fase di predisposizione a seguito della decisione 08-2018), auspicando il completamento della relativa valutazione da parte dei NEMO in tempo utile per l'implementazione dal 2021;
- sia, pertanto, opportuno fissare la decorrenza delle modifiche alla configurazione zonale al 1 gennaio 2021, previa acquisizione di una valutazione positiva in merito alla richiesta di incremento *PUN Order*; a tal proposito GME mantiene aggiornata l'Autorità sulle tempistiche di presentazione e valutazione della suddetta richiesta.

**RITENUTO, ALTRESÌ, CHE:**

- i CRPP debbano essere calcolati sulla base della configurazione zonale vigente nel periodo cui essi si riferiscono;



- con lo spostamento dell'Umbria e l'introduzione della zona Calabria, a partire dai valori relativi a gennaio 2021, i CRPP dei punti di prelievo afferenti alle aree di riferimento di pertinenza di e-distribuzione nelle zone Centro Nord, Centro Sud e Sud e nella futura zona Calabria debbano essere determinati con riferimento alla nuova configurazione zonale; analogo perimetro di calcolo debba essere adottato per tutte le attività pertinenti il servizio di aggregazione delle misure, quali, ad esempio, la determinazione dei coefficienti di ripartizione del prelievo per gli utenti del dispacciamento (di seguito: CRPU) e le curve orarie di prelievo per i punti di prelievo trattati orari;
- ai fini di consentire una valutazione dei CRPP coerente con la nuova configurazione zonale sia necessario che le imprese distributrici abbiano a disposizione quantomeno una stima del prelievo residuo di area coerente con la suddetta nuova configurazione;
- sia, pertanto, opportuno dare mandato a e-distribuzione di provvedere, con riferimento agli anni 2019 e 2020, alla sopracitata stima secondo tempistiche che consentano il calcolo dei CRPP in tempi coerenti con il loro utilizzo ai fini delle attività di *settlement*, prevedendo, laddove ragionevole, deroghe rispetto alle normali scadenze previste al riguardo dal TIS;
- sia, altresì, opportuno prevedere la messa a disposizione dei dati stimati del prelievo residuo di area anche nei confronti degli utenti del dispacciamento, al fine di consentire loro di avere a disposizione una base dati adeguata a una efficace programmazione dei prelievi dei punti non trattati su base oraria ai sensi del TIS.

**RITENUTO, INFINE, CHE:**

- la seconda edizione del rapporto sull'identificazione delle capacità obiettivo sia redatta da Terna con riferimento alla nuova configurazione zonale risultante dal presente provvedimento;
- eventuali modifiche alle sezioni e ai valori delle capacità di trasporto di partenza e delle capacità di trasporto obiettivo, definiti dalla deliberazione 698/2018/R/eel, in particolare per la sezione Centro Nord – Centro Sud, la cui localizzazione fisica viene modificata in esito allo spostamento dell'Umbria, siano valutate dall'Autorità a valle della ricezione della seconda edizione del rapporto sopracitato

**DELIBERA**

1. di completare l'approvazione della proposta di revisione della configurazione zonale presentata da Terna con la comunicazione 15 maggio 2018 in esito al processo avviato dall'Autorità con la deliberazione 22/2018/R/eel, prevedendo lo spostamento dell'Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud e l'introduzione della zona Calabria con soppressione del polo di produzione limitata di Rossano;
2. di prevedere che la nuova configurazione zonale, di cui al precedente punto 1, abbia effetti dal 1 gennaio 2021, subordinatamente ad una valutazione positiva da parte dei

- NEMO della richiesta di incremento della funzionalità *Pun Order* del *Price Coupling Algorithm*, necessaria per far fronte al crescente numero di offerte di acquisto legato all'introduzione della nuova zona Calabria;
3. di dare mandato alla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a., in qualità di NEMO designato per l'Italia ai sensi degli articoli 4, 5 e 6 del Regolamento CACM, di avviare tutte le procedure per sottoporre la richiesta di incremento della funzionalità *Pun Order* di cui al precedente punto 2 secondo le tempistiche previste per tali richieste dalle procedure di *Change Control* attualmente in vigore e/o in fase di predisposizione a seguito della decisione 08-2018 adottata da ACER;
  4. di dare mandato alla società e-distribuzione S.p.a. di provvedere, relativamente agli anni 2019 e 2020, ad una stima del prelievo residuo di area per le aree di riferimento Centro Nord, Centro Sud, Sud e per la nuova area di riferimento relativa alla zona Calabria come risultanti dalla nuova configurazione zonale di cui al punto 1 del presente provvedimento, inviando i relativi dati alle imprese distributrici sottese relative alle suddette aree di riferimento e al Sistema Informativo Integrato secondo le seguenti tempistiche:
    - a) entro il 31 dicembre 2019 le stime relative al primo semestre 2019, basate sui dati relativi alla sessione SEM1;
    - b) entro il 28 febbraio 2020 le stime relative al secondo semestre 2019, basate sui dati utilizzati per il *settlement* mensile;
    - c) entro il 31 marzo 2020 le stime relative ai mesi di gennaio e febbraio 2020 basate sui dati utilizzati per il *settlement* mensile;
    - d) a partire da aprile 2020 (con riferimento a marzo 2020) e fino a gennaio 2021 (con riferimento a dicembre 2020), entro l'ultimo giorno di ciascun mese le stime relative al mese precedente, basate sui dati utilizzati per il *settlement* mensile;
    - e) entro il 31 luglio 2020 le stime relative all'anno 2019, aggiornate sulla base dei dati della sessione SEM2;
    - f) entro il 28 dicembre 2020 le stime relative al primo semestre 2020, aggiornate sulla base dei dati della sessione SEM1;
    - g) entro il 31 luglio 2021 le stime relative all'anno 2020, aggiornate sulla base dei dati della sessione SEM2;
  5. di prevedere che il Sistema Informativo Integrato metta a disposizione degli utenti del dispacciamento i dati ricevuti ai sensi del precedente punto 4 entro 2 giorni lavorativi dalla ricezione;
  6. di prevedere che, in deroga rispetto a quanto previsto dal TIS, le imprese distributrici, con riferimento ai punti di prelievo localizzati nelle aree di riferimento di pertinenza di e-distribuzione S.p.a. afferenti alle attuali zone Centro Nord, Centro Sud e Sud, calcolino:
    - a) entro il 20 maggio 2020 i CRPP del periodo giugno 2020 – dicembre 2020 sulla base della configurazione zonale attualmente vigente, utilizzando i dati messi a disposizione ai sensi del comma 38.2 del TIS;
    - b) entro il 20 novembre 2020 i CRPP del periodo gennaio 2021 – maggio 2021 sulla base della nuova configurazione zonale di cui al precedente punto 1, utilizzando

- le stime del prelievo residuo di area di cui al punto 4, lettera e) del presente provvedimento relative al primo semestre dell'anno 2019;
- c) entro il 20 maggio 2021, i CRPP del periodo giugno 2021 – maggio 2022 sulla base della nuova configurazione zonale di cui al punto 1 del presente provvedimento, utilizzando le stime del prelievo residuo di area di cui al precedente punto 4, lettera f) relative al primo semestre dell'anno 2020 e di cui al precedente punto 4, lettera d), relative al secondo semestre dell'anno 2020;
7. di prevedere che Terna rediga la seconda edizione del rapporto sull'identificazione delle capacità obiettivo di cui al punto 8 della deliberazione 698/2018/R/eel sulla base della nuova configurazione zonale di cui al punto 1 del presente provvedimento;
  8. di notificare il presente provvedimento a Terna S.p.a., Gestore dei Mercati Energetici S.p.a., Acquirente Unico S.p.a. ed e-distribuzione S.p.a.;
  9. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

19 marzo 2019

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*