

DELIBERAZIONE 12 LUGLIO 2018

386/2018/R/EEL

**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 1027^a riunione del 12 luglio 2018

- Premesso che l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) opera in regime di proroga, ai sensi della legge 64/2018;
- ritenuto il presente provvedimento atto di ordinaria amministrazione.

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;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione 111);
- il vigente Testo Integrato Settlement (di seguito: TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2014, 424/2014/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 29 ottobre 2015, 511/2015/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 4 agosto 2016, 461/2016/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2017, 496/2017/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2017, 598/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 598/2017/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 8 marzo 2018, 129/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 129/2018/R/eel);
- la decisione ACER 06-2016 del 17 novembre 2016 (di seguito: decisione ACER 06-2016);
- 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: prima comunicazione 27 marzo 2018);
- la comunicazione di Terna del 27 marzo 2018, prot. Autorità 10998 del 28 marzo 2018 (di seguito: seconda comunicazione 27 marzo 2018);
- il documento per la consultazione di Terna “Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo” di maggio 2018, pubblicamente disponibile sul sito di Terna;
- la comunicazione di Terna del 15 maggio 2018, prot. Autorità 15726 del 15 maggio 2018 (di seguito: comunicazione 15 maggio 2018);
- la comunicazione di Terna del 4 giugno 2018, prot. Autorità 17663 del 4 giugno 2018 (di seguito: comunicazione 4 giugno 2018);
- la comunicazione della società Gestore dei Servizi Energetici S.p.a. (di seguito: GSE) del 18 maggio 2018 (di seguito: comunicazione 18 maggio 2018).

CONSIDERATO CHE:

- il Regolamento CACM, entrato in vigore il 14 agosto 2015, ha introdotto alcune disposizioni inerenti la revisione delle configurazioni zonali dei mercati del giorno prima e infragiornalieri (di seguito: configurazioni zonali) cui devono conformarsi tutte le autorità di regolazione e tutti i gestori di rete (TSO) degli Stati membri dell’Unione Europea;
- in particolare, l’articolo 32(1) del Regolamento CACM prevede che la revisione della configurazione zonale possa essere avviata:
 - da ACER, sulla base delle risultanze contenute in un rapporto tecnico predisposto da ENTSO-E nell’ambito delle attività di valutazione della configurazione zonale vigente condotte da ACER ogni tre anni in ottemperanza all’articolo 34 del Regolamento CACM (articolo 32(1), lettera a));
 - da diverse autorità di regolazione, a seguito di una raccomandazione emessa da ACER (articolo 32(1), lettera b));
 - dai TSO appartenenti ad una specifica regione di calcolo della capacità, come approvate dalla Decisione ACER 06-2016 (articolo 32(1), lettera c));
 - da una singola autorità nazionale di regolazione (o dal TSO previa approvazione della corrispondente autorità di regolazione) purchè siano soggette a revisione solamente le zone di mercato localizzate nell’area di controllo del TSO nazionale, la corrispondente configurazione zonale

- incida in modo trascurabile sulle aree di controllo dei TSO confinanti e la revisione della configurazione zonale risulti necessaria per migliorare l'efficienza del mercato o preservare l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico (articolo 32(1), lettera d));
- dagli Stati Membri dell'unione appartenenti ad una specifica regione di calcolo della capacità (articolo 32(1), lettera e));
 - l'articolo 33 del Regolamento CACM prevede che la revisione della configurazione zonale sia basata su scenari definiti su un orizzonte temporale decennale e tenga in considerazione un insieme minimo di criteri, raggruppabili in tre distinti gruppi inerenti, rispettivamente:
 - la capacità della configurazione zonale di garantire l'esercizio in sicurezza della rete di trasmissione;
 - l'impatto della nuova configurazione zonale sull'efficienza complessiva del mercato, ivi inclusa una valutazione sui costi di transizione e implementazione delle nuove configurazioni;
 - la stabilità e la robustezza nel tempo della nuova configurazione zonale;
 - ai sensi dell'articolo 32(4) del Regolamento CACM, la revisione si articola in due distinte fasi:
 - nella prima fase i TSO identificano l'insieme delle configurazioni zonali alternative a quella in vigore che ritengono opportuno esaminare e sviluppano una metodologia di analisi delle configurazioni zonali coerente con i criteri di cui all'articolo 33 del CACM; le configurazioni zonali alternative e la metodologia di analisi sono inviate alle competenti autorità di regolazione che possono richiedere modifiche o integrazioni entro tre mesi dal ricevimento (di seguito: prima fase della revisione);
 - nella seconda fase le configurazioni zonali alternative e la configurazione zonale in vigore sono valutate, dai TSO, sulla base della metodologia di analisi di cui al precedente alinea; sono previsti una consultazione pubblica con gli *stakeholders* e un seminario pubblico (consultazione e seminario sono facoltativi in caso di impatto trascurabile sulle aree di controllo dei TSO confinanti); entro 15 mesi dall'avvio formale del processo di revisione, i TSO propongono la nuova configurazione zonale (o il mantenimento della configurazione zonale in vigore) alle competenti autorità di regolazione che si esprimono in merito entro sei mesi dal ricevimento della suddetta proposta (di seguito: seconda fase della revisione).
 - nell'ambito del processo di revisione, 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* (di seguito: PTDF) che rappresenta l'impatto su ciascuna infrastruttura critica dell'immissione in ciascun nodo della rete.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con la deliberazione 22/2018/R/eel l'Autorità ha avviato formalmente il processo di revisione della configurazione zonale valevole per il territorio nazionale ai sensi dell'articolo 32(1), lettera d), del Regolamento CACM, fissandone le relative tempistiche; in particolare è stato previsto:
 - l'utilizzo di sole configurazioni zonali identificate tramite il metodo *expert-based*;
 - una consultazione pubblica a cura di Terna con relativo seminario pubblico aperto agli operatori;
 - l'invio da parte di Terna all'Autorità entro il 15 maggio 2018 della proposta della nuova configurazione zonale, identificata anche tenendo conto delle osservazioni pervenute in esito alla consultazione di cui al precedente punto;
 - una successiva decisione da parte dell'Autorità in merito alla proposta sopra citata;
- con la comunicazione 15 maggio 2018 Terna:
 - ha fornito il report conclusivo della revisione delle configurazioni zonali, contenente i risultati dell'analisi svolta; l'analisi, in particolare, è stata svolta 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 al regolamento CACM sono stati definiti opportuni indicatori sintetici che sono stati utilizzati per confrontare fra loro le varie configurazioni zonali proposte (compreso il confronto con la configurazione zonale attualmente vigente); configurazioni zonali, indicatori sintetici, scenari e risultati sono stati oggetto della consultazione pubblica;
 - ha inviato il dettaglio delle risposte inviate dagli operatori in esito alla consultazione pubblica, con le proprie valutazioni in merito;
 - 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 viene, quindi, proposta in sostituzione della configurazione zonale attualmente vigente; risultati positivi, seppur meno ottimali rispetto alla configurazione alternativa base sono associati anche alla configurazione zonale denominata “Arera” (di seguito: configurazione Arera);
- 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, la configurazione alternativa base prevede:
 - l’eliminazione dei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Priolo (di seguito: eliminazione dei poli di produzione non congestionati) 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, attualmente afferenti al polo di Foggia, che verrebbero spostati nella zona Centro Sud - tale modifica è giustificata dal fatto che tali poli di produzione 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 e favorendo una corretta attribuzione zonale delle immissioni e/o dei prelievi;
 - 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;
 - rispetto alla configurazione vigente, la configurazione Arera prevede, invece, solamente l’eliminazione dei poli di produzione non congestionati e lo spostamento dell’Umbria, mentre non prevede modifiche relativamente al polo di Rossano; tale configurazione è stata esplicitamente proposta dagli uffici dell’Autorità per evitare la modifica del numero delle zone fisiche che potrebbe portare a potenziali complicazioni nell’ambito dell’algoritmo di risoluzione del mercato del giorno prima di cui all’articolo 37 del Regolamento CACM;
 - nell’ambito della consultazione pubblica Terna ha valutato altresì una configurazione denominata “a 2 zone continentali” (di seguito: configurazione a due zone continentali), basata sull’accorpamento in un’unica zona delle attuali zone Centro Nord, Centro Sud, Sud e dei poli di produzione di Rossano, Brindisi e

Foggia; tale configurazione potrebbe risultare quella ottimale per gli scenari di medio termine, mentre non risulterebbe adeguata per gli scenari di breve termine;

- in esito alla consultazione pubblica la maggioranza degli operatori ha espresso la propria contrarietà rispetto alla configurazione alternativa base, soprattutto con riferimento all'introduzione della zona Calabria che rappresenterebbe una modifica significativa dell'assetto del mercato; gli operatori sarebbero, invece, favorevoli al mantenimento in essere della configurazione zonale attuale fino al 2025, con introduzione da tale data della configurazione a 2 zone continentali al fine di migliorare la liquidità del mercato e promuovere la concorrenza; in alternativa gli operatori ritengono opportuno valutare l'adozione della configurazione Arera, con effetti non antecedenti al 2021 per lasciare il tempo necessario per adeguarsi alla nuova suddivisione in zone;
- nell'ambito della consultazione pubblica Terna ha lanciato altresì una *survey* finalizzata a raccogliere dagli operatori elementi relativi ai costi di transizione e di implementazione delle nuove configurazioni zonali: tale dato rappresenta, infatti, uno dei criteri previsti dall'articolo 33 del Regolamento CACM, relativi all'efficienza del mercato; i dati raccolti da Terna non *“sono stati tuttavia tali da delineare un quadro sufficientemente robusto da poter consentire la creazione di un indicatore ad hoc”* da utilizzarsi ai fini dell'analisi;
- con comunicazione 18 maggio 2018 il GSE ha inviato le proprie valutazioni in merito, evidenziando a proprio carico costi di transizione fino a 700.000 euro (dipendenti dall'effettiva configurazione zonale che sarà implementata) e tempi di implementazione non inferiori a sei mesi.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- lo spostamento dell'Umbria e l'introduzione della zona Calabria richiedono il ricalcolo dei valori storici del prelievo residuo di area con riferimento alla nuova configurazione zonale al fine di fornire agli utenti del dispacciamento dati adeguati per la programmazione dei prelievi delle utenze profilate; tale ricalcolo sarebbe di competenza delle imprese distributrici di riferimento con pubblicazione delle informazioni a cura dell'Acquirente Unico;
- le tempistiche necessarie per il ricalcolo di cui al precedente alinea non sono ancora definite;
- la metodologia per l'algoritmo di risoluzione del mercato del giorno prima redatta ai sensi dell'articolo 37 del Regolamento CACM non è ancora stata approvata: dopo una prima richiesta di emendamenti (inviata dall'Autorità a Terna con la delibera 598/2017/R/eel), le Autorità di regolazione hanno ritenuto opportuno demandare la decisione ad ACER. Tale decisione, ad oggi, non è stata assunta;
- stante le bozze rese disponibili nell'ambito delle relative consultazioni pubbliche, occorre approfondire le modalità con le quali l'algoritmo di risoluzione del mercato del giorno prima di cui al punto precedente possa gestire l'incremento del numero delle offerte di tipo *“Pun Orders”* che deriverebbe dall'introduzione sul mercato nazionale di una ulteriore zona fisica quale la Calabria.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- Terna con la prima comunicazione 27 marzo 2018 ha inviato all’Autorità la proposta di metodologia per l’identificazione delle configurazioni zonali alternative con un approccio *model-based*;
- Terna, con la seconda comunicazione 27 marzo 2018, ha inviato all’Autorità gli esiti della revisione delle configurazioni zonali relativamente ad una porzione della rete europea comprendente Francia, Belgio, Olanda, Lussemburgo, Germania, Austria, Italia zona Nord, Ungheria, Repubblica Ceca, Slovacchia, Polonia e Danimarca, avviata da ACER ai sensi dell’articolo 32(1), lettera a), del Regolamento CACM: sulla base dei risultati ottenuti “*non sussistono sufficienti elementi per proporre un cambiamento della configurazione zonale attuale nell’area geografica di interesse*”.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- come indicato nelle deliberazioni 884/2017/R/eel e 129/2018/R/eel, il processo di revisione delle configurazioni zonali è strettamente correlato alle attività di Terna in materia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo tra le zone e al relativo rapporto di Terna previsto dal punto 3 della deliberazione 884/2017/R/eel;
- la regolazione *output-based* per il servizio trasmissione ha introdotto un meccanismo di incentivazione sperimentale alla realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto fino a valori di capacità obiettivo;
- nell’ambito del processo di identificazione delle capacità obiettivo, in attuazione delle disposizioni dell’Autorità, Terna ha pubblicato il documento “*Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo*” e lo ha sottoposto a pubblica consultazione nel mese di maggio 2018;
- nel corso della consultazione, Terna ha organizzato un seminario pubblico il 29 maggio 2018, durante il quale numerosi partecipanti hanno discusso ed evidenziato la complessità della definizione delle capacità di trasporto obiettivo, nonché del trattamento delle incertezze e dei diversi scenari di sviluppo del sistema elettrico;
- Terna, con la propria comunicazione 4 giugno 2018, ha trasmesso all’Autorità una sintesi delle osservazioni formulate dai soggetti interessati nell’ambito del processo di consultazione del documento recante la metodologia di identificazione delle capacità obiettivo, nonché alcune prime controdeduzioni di Terna alle osservazioni formulate;
- fra le osservazioni degli operatori è emersa la richiesta di effettuare una consultazione anche relativamente al rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo (ulteriore a quella già effettuata sul documento metodologico).

RITENUTO CHE:

- sebbene il rapporto conclusivo, redatto da Terna e allegato alla comunicazione 15 maggio 2018, evidenzia l’opportunità di rivedere l’attuale configurazione zonale, sostituendola con la configurazione alternativa base o con la configurazione Arera

(essendo, queste due, le configurazioni con le performance migliori negli scenari di breve termine), non è possibile escludere che si possa pervenire a risultati migliori, nel momento in cui sarà possibile utilizzare anche un approccio *model based*;

- se anche si facesse riferimento ai risultati ottenuti con il solo approccio *expert based*, l'introduzione della zona Calabria e lo spostamento dell'Umbria non possano essere in ogni caso implementabili con decorrenza 2019, in quanto sono ancora pendenti gli approfondimenti relativi al ricalcolo dei dati storici del prelievo residuo di area e, nel caso dell'introduzione della nuova zona Calabria, non è ancora quantificabile il potenziale impatto derivante dall'utilizzo dei prodotti di tipo "Pun Orders" nell'ambito dell'algoritmo di risoluzione del mercato del giorno prima redatto ai sensi dell'Articolo 37 del Regolamento CACM; peraltro, revisioni significative dell'attuale configurazione zonale quali quelle qui prospettate richiederebbero 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;
- l'eliminazione dei poli di produzione possa, di contro, essere implementata in tempi brevi, in quanto già allo stato attuale detti poli non sono mai separati, in esito ai mercati dell'energia, dalla zona fisica adiacente; tale modifica rappresenta quindi un atto di ordinaria amministrazione, in quanto costituisce un adeguamento formale ad una situazione di fatto, con impatti minimi sul funzionamento del mercato;
- sia pertanto opportuno approvare la proposta di revisione della configurazione zonale presentata da Terna con la comunicazione 15 maggio 2018 con riferimento esclusivo all'eliminazione dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo, con effetti dall'1 gennaio 2019, rinviando le decisioni in merito a ulteriori eventuali revisioni della struttura zonale anche in esito all'adozione di un approccio *model based*;
- sia opportuno, in ragione della complessità emersa ed evidenziata nel corso del processo di consultazione sulla relativa metodologia, prevedere una posticipazione del termine per Terna per l'invio del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo da sottoporre a consultazione pubblica;
- sia opportuno prevedere inoltre la consultazione pubblica del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, come richiesto da alcuni partecipanti alla consultazione sul documento di metodologia

DELIBERA

1. di approvare la 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 con riferimento esclusivo all'eliminazione dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo;

2. di prevedere che la nuova configurazione zonale di cui al punto 1 abbia effetti dall'1 gennaio 2019;
3. di posticipare al 10 settembre 2018 il termine per la trasmissione all'Autorità dello schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, di cui al punto 3 della deliberazione 884/2017/R/eel;
4. di prevedere che Terna, contestualmente all'invio all'Autorità dello schema di rapporto di cui al punto precedente, avvii in parallelo:
 - a) la consultazione dei soggetti interessati su tale schema di rapporto, per una durata di almeno tre settimane;
 - b) le verifiche esterne indipendenti sul rapporto di identificazione delle capacità obiettivo ai sensi del comma 40.5 della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione;
5. di prevedere che Terna proceda entro il 20 ottobre 2018 all'invio all'Autorità del rapporto finale di identificazione delle capacità obiettivo e delle valutazioni e contro-osservazioni di Terna sui commenti ricevuti in sede di consultazione;
6. di notificare il presente provvedimento a Terna S.p.a.;
7. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

12 luglio 2018

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni