

**DELIBERAZIONE 28 GIUGNO 2017  
496/2017/R/EEL**

**DISPOSIZIONI IN MERITO ALLA REVISIONE DELLA SUDDIVISIONE DELLA RETE  
RILEVANTE IN ZONE**

**L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS  
E IL SISTEMA IDRICO**

Nella riunione del 28 giugno 2017

**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, 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 per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità), 9 giugno 2006, 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione 111);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2014, 424/2014/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 29 ottobre 2015, 511/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 511/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2016, 461/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 461/2016/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2016, 800/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 800/2016/R/eel);
- il vigente Testo Integrato per il Monitoraggio del Mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: TIMM);
- la comunicazione della società Terna S.p.a. (di seguito: Terna) dell'1 febbraio 2017, prot. Autorità 3836 dell'1 febbraio 2017 (di seguito: comunicazione 1 febbraio 2017);
- la comunicazione dell'Ufficio Speciale Regolazione Euro-unitaria del 4 maggio 2017, prot. Autorità 16522 del 5 maggio 2017 (di seguito: comunicazione 4 maggio 2017);

- la comunicazione di Terna del 25 maggio 2017, prot. Autorità 18984 del 29 maggio 2017 (di seguito: comunicazione 29 maggio 2017);
- la comunicazione della Direzione Mercati 5 giugno 2017, prot. Autorità 19688 del 5 giugno 2017 (di seguito: comunicazione 5 giugno 2017).

**CONSIDERATO CHE:**

- il Regolamento CACM, entrato in vigore il 14 agosto 2015, ha introdotto alcune disposizioni inerenti il riesame delle configurazioni zonali dei mercati del giorno prima e infragiornalieri (di seguito: configurazioni zonali) cui devono conformarsi tutte le autorità di regolamentazione e tutti i gestori di rete (TSO) degli Stati membri dell'Unione Europea;
- in particolare, con riferimento alle configurazioni zonali che interessano un solo Stato membro, l'articolo 32, comma 1, lettera d) del Regolamento CACM consente all'autorità nazionale di regolazione (o al TSO previa approvazione della corrispondente autorità di regolazione) di avviare la revisione della configurazione delle zone di mercato nel rispetto delle seguenti condizioni:
  - 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;
  - la revisione della configurazione zonale risulti necessaria per migliorare l'efficienza del mercato o preservare l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico;
- 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;
  - la stabilità e la robustezza nel tempo della nuova configurazione zonale;
- ai sensi dell'articolo 32, comma 4, del Regolamento CACM, il processo di revisione si articola in due distinte fasi:
  - nella prima fase i TSO sviluppano una metodologia di analisi coerente con i criteri di cui all'articolo 33 del CACM e identificano l'insieme delle configurazioni zonali alternative a quella in vigore che ritengono opportuno esaminare; la metodologia e le configurazioni zonali alternative sono inviate alle competenti autorità di regolazione che possono richiedere modifiche o integrazioni entro tre mesi dal ricevimento;
  - nella seconda fase le configurazioni zonali alternative e la configurazione zonale in vigore sono valutate, dai TSO, sulla base della metodologia di

cui al precedente alinea; 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;

- ai sensi dell'articolo 34 del Regolamento CACM, Entso-E, su richiesta dell'Agency for the Cooperation of Energy Regulators (di seguito: ACER), redige con cadenza triennale un rapporto tecnico sulla configurazione zonale in vigore recante almeno le informazioni specificate all'articolo 34, comma 2, del Regolamento stesso;
- il Regolamento CACM fissa le disposizioni minime a cui devono conformarsi tutti gli Stati membri dell'Unione Europea: ciascuna Autorità di regolazione può prevedere tempistiche e modalità più stringenti, qualora consentito dal relativo ordinamento nazionale.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- ai sensi dell'articolo 15 della deliberazione 111, Terna definisce la configurazione zonale per un periodo di durata non inferiore a tre anni sulla base di criteri che riguardano esclusivamente la presenza di congestioni sulla rete di trasmissione nazionale nelle condizioni di funzionamento ritenute più frequenti, ossia sulla base di un sottoinsieme dei criteri previsti dal regolamento CACM;
- nelle more dell'implementazione da parte di Terna di una metodologia di valutazione delle configurazioni zonali che tenga conto di tutti i criteri di cui al Regolamento CACM, l'Autorità, con le deliberazioni 511/2015/R/eel e 461/2016/R/eel, ha prorogato fino al 31 dicembre 2017 la validità della configurazione zonale in vigore nell'anno 2015;
- con la deliberazione 461/2016/R/eel, l'Autorità ha altresì avviato alcune attività di carattere prodromico finalizzate alla definizione della configurazione zonale per il triennio 2018-2020, chiedendo a Terna di inviare entro il 31 gennaio 2017:
  - l'elenco delle configurazioni zonali alternative a quella in vigore che si intende analizzare nell'ambito del processo di revisione;
  - la metodologia di analisi delle configurazioni zonali aggiornata per tenere conto di tutti i criteri previsti dal Regolamento CACM;
  - una relazione tecnica riportante gli esiti delle valutazioni delle configurazioni zonali in vigore e alternative, condotte secondo la metodologia di analisi sopraccitata;
- con la comunicazione 1 febbraio 2017, Terna ha inviato l'elenco delle configurazioni zonali alternative e la descrizione della metodologia di analisi coerente con tutti i criteri di cui all'articolo 33 del Regolamento CACM, specificando, tuttavia, che i risultati delle simulazioni sarebbero stati disponibili solamente entro la fine del mese di agosto dell'anno corrente, in quanto la nuova metodologia di analisi richiede l'implementazione *ex novo* di un approccio di natura probabilistica per la definizione tramite metodi probabilistici tipo Monte Carlo degli

scenari da utilizzare nell'ambito delle simulazioni dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento;

- con la medesima comunicazione Terna ha altresì chiarito che le tempistiche di implementazione di una configurazione zonale alternativa a quella in vigore variano fra 4 e 8 mesi successivi all'approvazione della configurazione stessa da parte dell'Autorità;
- con la comunicazione 4 maggio 2017 l'Ufficio Speciale Regolazione Euro-unitaria ha richiesto a Terna di fornire alcune precisazioni in merito agli scenari che saranno utilizzati ai fini dell'analisi (inviata dalla medesima Terna con la comunicazione 25 maggio 2017) e di includere nelle valutazioni una ulteriore configurazione zonale rispetto a quelle inizialmente proposte; a tal fine, l'invio degli esiti delle valutazioni, ivi incluse quelle relative alla configurazione zonale richiesta dall'Autorità, è stato differito di un mese, vale a dire al 30 settembre 2017.

#### **CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- in coerenza con la prassi attuata dai TSO e con le attività svolte nel progetto di revisione delle configurazioni zonali portato avanti da Entso-E, l'identificazione delle configurazioni zonali, come altresì chiarito da Terna nella comunicazione 1 febbraio 2017, può essere condotta tramite due distinti metodi:
  - metodo denominato *expert-based*: sulla base del 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;
  - metodo denominato *model-based*: sulla base del quale si individuano le configurazioni zonali come aggregati di nodi sulla base di logiche di clustering che valutano l'omogeneità all'interno della medesima zona di mercato di grandezze quali, ad esempio, i prezzi nodali dell'energia elettrica;
- con la comunicazione 1 febbraio 2017 Terna ha specificato di aver individuato le configurazioni zonali alternative a quella in vigore esclusivamente sulla base di un metodo *expert-based*, rinviando, in ragione delle complessità implementative e delle tempistiche a disposizione, l'applicazione di approcci di tipo *model-based* alle eventuali future revisioni della configurazione zonale;
- con la comunicazione 4 maggio 2017 l'Ufficio Speciale Regolazione Euro-Unitaria ha precisato che per le successive revisioni occorrerà basarsi su approcci *model-based* che partano dai singoli nodi rilevanti della rete di trasmissione nazionale; a tal proposito è stato richiesto a Terna di inviare entro il 28 febbraio 2018 una proposta di metodologia aggiornata recante gli strumenti e le analisi che Terna intende utilizzare per tale attività;
- ai fini del monitoraggio del mercato dell'energia elettrica, Terna progetta, realizza e manutiene un simulatore del mercato per il servizio di dispacciamento in fase di programmazione (cfr. comma 3.5bis del TIMM) e un registro dei nodi rilevanti della rete di trasmissione nazionale (cfr. comma 3.5quater del TIMM) per ciascuno dei

quali deve essere determinato il prezzo nodale marginale (cfr. comma 6.3, lettera jj), del TIMM);

- con la comunicazione 5 giugno 2017 la Direzione Mercati, sulla base delle indicazioni dell'Autorità, ha concesso a Terna una proroga fino al 31 ottobre 2017 per l'invio della metodologia di determinazione dei prezzi nodali marginali prevista dalla deliberazione 800/2016/R/eel.

**RITENUTO CHE:**

- la nuova configurazione zonale debba essere messa a disposizione degli operatori di mercato con congruo anticipo rispetto alla sua entrata in vigore (al più tardi entro la metà di agosto dell'anno precedente, per una decorrenza dall'1 gennaio, in coerenza con le tempistiche previste dall'articolo 15 della deliberazione 111);
- le tempistiche di messa a disposizione degli esiti delle valutazioni delle configurazioni zonali, come illustrato sopra, siano, pertanto, incompatibili con l'adozione della nuova configurazione zonale con decorrenza 1 gennaio 2018;
- sia, quindi, necessario prorogare la validità della configurazione zonale attualmente in vigore per tutto l'anno 2018, considerato anche che una eventuale modifica della configurazione zonale in corso d'anno risulterebbe inopportuna in quanto avrebbe un impatto significativo sui contratti stipulati dagli utenti del dispacciamento con i clienti finali (lato prelievo) e con i produttori (lato immissione);
- sia altresì opportuno, nell'ottica di garantire agli operatori la certezza del processo regolatorio:
  - identificare fin da ora le principali tempistiche con cui l'Autorità intende procedere per addivenire all'adozione della configurazione zonale a valere dell'anno 2019 in coerenza con quanto disposto in materia dall'articolo 32 del Regolamento CACM: in particolare Terna dovrà inviare gli esiti delle simulazioni entro il 30 settembre 2017 e l'Autorità valuterà se avviare il processo formale di revisione della configurazione zonale entro il 31 dicembre 2017; una decisione in merito alla configurazione zonale a valere per l'anno 2019 sarà adottata entro il 31 luglio 2018;
  - precisare che il periodo di validità della nuova configurazione zonale sarà definito contestualmente all'approvazione della stessa da parte dell'Autorità;
- sia, infine, opportuno, in linea con quanto previsto a livello europeo dall'articolo 34 del Regolamento CACM, dare mandato a Terna di inviare all'Autorità con cadenza annuale un rapporto sulla configurazione zonale in vigore recante, almeno, le medesime informazioni previste per il report tecnico redatto da Entso-E e elencate all'articolo 34, comma 2, del Regolamento stesso.

#### **RITENUTO, INOLTRE, CHE:**

- nell'ambito del processo di revisione delle zone di mercato debbano essere valutate sia configurazioni zonali di tipo *expert-based* basate sull'evoluzione di quella in vigore (in funzione delle evidenze di mercato e dell'esercizio della rete di trasmissione) sia configurazioni zonali di tipo *model-based* costruite *ex-novo* come aggregati dei nodi rilevanti della rete di trasmissione nazionale (al fine di poter identificare efficacemente i confini delle zone in funzione delle effettive congestioni occorse nel sistema);
- il valore dell'energia scambiata in tempo reale in ciascun nodo rilevante della rete di trasmissione nazionale (di cui il prezzo nodale marginale come definito ai sensi del comma 6.3, lettera jj), del TIMM rappresenta una adeguata stima) costituisca un efficace indicatore della presenza di congestioni sulla rete di trasmissione nazionale sia con riferimento all'interfaccia fra le varie zone di mercato (congestioni inter-zona) sia con riferimento alle criticità all'interno di ciascuna zona (congestioni intra-zona);
- l'utilizzo di un metodo *model-based* basato sull'aggregazione dei nodi aventi prezzi nodali marginali omogenei consenta, pertanto, di identificare configurazioni zonali alternative a quella in vigore con confini più aderenti alle congestioni presenti sul sistema elettrico;
- nelle more dello sviluppo da parte di Terna di una metodologia per la determinazione dei prezzi nodali marginali in coerenza con quanto previsto dal TIMM, come modificato dalla deliberazione 800/2016/R/eel, e ribadito nella comunicazione 5 giugno 2017, sia comunque possibile limitare la valutazione alle sole configurazioni zonali di tipo *expert-based*;
- ai fini delle valutazioni da condurre ai sensi dei criteri di cui all'articolo 33 del Regolamento CACM, Terna sia tenuta ad avvalersi degli strumenti già previsti dalla normativa vigente ed, in particolare, del simulatore del mercato per il servizio di dispacciamento nella fase di programmazione di cui al comma 3.5bis del TIMM

#### **DELIBERA**

1. di prorogare per l'intero anno 2018 la configurazione zonale in vigore;
2. di prevedere che, al fine di consentire all'Autorità di valutare sull'opportunità di un avvio formale del processo di revisione della configurazione zonale ai sensi dell'articolo 32, comma 1, lettera d), del Regolamento CACM, Terna invii all'Autorità entro il 30 settembre 2017:
  - a) gli esiti delle simulazioni condotte secondo la metodologia di analisi descritta nella comunicazione 1 febbraio 2017 fornendo, oltre ad indicatori di natura sintetica coerenti con i criteri di cui all'articolo 33 del Regolamento CACM, ogni elemento di dettaglio utile alla comprensione dell'efficacia delle configurazioni

zonalmente proposte e in particolare per ciascuno degli scenari di tipo Monte Carlo considerati:

- i. la distribuzione del fabbisogno di energia elettrica tra le diverse zone di mercato e per ciascun nodo rilevante della rete di trasmissione nazionale;
  - ii. la distribuzione della produzione di energia elettrica tra le diverse zone di mercato e per ciascun nodo rilevante della rete di trasmissione nazionale, fornendo, se ritenuto necessario, una classificazione per fonte/tecnologia;
  - iii. gli elementi di input e gli esiti del mercato del giorno prima in termini di prezzi zonalmente, offerte presentate e offerte accettate per ciascuna unità di produzione;
  - iv. ulteriori elementi di input utilizzati per la simulazione del mercato per il servizio di dispacciamento (es. fabbisogni di riserva, offerte presentate e vincoli tecnici delle unità abilitate etc.);
  - v. le quantità movimentate nell'ambito del mercato per il servizio di dispacciamento e relativi prezzi di attivazione;
  - vi. l'elenco delle linee congestionate;
- b) una relazione dettagliata inerente le attività e le tempistiche necessarie per l'implementazione di ciascuna delle configurazioni zonalmente alternative;
3. di considerare accettabile, ai fini delle valutazioni da inviare ai sensi del punto 2, lettera a), l'identificazione delle configurazioni zonalmente sulla base del solo metodo *expert-based*, come descritto da Terna nella metodologia inviata con la comunicazione 1 febbraio 2017, in quanto non risulta ancora implementata la determinazione dei prezzi nodali marginali di cui al comma 6.3, lettera jj), del TIMM;
  4. di prevedere che Terna rediga e invii all'Autorità entro il 28 febbraio 2018 una proposta di determinazione delle configurazioni zonalmente con metodo *model-based*, che vada ad aggiungersi all'identificazione delle configurazioni zonalmente tramite un approccio *expert-based*: tale metodologia deve prevedere l'aggregazione in zone di mercato dei nodi rilevanti della rete di trasmissione nazionale contenuti nel registro di cui al comma 3.5quater del TIMM, sulla base di logiche di *clustering* che tengano conto del valore assunto dai prezzi nodali marginali;
  5. di prevedere che a partire dall'anno 2019 Terna invii entro il 30 giugno di ogni anno all'Autorità un rapporto sulla configurazione zonale in vigore recante almeno le informazioni di cui all'articolo 34, comma 2, del Regolamento CACM, relative al perimetro nazionale;
  6. di notificare il presente provvedimento a Terna S.p.A.;
  7. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

28 giugno 2017

IL PRESIDENTE  
Guido Bortoni