

**DELIBERAZIONE 7 AGOSTO 2014  
424/2014/R/EEL**

**PROROGA DELLA VALIDITÀ DELLA SUDDIVISIONE DELLA RETE RILEVANTE IN ZONE IN  
VIGORE PER IL TRIENNIO 2012-2014 ALL'ANNO 2015**

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

Nella riunione del 7 agosto 2014

### **VISTI:**

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- il regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (di seguito: regolamento CE 1228/03);
- il regolamento (CE) n. 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, che istituisce l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER);
- il regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- le linee guida di ACER sull'allocazione della capacità e gestione delle congestioni – “Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity”, pubblicate il 29 luglio 2011 (di seguito: *CACM Framework Guidelines*);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche ed integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009, recante “Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico, ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 2/09, nonché per l'evoluzione dei mercati a termine organizzati e il rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici”;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 29 aprile 2005, n. 79/05;

- la deliberazione dell’Autorità 23 febbraio 2006, n. 39/06;
- l’allegato A alla deliberazione dell’Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell’Autorità 6 giugno 2014, 265/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 265/2014/R/eel);
- il documento per la consultazione 24 luglio 2014, 356/2014/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 356/2014/R/eel);
- il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza di cui all’art.1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di Rete);
- le conclusioni del Consiglio Europeo del 4 febbraio 2011, n. EUCO 2/1/11 (di seguito: conclusioni del Consiglio Europeo 4 febbraio 2011);
- la comunicazione della società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) del 9 luglio 2014, prot. Autorità 19268 del 10 luglio 2014 (di seguito: comunicazione 10 luglio 2014);
- la comunicazione della Direzione Mercati dell’Autorità (di seguito: DMEG) del 29 luglio 2014, prot. Autorità 21425 in pari data (di seguito: nota 29 luglio 2014);
- la comunicazione della società Terna S.p.A. (di seguito Terna) del 4 agosto 2014, prot. Autorità 22078 del 5 agosto 2014 (di seguito: comunicazione 5 agosto 2014).

**CONSIDERATO CHE:**

- il regolamento CE 1228/03, ora abrogato e sostituito dal regolamento CE 714/09, ha istituito 7 Iniziative Regionali Europee, con l’obiettivo di promuovere la formazione di mercati integrati a livello regionale per il settore dell’energia elettrica;
- le *CACM Framework Guidelines* identificano nel meccanismo di asta implicita (di seguito: *market coupling*) il modello di riferimento da applicare per l’allocazione e valorizzazione della capacità di interconnessione nell’ambito del mercato del giorno prima (di seguito: MGP), prevedendo altresì che, al fine di implementare tale meccanismo, si proceda, ove necessario, ad armonizzare le tempistiche dei mercati del giorno prima operanti nei diversi Stati membri;
- il *market coupling*, già attivo dal 1 gennaio 2011, con riferimento alla sola frontiera con la Slovenia, consentendo di integrare l’allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione con l’allocazione dei diritti a immettere e prelevare energia per il tramite dei mercati elettrici del giorno prima, migliorerà l’efficienza nell’uso della capacità di interconnessione nelle frontiere italiane con l’estero in cui oggi è ancora adottato il meccanismo di asta esplicita;
- nel 2009 è stato avviato, su base volontaria, il progetto *Price Coupling of Regions* (di seguito: PCR) avente a oggetto la collaborazione tra borse elettriche europee per sviluppare un’unica soluzione di *market coupling* - ivi incluso un unico algoritmo di risoluzione del mercato - finalizzata al calcolo dei prezzi dell’energia elettrica in tutta Europa e all’allocazione implicita della capacità di interconnessione tra zone d’offerta nel MGP;

- le conclusioni del Consiglio Europeo 4 febbraio 2011, in linea con la *road-map* di ACER e con gli impegni presi nell'ambito delle Iniziative Regionali Europee, indicano il 2014 come scadenza per il completamento del processo di accoppiamento dei mercati elettrici del giorno prima su tutte le frontiere europee;
- al fine di rispettare il suddetto obiettivo temporale è stato avviato un progetto, denominato *Pre and Post Coupling o PPC Project* (di seguito: PPC), che coinvolge i gestori della rete di trasmissione (ADMIE, ELES, APG, SWISSGRID, RTE e TERNA) e le borse elettriche (LAGIE, BSP, EXAA, EPEX SPOT e GME) operanti nel sistema italiano ed in quelli allo stesso interconnessi (Grecia, Slovenia, Austria, Svizzera e Francia) con la finalità di favorire il processo di integrazione dei rispettivi mercati del giorno prima;
- nell'ambito del progetto PPC, i soggetti coinvolti hanno identificato le condizioni funzionali all'armonizzazione del disegno di mercato italiano con quello dei paesi confinanti;
- per gli aspetti di rispettiva competenza, GME e Terna hanno quindi sottoposto alla valutazione degli operatori una proposta di modifica del mercato a pronti con l'obiettivo di estendere il *market coupling* a tutti i paesi confinanti sulla frontiera settentrionale entro la fine del 2014;
- per quanto di propria competenza, Terna ha dapprima posto in consultazione una proposta di modifica del Codice di Rete afferente il Capitolo 4 e l'Allegato A22 (di seguito: Proposta di modifica del Codice di Rete) e l'ha quindi trasmessa all'Autorità per la consueta verifica di conformità;
- con deliberazione 265/2014/R/eel, l'Autorità ha positivamente verificato la Proposta di modifica del Codice di Rete, previa modifica del Capitolo 4.

#### **CONSIDERATO INOLTRE CHE:**

- con deliberazione 265/2014/R/eel, l'Autorità ha altresì posticipato al 30 settembre 2014 la data prevista per l'invio, da parte di Terna all'Autorità, della proposta di suddivisione della rete rilevante in zone per il triennio 2015-2017. Il nuovo algoritmo di selezione delle offerte, sviluppato nell'ambito del progetto PCR (denominato Euphemia), consente infatti la gestione di configurazione zonali più aderenti ai limiti fisici della rete sottostante. Sotto tale profilo, Euphemia è in grado di gestire non solo configurazioni zonali cosiddette "ad albero" ma altresì configurazioni zonali cosiddette "magliate". Anche al fine di valutare le potenzialità di Euphemia, sono pertanto necessari ulteriori approfondimenti circa i criteri e le ipotesi utilizzati per la suddivisione della rete rilevante in zone;
- con comunicazione 10 luglio 2014, GME ha informato l'Autorità degli accordi assunti nell'ambito del progetto PCR di cui è necessario tenere conto in caso di introduzione di nuove funzionalità o di modifica di funzionalità esistenti nel MGP quali, a titolo meramente esemplificativo, l'introduzione di offerte a blocchi o la modifica della configurazione zonale. Precisamente, i predetti accordi prevedono tempi prestabiliti, variabili da tre a sei mesi, per l'introduzione di nuove funzionalità

o la modifica di funzionalità esistenti. Tali tempistiche sono finalizzate a consentire l'effettuazione di tutte le prove previste per assicurare il mantenimento dei livelli di *performance* di Euphemia (di seguito: procedure standard di collaudo);

- la revisione della configurazione zonale per la risoluzione del MGP rientra nella summenzionata casistica e implica, quindi, lo svolgimento preliminare delle procedure standard di collaudo ai fini della sua effettiva implementazione;
- con la medesima comunicazione, GME ha quindi informato l'Autorità che la data del 30 settembre 2014 (fissata dal punto 3 della deliberazione 265/2014/R/eel) quale termine ultimo per l'invio, da parte di Terna all'Autorità, della proposta di suddivisione della rete rilevante in zone per il triennio 2015-2017, risulterebbe altamente critico per l'esecuzione delle procedure standard di collaudo ove si intendesse far decorrere la nuova configurazione dall'inizio del 2015.

#### **CONSIDERATO ALTRESÌ CHE:**

- con nota 29 luglio 2014, l'Autorità ha richiesto a Terna di evidenziare gli eventuali elementi di novità o di criticità, rilevanti ai fini dell'efficienza del sistema e, più in generale, dell'applicazione dei criteri per la suddivisione della rete rilevante in zone di cui all'articolo 15 della deliberazione 111/06, derivanti da una possibile proroga annuale della vigente configurazione zonale volta a consentire:
  - l'esecuzione delle procedure standard di collaudo nelle tempistiche prestabilite dal progetto PCR;
  - lo svolgimento dei necessari approfondimenti circa i criteri e le ipotesi utilizzati per la suddivisione della rete rilevante in zone anche per saggiare le potenzialità di Euphemia;
- con comunicazione 5 agosto 2014, Terna ha evidenziato quattro "novità" per il 2015:
  - a) secondo la metodologia sinora seguita per la suddivisione della rete rilevante in zone, verrà meno la necessità di limitare le immissioni delle unità di produzione incluse nei poli di Foggia, Brindisi e Priolo (di seguito: PPL);
  - b) l'evoluzione del parco di generazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, le cui dinamiche di sviluppo e localizzazione sulle diverse porzioni di rete nei prossimi anni sono caratterizzate da notevoli incertezze, unitamente ad altri elementi di incertezza, quali la progressiva contrazione dei consumi e il repentino incremento della generazione termoelettrica messa in conservazione, richiederà un accurato monitoraggio al fine di individuare eventuali possibili future criticità;
  - c) per l'avvio del progetto PPC sarà necessario introdurre ulteriori zone virtuali esclusivamente funzionali all'operatività del medesimo progetto, analoghe all'attuale zona BSP (omonima alla borsa elettrica slovena)

introdotta nel 2011 per la gestione del *market coupling* sulla frontiera italo-slovena;

- d) potrà rendersi necessario introdurre una zona “Malta” per la gestione degli scambi sulla nuova interconnessione, attualmente in fase di realizzazione;
- con la medesima comunicazione, Terna ha precisato di ritenere che, in relazione alla proposta di un’eventuale proroga dell’attuale configurazione zonale limitatamente all’anno 2015, “non sussistano elementi di criticità fermi restando gli elementi di novità sopra evidenziati”.

#### **CONSIDERATO ANCHE CHE:**

- la prima novità, evidenziata da Terna (cfr. lettera a), trae origine:
  - per i poli di produzione di Foggia e Brindisi, dall’evoluzione attesa del parco di generazione, dall’adeguamento dei sistemi di telesecco e dal potenziamento della linea 380kV Foggia – Troia – Benevento 2, in sinergia con i PST (*Phase-Shifting Transformer*) di Foggia;
  - per il polo di produzione di Priolo, dall’attivazione di un nuovo sistema di telesecco su alcune importanti unità di produzione, unitamente a sviluppi già avvenuti sulla rete 150kV locale;
- la prima novità può essere implementata, a prescindere dalla formale cancellazione dei poli dalla configurazione zonale vigente, tramite il semplice aggiornamento dei limiti di transito in sede di definizione annuale dei limiti di transito fra le zone da parte di Terna;
- la seconda novità (cfr. lettera b) suggerisce particolare cautela nella definizione della nuova configurazione zonale essendo notevolmente aumentata, a parità di altri fattori, l’alea sull’entità e la dislocazione delle immissioni e dei prelievi attesi sulla rete rilevante e, quindi, sulla frequenza delle congestioni che potrebbero palesarsi nel corso di un triennio; ciò implica un maggior rischio di prefigurare una configurazione zonale inefficiente e, conseguentemente, di risolvere un numero crescente di congestioni su MSD riversandone il relativo costo sull’uplift (il corrispettivo di cui all’art. 44 della deliberazione 111/06), ossia socializzandone il costo;
- la terza novità (cfr. lettera c) e la quarta novità (cfr. lettera d) rappresentano un mero artificio esecutivo per la gestione della capacità di interconnessione su ciascuna frontiera sulla base degli accordi internazionali assunti fra i gestori di rete coinvolti. La configurazione delle zone estere, al pari della zona BSP per la Slovenia, è puramente funzionale all’operatività del mercato e non è oggetto delle periodiche consultazioni di Terna sulle configurazioni zonali che vertono esclusivamente sulla suddivisione in zone della rete rilevante gestita da Terna.

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

- al fine di conseguire l'obiettivo di estendere il *market coupling* a tutti i paesi confinanti sulla frontiera settentrionale entro la fine del 2014, GME necessita di conoscere la configurazione zonale per la risoluzione del MGP vigente per il 2015 almeno entro l'inizio del mese di settembre 2014; l'eventuale ritardo potrebbe quindi pregiudicare il corretto funzionamento del sistema di *market coupling*;
- la notevole incertezza degli elementi sui quali sono costruiti i futuri scenari da assumere a riferimento per la definizione della nuova configurazione zonale italiana (cfr. lettera b), unitamente all'opportunità di testare le potenzialità di Euphemia nella gestione di configurazione zonali più aderenti ai limiti fisici della rete sottostante, pone l'esigenza di rivalutare, anche da parte dell'Autorità, con estrema attenzione e specifici approfondimenti, i criteri e le ipotesi sinora utilizzati per la suddivisione della rete rilevante in zone. Tali approfondimenti richiedono tempi incompatibili con quelli previsti dalla deliberazione 265/2014/R/eel.

#### **RITENUTO CHE:**

- sia necessario differire il termine di cui al punto 3 della deliberazione 265/2014/R/eel a data da fissare, con successivo provvedimento, in esito ai predetti approfondimenti, i quali debbano comunque tenere conto dell'esigenza di assicurare la definizione di una nuova configurazione zonale italiana per il periodo 2016-2018;
- sia pertanto opportuno per l'anno 2015, prorogare la configurazione zonale attualmente vigente, assicurando in tal modo agli operatori l'applicazione transitoria di una regolazione certa e già sperimentata;
- la decisione sulla proroga della vigente configurazione zonale non possa essere procrastinata, pena il rischio di ostacolare il GME (il quale necessita di conoscere non oltre i primi giorni di settembre la configurazione zonale applicabile) nell'effettiva attuazione del nuovo sistema di *market coupling* nel rispetto dei termini previsti;
- l'esigenza di tempestiva implementazione del sistema di *market coupling* sia incompatibile con un'eventuale consultazione avente a oggetto la predetta decisione di proroga, in quanto non consentirebbe di fornire al GME, non oltre l'inizio del mese di settembre 2014, l'indicazione certa della configurazione zonale applicabile ai fini della risoluzione del MGP

#### **DELIBERA**

1. di prorogare, per l'intero anno 2015, la configurazione zonale attualmente vigente;
2. di differire il termine di cui al punto 3 della deliberazione 265/2014/R/eel a data da fissare, con successivo provvedimento, in esito agli approfondimenti di cui in motivazione; tali approfondimenti devono comunque tenere conto dell'esigenza di

- assicurare la definizione di una nuova configurazione zonale italiana per il periodo 2016-2018;
3. di trasmettere la presente deliberazione a Terna, a GME e al Ministero dello Sviluppo Economico;
  4. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell'Autorità [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

7 agosto 2014

IL PRESIDENTE  
*Guido Bortoni*