

DELIBERAZIONE 12 FEBBRAIO 2015
45/2015/R/EEL

AVVIO DEL MARKET COUPLING SULLE INTERCONNESSIONI ITALIA-SLOVENIA, ITALIA-AUSTRIA E ITALIA-FRANCIA

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

Nella riunione del 12 febbraio 2015

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il regolamento (CE) n. 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 che istituisce l'Agenda Europea per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (di seguito: ACER);
- il regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: Regolamento 714/2009);
- le conclusioni del Consiglio Europeo del 4 febbraio 2011, n. EUCO 2/1/11 (di seguito: conclusioni del Consiglio Europeo 4 febbraio 2011);
- la decisione della Commissione Europea 2003/796/EC dell'11 novembre 2003, con cui viene istituito ERGEG, gruppo di lavoro dei regolatori di elettricità e gas, le cui funzioni sono oggi attribuite a ACER;
- la legge 14 novembre 1995 n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- la legge 27 ottobre 2003 n. 290;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, recante "Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale" (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 11 novembre 2011 (di seguito: decreto 11 novembre 2011);
- le linee guida di ACER per l'allocatione 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*);

- il testo del regolamento della Commissione Europea *Capacity Allocation and Congestion Management Guideline* come adottato in sede di Comitologia il 5 dicembre 2014 (nel seguito: regolamento CACM);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 24 novembre 2011, ARG/elt 162/11 e il relativo allegato A (nel seguito: deliberazione ARG/elt 162/11);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, approvato con la deliberazione ARG/elt 199/11 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 8 maggio 2012, 179/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 179/2012/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2012 560/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 560/2012/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 24 ottobre 2013, 467/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 467/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 28 novembre 2013, 543/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 543/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2013, 609/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 609/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 6 Giugno 2014, 265/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 265/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 9 novembre 2014, 546/2014/R/eel (nel seguito: deliberazione 546/2014/R/eel);
- l'Allegato alla deliberazione dell'Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A, recante il quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018 (di seguito: deliberazione 3/2015/A);
- la deliberazione dell'Autorità 5 febbraio 2015, 33/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 33/2015/R/eel);
- la memoria per l'audizione dell'Autorità presso la X Commissione attività produttive della Camera dei Deputati del 13 marzo 2014, 103/2014/I/COM;
- 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);
- il Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, approvato con decreto 19 dicembre 2003, come successivamente integrato e modificato (di seguito: TIDME);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 29 novembre 2012, 508/2012/R/eel;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 5 dicembre 2013, 557/2013/R/eel;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 24 luglio 2014, 356/2014/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 356/2014);

- il documento per la consultazione dell’Autorità 30 ottobre 2014, 528/2014/A (di seguito: documento per la consultazione 528/2014/A);
- il documento per la consultazione del Gestore dei mercati energetici S.p.A. (di seguito: il GME) n. 01/2014 del 26 febbraio 2014 (di seguito: documento per la consultazione 01/2014);
- il documento per la consultazione del GME n. 04/2014 del 25 luglio 2014 (di seguito: documento per la consultazione 04/2014);
- il documento per la consultazione del GME n. 07/2014 del 20 novembre 2014 (di seguito documento per la consultazione 07/2014);
- il documento per la consultazione dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori del mercato della Regione Elettrica *Central-South Europe* del 24 Novembre 2014 recante “*Italian Borders Market Coupling Consultation Paper November-December 2014*” (nel seguito: documento per la consultazione IBMC);
- la lettera del capo Dipartimento Affari Internazionali, Strategie e Pianificazione dell’Autorità all’Agenzia ACER del 2 maggio 2013, prot. Autorità n. 16254;
- la lettera di risposta del capo Dipartimento Regolazione dell’Autorità ai *co-chairs* dell’*Italian Border Working Table Steering Committee*, prot. Autorità n. 37445 del 25 novembre 2013 (nel seguito: lettera 25 novembre 2013);
- la comunicazione del GME al Ministero dello Sviluppo Economico, prot. Autorità n. 19229 del 9 luglio 2014;
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico del 11 luglio 2014, prot. Autorità n. 19582 del 11 luglio 2014 (di seguito: comunicazione 11 luglio 2014);
- la lettera del capo Dipartimento Regolazione dell’Autorità del 14 luglio 2014, prot. Autorità n. 19685 (di seguito: lettera 14 luglio 2014);
- la comunicazione di Terna del 21 luglio 2014, prot. Autorità n. 2138 del 21 gennaio 2015 (nel seguito: PPC Forum);
- la comunicazione del GME del 31 ottobre 2014, prot. Autorità n. 32225 del 12 novembre 2014 (di seguito: comunicazione 12 novembre 2014);
- la lettera del capo Dipartimento Regolazione dell’Autorità del 24 novembre 2014, prot n. 33972 (di seguito: lettera 24 novembre 2014);
- la comunicazione del GME del 17 dicembre 2014, prot. Autorità n. 37739 del 24 dicembre 2014 (di seguito: comunicazione 24 dicembre 2014);
- la comunicazione di Swissgrid del 27 ottobre 2014, prot. Autorità n. 30024 del 27 ottobre 2014;
- la comunicazione di Terna del 28 novembre 2014, prot. Autorità n. 35067 del 2 dicembre 2014;
- la comunicazione del GME del 18 dicembre 2014, prot. Autorità n. 37329 del 22 dicembre 2014 (nel seguito comunicazione 18 dicembre 2014);
- la comunicazione del GME del 29 dicembre 2014, prot. Autorità 493 del 9 gennaio 2015 (di seguito: comunicazione 9 gennaio 2015) con la quale il GME, d’intesa con Terna, invia all’Autorità lo schema dei contratti “*Day Ahead Operational agreement for the price coupling of day ahead markets of the Italian borders*” e “*Day ahead*

operational agreement for the multi regional coupling of day ahead markets” e il documento “*Contractual framework architecture*”;

- la comunicazione del GME del 13 gennaio 2015, prot. Autorità n. 1108 del 14 gennaio 2015 (di seguito: comunicazione 14 gennaio 2015);
- la comunicazione del GME del 13 gennaio 2015, prot. Autorità n. 1359 del 15 gennaio 2015 (di seguito: comunicazione 15 gennaio 2015);
- la comunicazione del 23 gennaio 2015 di Eurogroup Consulting, che svolge le funzioni di *Project Management* del progetto di *market coupling* sui confini italiani, con cui ha trasmesso all’Autorità i documenti tecnici di descrizione dell’algoritmo *Euphemia*, prot. Autorità n. 3655 del 2 febbraio 2015;
- la comunicazione del GME del 30 gennaio 2015 (protocollo Autorità 3795 del 2 febbraio 2015) con cui il GME invia all’Autorità gli schemi dei contratti “*GME-BSP CCP agreement for the Italian borders working table market coupling*” e “*Settlement link agreement*”(di seguito: contratti per la gestione del *settlement* dei pagamenti tra il GME e le controparti estere);
- la comunicazione di Terna dell’11 febbraio 2015, prot. Autorità 4966 dell’11 febbraio 2015 con la quale Terna anticipa all’Autorità lo schema di contratto con la società CASC.EU SA (di seguito (CASC) “*CASC service level agreement for the implicit allocation on Italian borders*” (di seguito: *contratto Terna – CASC*);
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico del 27 gennaio 2015, protocollo Autorità 4071 del 4 febbraio 2015 (di seguito: comunicazione 4 febbraio 2015);
- gli atti dell’*Electricity Regulatory Forum* (di seguito: *Florence Forum*) della Commissione Europea.

CONSIDERATO CHE:

- nel corso del 2006, ERGEG ha istituito 7 Iniziative Regionali Elettriche, con l’obiettivo di promuovere la formazione di mercati integrati a livello regionale per il settore dell’energia elettrica;
- tra le Iniziative regionali di cui al precedente alinea vi è quella relativa alla Regione Centro-Sud, coordinata dall’Autorità, di cui fanno parte Italia, Austria, Germania, Slovenia, Francia, Grecia e Svizzera come membro osservatore;
- nell’ambito delle Iniziative regionali elettriche vengono in particolare definite le regole tecniche per l’allocazione della capacità di interconnessione con l’estero su base annuale, mensile e giornaliera;
- con il termine *market coupling* si intende comunemente indicare un meccanismo di integrazione dei mercati del giorno prima che, nel determinare il valore dell’energia elettrica nelle diverse zone europee di mercato coinvolte, contestualmente alloca la capacità di trasporto disponibile tra dette zone, ottimizzandone l’utilizzo;
- nel corso dell’anno 2009 è stata avviata, su base volontaria, l’iniziativa *Price Coupling of Regions* (di seguito: progetto PCR) avente a oggetto la collaborazione

tra diverse borse elettriche europee volta a 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 della capacità di interconnessione tra le diverse zone d'offerta (di seguito: progetto PCR).

- le *CACM Framework Guidelines* identificano nel *market coupling* il modello di riferimento da adottare per l'allocazione e la valorizzazione della capacità di interconnessione nell'ambito del mercato del giorno prima italiano (di seguito: MGP);
- il Consiglio Europeo del 4 febbraio 2011 ha stabilito che il mercato interno per l'energia elettrica fosse completato entro il 2014, richiedendo in particolare ai regolatori nazionali, in coordinamento con ACER, un impegno particolare per raggiungere l'integrazione dei mercati del giorno prima attraverso il *market coupling*;
- a partire dal 14 maggio 2014, su base volontaria, le borse elettriche di 17 paesi europei (Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Gran Bretagna, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Spagna e Svezia) sono integrate attraverso il *market coupling* nell'ambito del progetto Multi Regional Coupling (nel seguito: *Progetto MRC*);
- il regolamento CACM, adottato il 5 dicembre 2014 in sede di Comitologia, entrerà in vigore a conclusione dello scrutinio da parte del Parlamento Europeo e del Consiglio, presumibilmente nel corso della prima metà del 2015 rendendo il *market coupling* l'unica possibile modalità di allocazione della capacità transfrontaliera su base giornaliera;
- nel quadro strategico per il quadriennio 2015 – 2018, approvato con la deliberazione 3/2015/A, l'Autorità ha identificato, tra le altre, la linea strategica *Verso mercati elettrici all'ingrosso più sicuri, efficienti e integrati*. In particolare l'integrazione del mercato italiano con gli altri mercati vedrà come primo passo – all'inizio del 2015 – l'accoppiamento del mercato del giorno prima con i mercati di Francia ed Austria. Queste frontiere si aggiungeranno a quella con la Slovenia, con la quale il coordinamento è già attivo. Entro il 2018 è prevista l'estensione alla Grecia ed, eventualmente, alla Svizzera.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nel recepire la direttiva 2009/72/CE, al fine della promozione della cooperazione regionale, il decreto legislativo 93/11 stabilisce tra l'altro che:
 - Terna e GME sono chiamati ad operare con i rispettivi gestori dei Paesi membri, assicurando il coordinamento delle proprie azioni, informando preventivamente il Ministero dello sviluppo economico e l'Autorità;
 - ai fini di cui al precedente alinea, il Ministero dello Sviluppo Economico e l'Autorità, ciascuno secondo le proprie competenze, in coerenza con gli obiettivi di politica energetica nazionali e comunitari, adottano le misure necessarie affinché Terna e GME operino una gestione efficiente delle

piattaforme di contrattazione, una gestione efficace di eventuali criticità, e assicurino l'interoperabilità, la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi interconnessi;

- l'Autorità adotta le disposizioni necessarie all'attuazione di quanto previsto ai precedenti alinea concludendo, ove possibile, i necessari accordi con le competenti autorità di regolazione degli Stati confinanti e garantendo il rispetto delle norme comunitarie in materia;
- il decreto 11 Novembre 2011 prevede che le disposizioni, che l'Autorità adotta ai sensi del precedente alinea, possano prevedere, laddove possibile, l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto attraverso il *market coupling*;
- il *market coupling*, già attivo sui confini italiani dal 1 gennaio 2011, con riferimento alla sola frontiera con la Slovenia, consentendo di integrare l'allocatione dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione con l'allocatione dei diritti a immettere e prelevare energia per il tramite dei mercati elettrici del giorno prima, può consentire di migliorare 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;
- su mandato dei regolatori nazionali, nell'ambito dell'Iniziativa regionale Centro-Sud è stato avviato un progetto, denominato *Pre and Post Coupling Project* (di seguito: *Progetto 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;
- con lettera 25 novembre 2013 l'Autorità, in qualità di regolatore-guida della Iniziativa regionale, ha fornito, in nome e per conto dei regolatori della regione, il pieno supporto al *Progetto PPC*, raccomandando il passaggio alla fase implementativa con la massima urgenza e assicurando ai partner (tra cui Terna e il GME) il riconoscimento dei relativi costi, purché ragionevoli, proporzionati, efficienti e verificabili sulla base delle procedure nazionali di controllo;
- con il documento per la consultazione 356/2014/R/eel, l'Autorità ha presentato lo sviluppo passato, lo stato attuale ed i passi attesi relativamente all'adesione del mercato elettrico italiano al progetto di *market coupling*;
- la fase implementativa del *market coupling* sulle frontiere italiane riguarderà inizialmente l'interconnessione Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia;
- il *market coupling* sulla frontiera Italia-Svizzera sarà implementato successivamente alla definizione degli accordi in materia di energia tra la Confederazione Elvetica e l'Unione Europea;
- il *market coupling* sulla frontiera Italia-Grecia, al momento unico altro mercato elettrico confinante, sarà implementato successivamente alla revisione delle peculiari caratteristiche tecniche del mercato ellenico che ad oggi ne limitano le possibilità di integrazione;

- con il documento per la consultazione IBMC, i partner del *Progetto PPC* hanno avviato una consultazione volta ad offrire una presentazione conclusiva e complessiva del progetto di *market coupling* e a raccogliere alcune specifiche osservazioni dagli operatori. Le principali tematiche consultate hanno riguardato:
 - a) i principi di base e il funzionamento del *market coupling*;
 - b) le tempistiche di organizzazione del *market coupling* e i possibili scenari attesi;
 - c) le possibili soluzioni di *fallback* da attivare in caso di mal funzionamenti occasionali del *market coupling*;
 - d) i limiti di prezzo (*floor* e *cap*);
 - e) la soluzione di *rollback* da attivare in caso di impossibilità a proseguire con il *market coupling* al fine di ripristinare le modalità di allocazione preesistenti;
- nel medesimo documento per la consultazione IBMC, i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori del mercato della Regione Centro-Sud hanno comunicato il previsto avvio del *market coupling* in una finestra temporale ricompresa nell'intorno di metà febbraio 2015 e che la data esatta sarebbe stata comunicata successivamente;
- gli operatori condividono i principi generali e sono tutti favorevoli all'implementazione del progetto di *market coupling* descritto nel documento per la consultazione 356/2014;
- con la comunicazione 9 gennaio 2015, GME, d'intesa con Terna, ha trasmesso all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico le bozze degli schemi di contratto *Day-ahead operational agreement for the price coupling of the day ahead markets of the Italian Borders* nonché il documento descrittivo *Contractual Framework Architecture* informando l'Autorità che entrambi i documenti sono stati redatti e condivisi nell'ambito del *Progetto PPC*; con la medesima comunicazione il GME, d'intesa con Terna, ha trasmesso all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico la bozza del *Day ahead operational agreement for the multi regional coupling of the day ahead markets* funzionale all'integrazione del *Progetto PPC* con il *Progetto MRC*.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- nell'ambito del *Progetto PPC* sono state individuate le condizioni funzionali all'armonizzazione del disegno di mercato italiano con quello dei paesi confinanti; in particolare, dall'analisi comparata dell'attuale disegno di mercato italiano rispetto ai requisiti richiesti per l'implementazione del *market coupling*, come ampiamente consultato anche nell'ambito del documento per la consultazione 356/2014/R/eel nonché, a livello operativo, dai documenti per la consultazione di GME, di Terna e del *Progetto PPC* sono emerse le necessità di:
 - a) adottare un nuovo algoritmo comune a livello europeo di risoluzione del mercato;

- b) posticipare il termine di chiusura (c.d. *gate closure*) di MGP alle ore 12:00 del giorno antecedente il giorno di flusso e riorganizzare conseguentemente le tempistiche di svolgimento delle sessioni del mercato infragiornaliero (di seguito: MI) e del mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD), nonché riorganizzare le tempistiche per la registrazione delle transazioni commerciali sulla Piattaforma Conti Energia a Termine (nel seguito: PCE) e dei relativi programmi;
 - c) aggiornare le regole per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera di cui alla deliberazione 543/2013/R/eel (di seguito: *Access Rules*) ivi incluse le regole per l'allocazione della capacità in casi eccezionali di indisponibilità del *market coupling*;
 - d) aggiornare le regole per l'allocazione infragiornaliera della capacità di trasporto transfrontaliera di cui alla deliberazione 179/2012/R/eel (di seguito: *Intraday Auction Rules*) per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera;
 - e) rivedere, con gradualità, le tempistiche di pagamento di MGP ed MI;
 - f) riconsiderare, prospetticamente, la possibilità di rivedere i limiti di prezzo su MGP, MI e MSD e l'opportunità di incrementare le tipologie di prodotti scambiati nel mercato;
- con riferimento al punto a):
 - l'attuale algoritmo di selezione delle offerte utilizzato da GME per la risoluzione di MGP e di MI prevede la massimizzazione del valore netto delle transazioni in termini assoluti (compatibilmente con i limiti di trasporto tra le zone di mercato) su base oraria senza vincoli temporali tra le stesse e, per quanto concerne MGP, il calcolo del Prezzo Unico Nazionale (PUN);
 - l'algoritmo di risoluzione del mercato sviluppato nell'ambito del progetto PCR è finalizzato al calcolo dei prezzi dell'energia elettrica in tutta Europa nonché all'allocazione della capacità di interconnessione tra zone d'offerta (di seguito: algoritmo *Euphemia*). In particolare, l'algoritmo *Euphemia*:
 - è stato sviluppato in modo da tenere conto delle caratteristiche e dei prodotti dei singoli mercati nazionali aderenti al progetto rendendole tra loro compatibili, nel tentativo di preservarne alcune specificità, laddove possibile;
 - persegue la massimizzazione del valore netto delle transazioni su base giornaliera, anziché oraria, come invece avviene per l'algoritmo storicamente utilizzato da GME;
 - sulla base di procedure definite dal progetto PCR, nel ricercare la soluzione, deve rispettare tempistiche piuttosto stringenti (10 minuti) se rapportate alla complessità computazionale del problema. Ciò comporta la potenziale selezione di soluzioni che non garantiscono la massimizzazione in termini assoluti del valore netto delle transazioni,

contrariamente a quanto accade con l'algoritmo storicamente utilizzato da parte del GME;

- nell'ambito del documento per la consultazione 356/2014 l'Autorità ha prospettato l'opportunità di modificare le attuali modalità di calcolo del PUN al fine di diminuire la complessità computazionale del problema la cui risoluzione è affidata ad *Euphemia* (calcolo del PUN *ex-post*);
- la maggior parte degli operatori ha sottolineato come il calcolo del PUN *ex-post* potrebbe dar luogo a possibili distorsioni negli esiti del mercato (offerte d'acquisto accettate ad un prezzo superiore a quello presentato o offerte rigettate pur in presenza di un prezzo offerto superiore al PUN) che vengono ritenute non trascurabili; in particolare alcuni operatori hanno segnalato di ritenere preferibile una soluzione di *decoupling* rispetto all'introduzione generalizzata del calcolo del PUN *ex-post*;
- in riferimento alla problematica di cui ai punti precedenti, i partner del *Progetto PPC*, in esito al documento per la consultazione IBMC, hanno segnalato che la più recente *release* dell'algoritmo non dovrebbe presentare problemi nel calcolare il PUN conformemente alle attuali modalità e che pertanto non si rende necessario modificare le attuali modalità di calcolo;
- l'articolo 30 della deliberazione 111/06 prevede inoltre che il GME individui le offerte accettate nel mercato del giorno prima e i corrispondenti prezzi di valorizzazione in modo tale che il valore netto delle transazioni sia massimo a condizione che l'ammontare di energia elettrica oggetto delle offerte di vendita accettate sia pari all'ammontare di energia elettrica oggetto delle offerte di acquisto accettate;
- la disposizione di cui al precedente alinea non prevede tuttavia l'utilizzo di un algoritmo che affronta una notevole complessità computazionale in un tempo forzatamente limitato che può pertanto cercare di raggiungere, senza necessariamente assicurarne il raggiungimento, il valore massimo in questione;
- l'Autorità ha inoltre individuato la necessità di apportare altre modifiche alla regolazione vigente legate all'introduzione dell'algoritmo *Euphemia* e alle tempistiche necessarie per l'esecuzione del *market coupling*. Esse riguardano, in particolare, il superamento delle disposizioni che prevedono la possibilità di presentazione di un'offerta virtuale di vendita da parte di Terna nel mercato infragiornaliero (articolo 31.5bis della delibera 111/06) e la priorità di dispacciamento delle offerte di acquisto e di vendita corrispondenti a punti di dispacciamento di importazione e di esportazione di cui all'articolo 4 della delibera 162/11;
- il superamento delle disposizioni di cui al precedente alinea non comporta problemi di gestione del mercato o rischi per il buon funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso;

- con riferimento al punto b):
 - con il documento per la consultazione 01/2014, GME ha avviato un'apposita consultazione finalizzata alla revisione delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (nel seguito: DTF) del Mercato Elettrico a Pronti e della DTF n.03 di cui al il Regolamento della Piattaforma Conti Energia a Termine disciplinante "*Registrazione di transazioni e programmi*" (nel seguito: DTF PCE) in cui sono illustrate le proposte di modifica relative alle tempistiche di svolgimento del mercato a pronti (MGP, MI e MSD) e alle tempistiche di registrazione delle transazioni e dei programmi sulla PCE, funzionali all'avvio del *market coupling*. Le principali modifiche consultate riguardano:
 - lo spostamento della *gate closure* di MGP dalle ore 09:15 alle ore 12:00;
 - la complessiva e conseguente riorganizzazione delle tempistiche delle sessioni o sottofasi dei mercati successivi a MGP (MI e MSD) conseguenti allo spostamento di cui al precedente alinea e, in particolare:
 - i. la coincidenza tra l'orario di pubblicazione degli esiti generali ed individuali della seconda sessione di MI (MI2) e la *gate closure* della prima sottofase di MSD (MSD1);
 - ii. l'introduzione di una nuova sessione infragiornaliera di MI (per un totale di 5 sessioni di MI, di cui 3 infragiornaliere) e, di conseguenza, di una nuova e successiva sottofase infragiornaliera di MSD (per un totale di 4 sottofasi di MSD, di cui 3 infragiornaliere);
 - la riorganizzazione degli orari di registrazione delle transazioni e dei programmi sulla PCE;
 - con la Proposta di Modifica del Codice di Rete, Terna ha avviato un'apposita consultazione finalizzata a rendere compatibili gli orari e l'organizzazione di di MSD con le proposte di cui al documento per la consultazione 01/2014;
 - con la deliberazione 265/2014/E/ELL l'Autorità ha:
 - analizzato congiuntamente le osservazioni formulate dagli operatori al documento per la consultazione 01/2014 e alla Proposta di Modifica del Codice di Rete;
 - verificato positivamente la Proposta di modifica del Codice di Rete conformemente all'esigenza di modificare le tempistiche dei mercati ai fini dell'implementazione del progetto di *market coupling* di cui al documento per la consultazione 356/2014;
 - con la comunicazione 18 dicembre 2014, GME ha trasmesso all'Autorità la proposta di modifica della DTF PCE rivista per tenere conto degli esiti del documento per la consultazione 01/2014 relativo, tra l'altro, allo spostamento della *gate closure* di MGP;

- con riferimento al punto c):
 - con la deliberazione 546/2014/R/eel l’Autorità ha approvato le regole per l’allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera valevoli a partire dall’anno 2015 (*Access Rules*);
 - le *Access Rules* di cui ai precedente alinea già tengono conto, in particolare, del previsto avvio del *market coupling* su alcune frontiere italiane;

- con riferimento al punto d):
 - con la comunicazione 24 dicembre 2014 il GME ha informato l’Autorità relativamente alla data stimata per lo spostamento della gate closure di MGP alle ore 12:00, prevista per il 10 febbraio 2015 per consegna il giorno 11 febbraio 2015 e che sarà data preliminarmente comunicazione agli operatori;
 - con la deliberazione 33/2015/R/eel l’Autorità ha approvato le regole per l’allocazione infragiornaliera della capacità di trasporto transfrontaliera valevoli a partire dall’anno 2015 (*Intraday Auction Rules*);
 - le *Intraday Auction Rules* di cui al precedente alinea già tengono conto, in particolare, del previsto avvio del *market coupling* su alcune frontiere italiane;

- con riferimento al punto e):
 - l’Autorità, nell’ambito del documento per la consultazione 356/2014, ha presentato, tra le altre, la tematica del disallineamento delle tempistiche dei pagamenti sul mercato dell’energia (MGP e MI) e gli altri mercati elettrici esteri tra cui quelli aderenti al *Progetto PPC* connessa all’avvio del *market coupling*;
 - con comunicazione 11 luglio 2014, il Ministero dello Sviluppo Economico ha informato l’Autorità della proposta presentata dal GME con riferimento alla tematica di cui al punto precedente, che prevede tra l’altro:
 - transitoriamente, il mantenimento degli attuali termini di regolazione dei pagamenti, effettuati il quindicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo al termine di chiusura della sessione di mercato (di seguito: M+2) differentemente dalla prassi in vigore nella maggior parte dei mercati esteri che prevede la regolazione delle partite economiche nel secondo giorno successivo al termine di chiusura della sessione di mercato (nel seguito: D+2);
 - che per la gestione anticipata del *settlement* verso le controparti estere, il GME si avvalga di un soggetto finanziatore da individuarsi, sempre secondo GME, mediante atto normativo-regolatorio;
 - con la medesima comunicazione 11 luglio 2014, il Ministero dello Sviluppo Economico ha chiesto all’Autorità di fornire elementi utili ai fini delle valutazioni da parte del Ministero stesso di quanto al punto precedente, anche con riferimento alle modalità di copertura finanziaria del fabbisogno del GME verso i mercati esteri, tenuto conto dell’esigenza di minimizzare gli

- oneri per il sistema e l'impatto sui prezzi finali senza tuttavia identificare l'eventuale soggetto finanziatore di cui al punto precedente;
- con lettera 14 luglio 2014, l'Autorità, in risposta alla comunicazione 11 luglio 2014, ha ritenuto opportuno informare il Ministero dello Sviluppo Economico che:
 - la soluzione transitoria identificata da GME sostanzialmente replicherebbe quella già implementata per il *market coupling* sul confine italo-sloveno. Essa si prefigge l'obiettivo di avviare il *market coupling* entro il 2014 o comunque nel più breve tempo possibile mitigando il possibile impatto sul sistema derivante da un immediato cambiamento della regolazione delle tempistiche di pagamento;
 - la soluzione transitoria comporterebbe l'identificazione di un soggetto finanziatore che, in continuità con la soluzione adottata con la Slovenia, si ritiene ragionevole identificare nella Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (nel seguito: CCSE);
 - l'estensione del meccanismo attualmente in essere sul confine italo-sloveno al *market coupling* con le altre frontiere italiane dovrebbe rispettare, in particolare, i seguenti vincoli:
 1. nel periodo transitorio l'esposizione finanziaria generata dal *market coupling* sia compatibile con l'equilibrio finanziario di CCSE (tale vincolo pare rispettato se il *market coupling* è ristretto alle frontiere con Slovenia, Francia e Austria);
 2. il periodo transitorio sia di una durata limitata e comunicato anticipatamente a tutti i soggetti interessati;
 3. sia eliminata la distorsione generata dalla comparazione di offerte che fanno riferimento a differenti tempistiche di pagamento, ovvero D+2 e M+2;
 - con riferimento al punto 2), la soluzione a regime dovrebbe prevedere un passaggio al saldo delle posizioni sul mercato dell'energia (MGP e MI) in D+2, in linea con la prassi attualmente in vigore nella maggior parte dei mercati esteri. La soluzione potrebbe ragionevolmente entrare a regime a partire dal 1 gennaio 2016;
 - a seguito di richiesta del Ministero dello Sviluppo Economico, con il documento per la consultazione 04/2014 il GME ha posto in consultazione due possibili soluzioni alternative, entrambe finalizzate a mantenere transitoriamente le attuali tempistiche di pagamento in M+2, prevedendo:
 - nel caso della Soluzione I, l'applicazione di un tasso di interesse intertemporale alle offerte presentate dagli operatori sul mercato elettrico a pronti;
 - nel caso della Soluzione II, l'applicazione dell'attuale modalità di gestione del disallineamento delle tempistiche di pagamento tra Italia (M+2) e Slovenia (D+2) – che attualmente necessita del coinvolgimento della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico –

- prevedendo una identica modalità di copertura degli oneri finanziari, imputati agli oneri di dispacciamento;
- entrambe le soluzioni proposte dal GME prevedono un anticipo temporale rispetto a quello di esecuzione dei pagamenti sul mercato nazionale che verrebbe effettuato dal GME, avvalendosi di un generico soggetto finanziatore incaricato di gestire l'anticipo, in caso di import, ovvero la ricezione, in caso di export, dei pagamenti sulle frontiere estere secondo la tempistica D+2;
 - la maggior parte degli operatori che hanno partecipato alla consultazione 04/2014 del GME hanno indicato la Soluzione II come quella preferibile per la prima fase di avvio del *market coupling* auspicando un rapido allineamento con le tempistiche di pagamento delle principali borse europee;
 - successivamente, con il documento per la consultazione 07/2014, il GME ha posto in consultazione la proposta di soluzione a regime individuata per la gestione del disallineamento delle tempistiche di pagamento del mercato elettrico italiano rispetto a quelle degli altri mercati elettrici europei, prevedendo, in particolare:
 - di avvicinare, ma non di allineare, la tempistica di *settlement* di MGP e MI a quella delle borse elettriche europee, da fissarsi su base settimanale (nel seguito: D+7);
 - che la tempistica e le modalità per l'implementazione della proposta di cui al precedente alinea saranno fissate in esito al processo di consultazione e specificando che la relativa data di avvio dell'operatività è prevista intorno alla metà del 2016;
 - con la comunicazione 15 gennaio 2015, GME ha trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico e, per conoscenza, all'Autorità gli esiti del processo di consultazione avviato su richiesta del Ministero stesso dai quali si evince che:
 - sulla tematica del disallineamento delle tempistiche dei pagamenti la maggior parte degli operatori ha auspicato che si attui un pieno allineamento delle tempistiche di pagamento (D+2) anziché adottare la pur accettabile soluzione proposta da GME (D+7);
 - con comunicazione 4 febbraio 2015 il Ministero dello Sviluppo Economico ha riscontrato la ricezione degli esiti del processo di consultazione di cui al documento per la consultazione 07/2014; inoltre, Il Ministero dello Sviluppo Economico resta in attesa, da GME, di ricevere aggiornamenti in riferimento all'implementazione della soluzione prescelta in merito al disallineamento delle tempistiche di pagamento;
 - il Ministero dello Sviluppo Economico e il GME non hanno espresso orientamenti generali né valutazioni di merito funzionali all'identificazione del soggetto finanziatore né tantomeno hanno intrapreso azioni concrete in tal senso;

- l'identificazione del soggetto finanziatore è condizione necessaria per il buon esito del funzionamento del *market coupling*, con particolare riferimento alla fase di avvio del progetto;
- la soluzione adottata con la delibera 609/2013/R/eel per la gestione del *market coupling* Italia-Slovenia prevede, in linea generale, che CCSE fornisca la liquidità necessaria e gestisca i pagamenti per conto di GME, che gli interessi da riconoscere a CCSE da parte di GME vengano riconosciuti da Terna a GME e imputati da Terna al corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione 111/06 (cd. *uplift*);
- nei contratti per la gestione del *settlement* dei pagamenti tra GME e le controparti estere inviati da GME all'Autorità si prevede che:
 - la regolazione delle partite economiche tra il GME e la società *European Commodity Clearing AG* (di seguito: ECC) (controparte per le frontiere francese e austriaca) avverrà attraverso un istituto bancario (*Clearing Member*, nel seguito: istituto CM) incaricato dal GME di ricevere gli incassi e a effettuare i pagamenti a favore di ECC il secondo giorno successivo al giorno in cui è avvenuta la transazione;
 - la raccolta della rendita di congestione sarà effettuata, rispettivamente, dalla società *BSP Regional Energy Exchange LLC* (di seguito: BSP) per il confine Italia-Slovenia e da ECC per i confini Italia-Francia e Italia-Austria, attraverso la valorizzazione delle importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling* ai prezzi orari registrati nella zona Nord del mercato elettrico italiano;
- il contratto Terna-CASC inviato da Terna all'Autorità prevede che:
 - il versamento a CASC della rendita di congestione raccolta rispettivamente da BSP e ECC avverrà tra il secondo ed il terzo giorno successivo al giorno in cui è avvenuta la transazione;
 - BSP e ECC, attraverso CASC, si rivalgano nei confronti di Terna – e degli altri gestori di rete coinvolti – degli oneri sostenuti per la gestione della rendita di congestione applicando un corrispettivo per ogni MWh oggetto di regolazione finanziaria;
- con riferimento al punto f):
 - per quanto non vincolanti all'avvio del *market coupling* sulle frontiere italiane, nel documento per la consultazione 356/2014/R/eel l'Autorità ha ritenuto opportuno informare i soggetti interessati rispetto ad ulteriori elementi anche al fine di raccogliere i loro preliminari orientamenti. Ciò con particolare riferimento:
 - i. ai limiti di prezzo su MGP, MI e MSD e
 - ii. alle tipologie di prodotti scambiati nel mercato;
 - con riferimento al punto i):

- attualmente le offerte in acquisto sul mercato (MGP e MI) sono limitate amministrativamente da un limite superiore (*cap*) pari al VENF, quantificato dall’Autorità in 3.000 €/MWh e un limite inferiore (*floor*), pari a 0 €/MWh come stabilito nel TIDME.
- il regolamento CACM delinea la futura armonizzazione di *cap* e *floor* a livello sovranazionale, a diciotto mesi dalla sua entrata in vigore. In particolare, il *market coupling* avviato nell’ambito del progetto PCR ha già effettuato la scelta di identificare un unico valore massimo (*cap*, pari a + 3.000 €/MWh) e un unico valore minimo (*floor*, pari a - 500 €/MWh);
- implementare il *market coupling* senza armonizzare i limiti di prezzo potrebbe generare delle possibili inefficienze nella gestione della capacità transfrontaliera in alcune condizioni particolari, ad esempio imponendo una importazione di energia verso l’Italia anche in condizioni nelle quali – a fronte della disponibilità di alcuni impianti di generazione a produrre a prezzo negativo inferiore rispetto ai prezzi dei mercati esteri confinanti – potrebbe realizzarsi una esportazione;
- con comunicazione 12 Novembre 2014 il GME ha richiesto all’Autorità un parere in merito all’opportunità di posticipare l’introduzione del limite di prezzo inferiore negativo (*floor*) rispetto all’avvio del *market coupling* al fine di accogliere le richieste degli operatori;
- con lettera 24 novembre 2014 l’Autorità ha chiarito che:
 - l’eventuale abbassamento del limite di prezzo inferiore delle offerte presentate in MGP potrà essere effettuato per mezzo di una modifica del TIDME e pertanto non rientra nell’ambito degli interventi di diretta competenza dell’Autorità, che potrà eventualmente rilasciare al Ministero competente un parere in materia;
 - tale modifica potrebbe tuttavia richiedere l’adeguamento di altri aspetti della regolazione del mercato elettrico con particolare riferimento al funzionamento dei mercati di dispacciamento e alle modalità di partecipazione al mercato degli impianti alimentati da fonti rinnovabili;
 - l’Autorità intende avviare al più presto un procedimento per definire nel dettaglio gli adeguamenti necessari, nell’ambito del quale verranno raccolte le osservazioni degli operatori e svolte analisi e simulazioni;
 - le tempistiche di svolgimento di tale attività potrebbero non essere compatibili con un adeguamento dei limiti di prezzo di MGP contestuale all’avvio del *market coupling*, non sembrano peraltro sussistere particolari vincoli normativi

poiché il regolamento CACM di prossima adozione concede diciotto mesi di tempo dall'entrata in vigore per addivenire ad una armonizzazione dei limiti di prezzo delle offerte presentate in tutti i mercati coinvolti;

- nelle risposte al documento per la consultazione 356/2014, alcuni operatori hanno sottolineato la necessità di approfondire gli impatti eventualmente derivanti dall'introduzione dei prezzi negativi, anche in relazione alla significativa liquidità del mercato *spot* italiano se confrontato a quello di altri paesi, agli impatti su MSD e alle implicazioni della partecipazione al mercato degli impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- con riferimento alle tipologie di prodotti scambiati sul mercato:
 - l'algoritmo *Euphemia* è in grado di gestire contestualmente differenti tipologie di prodotti complessi, tipicamente quelli in uso nei mercati nazionali che hanno avviato per primi il progetto di *market coupling*;
 - l'adozione, da parte di GME, dell'algoritmo *Euphemia* con l'avvio del *market coupling* potrebbe quindi consentire, potenzialmente, anche al mercato italiano di adottare prodotti complessi;
- in esito al documento per la consultazione 356/2014, alcuni operatori hanno segnalato di valutare positivamente la possibilità di introdurre offerte complesse.

RITENUTO OPPORTUNO:

- permettere il puntuale avvio del progetto di *market coupling* secondo le modalità operative stabilite dagli accordi predisposti dai partner del *Progetto PPC*;
- verificare in termini positivi, in forza del mandato affidato da parte dei regolatori della Iniziativa Regionale per il Centro Sud Europa ai partner del *Progetto PPC*, gli schemi contrattuali e la documentazione predisposta dai partner del progetto e in particolare:
 - *Day Ahead Operational agreement for the price coupling of day ahead markets of the Italian borders*
 - *Day ahead operational agreement for the multi regional coupling of day ahead markets*
 - *Contractual framework architecture*
 - gli schemi contrattuali per la gestione del *settlement* dei pagamenti tra GME e le controparti estere: "*GME-BSP CCP agreement for the Italian borders working table market coupling*" e "*Settlement link agreement*";
 - lo schema di contratto per la gestione della rendita di congestione tra Terna e CASC: "*CASC service level agreement for the implicit allocation on Italian borders*";
- nell'ottica di una più efficiente gestione della rendita di congestione, richiedere al GME di promuovere per il 2016 una revisione dei contratti per la gestione del

settlement dei pagamenti tra GME e le controparti estere che preveda in particolare che il GME svolga il ruolo di controparte centrale titolata a raccogliere e a regolare con CASC la totale rendita di congestione del *market coupling* sulle frontiere italiane;

- prevedere che gli oneri derivanti a Terna per l'esecuzione del contratto *CASC service level agreement for the implicit allocation on Italian borders* siano imputati da Terna al corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione 111/06;
- intervenire ai sensi dell'articolo 37 del decreto legislativo 93/11, al fine di superare la criticità rappresentata dalle diverse tempistiche di pagamento del mercato italiano rispetto ai mercati esteri confinanti, prorogando le modalità di finanziamento di GME individuate con la deliberazione 609/2013/R/eel in vigore per il *market coupling* Italia-Slovenia ed estenderle ai confini Italia-Austria e Italia-Francia;
- prevedere a tal fine:
 - che GME e CCSE aggiornino lo schema di Convenzione GME-CCSE adottato ai sensi della delibera 609/2013/R/eel per tenere conto delle dall'estensione del *market coupling* alle frontiere Italia-Austria e Italia-Francia ed in particolare che:
 - CCSE anticipi e riceva gli importi necessari a gestire per conto del GME i pagamenti e gli incassi connessi al *market coupling*, relativo alle frontiere Italia-Austria, Italia-Francia e Italia-Slovenia nei termini di cui alla Convenzione tra il GME e CCSE così come modificata dalle disposizioni della presente deliberazione;
 - gli importi anticipati, ovvero ricevuti, da CCSE, nell'ambito della gestione dei pagamenti di cui al precedente alinea siano remunerati al tasso di interesse riconosciuto a CCSE dall'istituto cassiere sulle giacenze della medesima;
 - il GME versi a CCSE, nel rispetto delle tempistiche di cui al Titolo V, Capo II, del TIDME, gli importi forniti da CCSE nel mese di consegna;
 - CCSE versi al GME, nel rispetto delle tempistiche di cui al Titolo V, Capo II, del TIDME, gli importi ricevuti da CCSE nel mese di consegna;
 - CCSE fornisca, per conto del GME, le garanzie finanziarie richieste da BSP e ECC. Le somme anticipate da CCSE sotto forma di garanzie finanziarie vengano remunerate al tasso di interesse riconosciuto a CCSE dall'istituto cassiere sulle giacenze della medesima e siano restituite da GME a conclusione della Convenzione;
 - in caso di tardivo pagamento da parte di CCSE a BSP o a ECC delle partite economiche corrispondenti a importazioni di energia risultanti dal *market coupling*, gli interessi di mora applicati da BSP o dall'istituto CM a GME, calcolati sulla base del tasso di mora

- definito, rispettivamente nel *Bilateral Agreement* e nel *Settlement Link Agreement* siano posti a carico di CCSE;
- nel caso di cui al precedente alinea, laddove la responsabilità del tardivo pagamento sia imputabile a GME, CCSE si rivalga su GME secondo le modalità ed i termini di cui alla convenzione GME-CCSE;
- prevedere inoltre:
 - che GME e TERNA aggiornino la Convenzione tra GME e TERNA di cui all'articolo 7, comma 7.1, della deliberazione 111/06 integrando quanto previsto dalla delibera 609/2013/R/eel con riferimento al *market coupling* con la Slovenia per tenere conto dell'estensione del *market coupling* alle frontiere Italia-Austria e Italia-Francia ed in particolare prevedere che:
 - Terna versi al GME o riceva da quest'ultimo, gli importi pari agli interessi che GME deve, rispettivamente, versare a CCSE o ricevere da quest'ultima;
 - il GME comunichi tempestivamente a Terna il tasso di interesse cui è remunerata la liquidità fornita, ovvero ricevuta da CCSE, nonché ogni suo eventuale successivo aggiornamento;
 - il GME trasmetta a Terna un rapporto sugli importi afferenti il *market coupling*;
 - che i costi e i ricavi relativi all'esecuzione da parte di CCSE di quanto previsto nel presente provvedimento siano posti a carico del medesimo conto oggi utilizzato per il *market coupling* con la Slovenia;
 - procedere alla modifica delle deliberazioni 111/06 e 162/11 al fine di adeguarle alle esigenze del *market coupling*;
 - rettificare un errore materiale riscontrato nella deliberazione 467/2013/R/eel, che ha inserito nel TIT il "Conto per la copertura delle agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica" con la stessa numerazione del "Conto per la gestione dei pagamenti afferenti il *market coupling*", istituito con la deliberazione 560/2012/R/eel;
 - avviare un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti aventi ad oggetto i profili sopra richiamati relativamente alla possibilità di riconsiderare i limiti di prezzo su MGP, MI e MSD e all'opportunità di incrementare le tipologie di prodotti scambiati nel mercato

DELIBERA

1. di verificare positivamente le disposizioni contenute nei seguenti documenti e schemi contrattuali predisposti dai partner del *progetto PPC* su mandato dell'Autorità e delle autorità di regolazione estere competenti, segnatamente:

- *Day Ahead Operational agreement for the price coupling of day ahead markets of the Italian borders;*
 - *Day ahead operational agreement for the multi regional coupling of day ahead markets;*
 - *Contractual framework architecture;*
 - gli schemi contrattuali per la gestione del settlement dei pagamenti tra GME e le controparti estere: “*GME-BSP CCP agreement for the Italian borders working table market coupling*” e il “*Settlement link agreement;*”
 - lo schema di contratto per la gestione della rendita di congestione tra Terna e CASC: “*CASC service level agreement for the implicit allocation on Italian borders*”;
2. di richiedere al GME di promuovere per il 2016, dandone evidenza all’Autorità, una revisione dei contratti per la gestione del *settlement* dei pagamenti tra GME e le controparti estere che preveda in particolare che il GME svolga il ruolo di controparte centrale titolata a raccogliere e a regolare con CASC la rendita di congestione del *market coupling* sulle frontiere italiane,
 3. di richiedere che entro il 15 febbraio 2015 il GME, in accordo con CCSE, invii all’Autorità il testo della Convenzione tra lo stesso GME e CCSE redatta ai sensi della deliberazione 609/2013/R/eel modificata e integrata secondo i termini di cui in motivazione. L’Autorità si esprime entro il 17 febbraio 2015, decorso inutilmente tale termine la Convenzione si intende approvata per il solo anno 2015;
 4. di richiedere che entro il 15 febbraio 2015 il GME, in accordo con Terna, invii all’Autorità il testo della Convenzione fra lo stesso GME e Terna redatta ai sensi dell’articolo 7, comma 7.1, della deliberazione 111/06 modificata e integrata secondo i termini di cui in motivazione. L’Autorità si esprime entro il 17 febbraio 2015, decorso inutilmente tale termine la Convenzione si intende approvata per il solo anno 2015;
 5. di stabilire che i proventi e gli oneri derivanti a Terna per l’esecuzione del contratto *CASC service level agreement for the implicit allocation on Italian borders* siano imputati da Terna al corrispettivo di cui all’articolo 44 della deliberazione 111/06;
 6. di stabilire che gli importi versati da Terna a GME o ricevuti da quest’ultimo, pari rispettivamente agli interessi che ai sensi del presente provvedimento GME deve rispettivamente versare a CCSE o ricevere da quest’ultima, siano imputati da Terna al corrispettivo di cui all’articolo 44, della deliberazione 111/06;
 7. di stabilire che i costi e i ricavi relativi all’esecuzione da parte di CCSE di quanto previsto nel presente provvedimento siano posti a carico del conto *market coupling* attualmente in uso per la gestione del *market coupling* sulla sola frontiera Slovena (art. 47, comma 47.1, lettera x del TIT);
 8. di richiedere a CCSE di garantire all’Autorità il monitoraggio, su base mensile, dell’ammontare dei costi e dei ricavi di cui al precedente alinea, producendo delle stime sui flussi di cassa attesi nel corso dei due mesi successivi con

- riferimento al conto *market coupling* e una stima delle effettive disponibilità di copertura sulla base delle giacenze disponibili negli altri conti gestiti da CCSE;
9. di modificare la deliberazione 111/06 nei termini di seguito indicati:
 - all'articolo 30, comma 30.4 lettera a) dopo le parole “di cui al comma 30.3”, sono aggiunte le parole “e con i limiti imposti dai tempi tecnici di esecuzione dell’algoritmo utilizzato,”;
 - all'articolo 31, il comma 31.5bis è soppresso.
 10. di modificare la deliberazione ARG/elt 162/11 nei termini di seguito indicati:
 - all'articolo 4, comma 4.3 dopo le parole “corrispondenti a punti di dispacciamento di importazione e di esportazione,” sono aggiunte le parole “salvo nei casi in cui è attuata un’allocazione implicita della capacità transfrontaliera”;
 11. di sostituire l'articolo 1, comma 1.8 della deliberazione 467/2013/R/eel con il seguente:

“Al comma 47.1 del TIT, dopo la lettera x), è aggiunta la seguente lettera x₁):
“x₁) il Conto per la copertura delle agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica, alimentato dalla componente tariffaria A_E.”;
 12. di rinviare a successivi provvedimenti la revisione completa dei provvedimenti dell’Autorità, volta ad assicurare la piena armonizzazione del quadro regolatorio nazionale con l’integrazione del mercato italiano nel *market coupling* europeo;
 13. di avviare un procedimento finalizzato alla formazione di più provvedimenti aventi ad oggetto i profili sopra richiamati relativamente alla possibilità di riconsiderare i limiti di prezzo su MGP, MI e MSD e all’opportunità di incrementare le tipologie di prodotti scambiati nel mercato;
 14. di prevedere che il procedimento di cui al precedente alinea si concluda entro il 31 dicembre 2015;
 15. di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati dell’Autorità in qualità di responsabile del procedimento, di dar corso agli adempimenti di carattere procedurale, amministrativo e organizzativo necessari a:
 - svolgere le attività attinenti il procedimento, comprendenti anche l’organizzazione di opportuni incontri con Terna, GME, gli operatori interessati nonché ogni altro soggetto che possa contribuire a offrire elementi utili;
 - predisporre uno o più documenti per la consultazione;
 16. di trasmettere copia del presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico, a Terna, al GME e CCSE;
 17. di pubblicare il presente provvedimento ed i testi modificati delle deliberazioni 111/06, ARG/elt 162/11 e 467/2013/R/eel sul sito internet dell’Autorità www.autorita.energia.it.

12 febbraio 2015

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni