

Documento di consultazione 04/2014

PROPOSTE DI CONSULTAZIONE GME PER L'INTEGRAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO AI MERCATI UE

1. Introduzione

Nell'ambito dell'Unione Europea si sta attualmente completando il processo di definizione del modello di mercato comunitario (*Target Model*) volto a creare un mercato interno dell'energia integrato.

Tale processo, ormai in atto da diversi anni, ha avuto il suo avvio con l'approvazione del terzo pacchetto energia da parte del Parlamento e del Consiglio Europeo – in particolare, si segnalano, tra i principali riferimenti normativi per il comparto elettrico, la Direttiva 2009/73/CE approvata in data 13 luglio 2009, il Regolamento (EC) No 713/2009 e il Regolamento (EC) No 714/2009 – con il quale sono state identificate, tra l'altro, le condizioni che devono essere rispettate, da ciascuno Stato Membro, per consentire l'accesso alla rete elettrica e agli scambi interfrontalieri di energia fra i paesi dell'UE.

Allo scopo di coordinare le attività di tale processo, il terzo pacchetto energia dell'UE ha inoltre formalmente istituito due nuove istituzioni comunitarie: l'Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) ed Entso-E (European Network of Transmission System Operators).

Il processo in oggetto è proseguito con la pubblicazione delle *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management* da parte di ACER, pubblicate il 29 luglio 2011. Tale documento ha individuato le linee guida che a sua volta l'associazione Entso-E sta seguendo nella fase di redazione del corrispondente Network Code, vale a dire il documento tecnico di ambito comunitario, volto a definire le modalità operative che tutti i gestori di rete europei dovranno seguire per l'allocazione della capacità interfrontaliera sui diversi orizzonti temporali e per i processi di gestione delle congestioni sulle frontiere. In particolare le Framework Guidelines di ACER identificano nel meccanismo di Price Coupling il Target Model di riferimento da applicare per la allocazione implicita della capacità di interconnessione disponibile nell'ambito dell'orizzonte temporale relativo ai mercati del giorno prima (Day-Ahead Markets).

A conferma di quanto indicato, il Target Model per i mercati del giorno prima, su tutte le frontiere europee, dovrà essere implementato entro il 2014. Pertanto il GME è chiamato a contribuire alla definizione del processo di integrazione dei mercati elettrici europei ed, in particolare, a fare in modo che l'Italia possa completare l'implementazione del *market coupling* sulle sue frontiere elettriche nord. Al fine di rispettare tale obiettivo, il GME è impegnato nel cosiddetto *Price Coupling of Regions (PCR)*, avviato e gestito unitamente alle principali Borse europee¹ e finalizzato all'applicazione, su scala UE, di un meccanismo di *market coupling* all'orizzonte di mercato *Day-Ahead*, in relazione al quale lo scorso 4 febbraio, con

¹ Il PCR è attualmente costituito dai seguenti Power Exchanges: GME, OMIE, APX-ENDEX e BELPEX, EPEX, NordPoolSpot-NPS ed OTE.

riferimento alla data di flusso 5 febbraio, è stato dato l'avvio operativo nella regione NWE² e nella regione SWE³.

Il GME è altresì impegnato nel progetto *Italian Borders Working Table* (IBWT) volto a sviluppare e gestire le attività operative *pre-coupling/post-coupling* necessarie all'avvio operativo del *market coupling* europeo sui confini elettrici italiani. Il progetto vede coinvolte tutte le borse elettriche ed i Gestori di Rete dei paesi che insistono sui confini elettrici italiani, Svizzera inclusa sebbene la stessa non risulti formalmente ricompresa nella regione CSE in quanto non membro dell'UE. Il GME ha, inoltre, già compiuto significativi passi avanti nella implementazione del *coupling* attraverso l'avvio operativo, a partire dal 1° gennaio 2011, del *market coupling* sulla frontiera slovena.

L'implementazione del *market coupling* su tutte le frontiere italiane richiede di armonizzare o, quantomeno rendere compatibili, alcuni aspetti peculiari del mercato italiano al disegno degli altri mercati europei e, in particolare, l'aspetto riguardante le differenti tempistiche di pagamento. Inoltre, altri aspetti rilevanti su cui è necessario intervenire riguardano: l'allineamento dell'orario del mercato italiano alle ore 12.00 (su tale tema, il GME ha già condotto, lo scorso mese di febbraio, una consultazione - DCO 1/2014 ME: modifica tempistica attività relative alle sessioni MPE e PCE); l'integrazione delle regole di *matching* del mercato italiano nell'ambito dell'algoritmo di mercato europeo; l'armonizzazione dei limiti di prezzo sul mercato italiano ai limiti di prezzo adottati sugli altri mercati europei; la possibilità di riaprire la sessione di mercato in caso di *decoupling*, ovvero, in analogia con quanto accade sugli altri mercati europei, qualora si configurino situazioni particolari (*decoupling*, raggiungimento dei limiti di prezzo sul mercato italiano o su altri mercati europei), di pubblicare le informazioni rilevanti ai fini del *coupling* (rischio di *decoupling*, *decoupling*, ecc).

Per quanto riguarda gli aspetti relativi ai pagamenti, giova osservare che, come noto, sul mercato italiano la regolazione dei pagamenti viene effettuata il 15° giorno lavorativo del secondo mese successivo al termine di chiusura della sessione di mercato⁴ (nel seguito tale tempistica è indicata, per esigenze di esposizione, con la sigla M+2) mentre sulla maggior parte dei mercati esteri tale regolazione è effettuata il 2° giorno successivo al termine di chiusura della sessione di mercato (nel seguito tale tempistica è indicata, per esigenze di esposizione, con la sigla D+2).

In un processo di *market coupling* pienamente efficiente, i prezzi di tutti i mercati elettrici europei, ivi inclusi quelli del mercato italiano, per essere omogenei e confrontabili dovrebbero avere come riferimento identiche tempistiche di pagamento.

Ferma restando la necessità di determinare una modalità operativa che consenta l'adeguamento della tempistica dei pagamenti del mercato italiano a quella degli altri mercati europei, il GME, oltre a rappresentare i principali aspetti tecnico-operativi che saranno oggetto di armonizzazione in vista dell'integrazione del mercato elettrico, propone in particolare due soluzioni transitorie, alternative tra loro,

² La regione NWE comprende i seguenti Paesi: Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Austria, Gran Bretagna, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Olanda, Norvegia, Polonia e Svezia.

³ La regione SWE comprende i seguenti Paesi: Francia, Portogallo e Spagna.

⁴ Nel 16° giorno lavorativo del secondo mese successivo al termine di chiusura della sessione di mercato il GME effettua i relativi pagamenti.



da implementare a partire dal 2015, volte a consentire l'avvio dei predetti processi di integrazione, pur mantenendo, sebbene temporaneamente, le tempistiche di pagamento interne in M+2.

Si fa presente infine che prossimamente il GME sottoporrà alla consultazione una proposta per la riduzione, a regime, delle tempistiche dei pagamenti, per una sua implementazione verosimilmente a partire dal Gennaio 2016, in sostituzione, per l'appunto della soluzione transitoria individuata in esito al presente DCO.

I soggetti interessati sono invitati a formulare le proprie osservazioni con riferimento alle modalità operative descritte nel documento, oltre che, in particolare, sugli spunti di consultazione S.1 e S.2.

Tali osservazioni dovranno pervenire, per iscritto, le proprie osservazioni al GME – Legale e Regolazione, entro e non oltre il **15 settembre 2014**, termine di chiusura della presente consultazione, con una delle seguenti modalità:

e-mail: info@mercatoelettrico.org

fax: 06.8012-4524

posta: Gestore dei mercati energetici S.p.A.

Largo Giuseppe Tartini, 3/4

00198 - Roma

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

2. Proposte di soluzione per l'armonizzazione delle tempistiche di pagamento

Nel seguito, si propongono due soluzioni transitorie, ed alternative tra loro, volte a gestire il disallineamento esistente tra le tempistiche di pagamento vigenti sul mercato elettrico italiano e quelle attualmente adottate sui mercati europei.

Soluzione I:

Una prima proposta di soluzione transitoria, che viene di seguito presentata, consente da un lato di rispettare le tempistiche di pagamento in uso sui mercati esteri per regolare le partite economiche relative all'energia importata/esportata in esito al *market coupling*, dall'altra di mantenere sostanzialmente invariati gli attuali assetti esistenti sul mercato italiano. Essa prevede, infatti, che i prezzi del mercato

elettrico a pronti (MGP/MI)⁵ vengano determinati facendo riferimento ad un *settlement* in D+2, mantenendo, tuttavia, M+2 quale termine di fatturazione e pagamento “effettivo”.

A tal fine, si rende, quindi, necessario l'intervento di un soggetto finanziatore, previamente individuato dalle Istituzioni di riferimento, che fornisca la liquidità necessaria al GME per regolare le partite economiche transfrontaliere in esito al *market coupling* ad un tasso di interesse “unico” parimenti individuato dalle stesse Istituzioni.

In particolare, il GME riconoscerà a tale soggetto gli interessi passivi dovuti per l'anticipo di liquidità in caso di flussi in *import* (pagamenti verso l'estero), ovvero, riceverà dallo stesso gli interessi attivi che matureranno sulle giacenze presso di esso derivanti dai flussi in *export* (pagamenti ricevuti dall'estero).

Nella fattispecie, sul mercato elettrico italiano, si presenterà il seguente scenario:

- gli operatori di mercato, acquirenti e venditori, presenteranno sul mercato a pronti⁶ le offerte, rispettivamente di acquisto e di vendita, considerando che il *settlement* delle relative partite, qualora le offerte siano oggetto di abbinamento, avvenga, come principio generale, in D+2 con un *rolling* giornaliero, ovvero tenendo conto che ai prezzi di mercato sarà applicato un interesse per i pagamenti in M+2;
- i prezzi che si formeranno sul mercato a pronti italiano (MGP/MI)⁷ – a seguito di abbinamento di domanda e offerta – saranno, quindi, comparabili con i prezzi risultanti dalle transazioni concluse sugli altri mercati europei, che di regola presentano un *settlement* giornaliero;
- in considerazione degli attuali vincoli strutturali del sistema italiano, le operazioni concluse relative a punti di immissione/prelievo interni al sistema italiano – pur avendo come riferimento una tempistica di pagamento giornaliera – verranno regolate seguendo le attuali scadenze, ovvero in M+2;
- a fronte del mantenimento dell'attuale tempistica di pagamento, verranno riconosciuti all'operatore venditore e addebitati all'operatore acquirente⁸ gli interessi per la dilazione di pagamento. Essi rappresentano rispettivamente un provento finanziario per il soggetto venditore sul mercato a pronti italiano che concede la dilazione da D+2 a M+2 e un onere finanziario per la medesima dilazione di pagamento da parte del soggetto acquirente sul mercato a pronti italiano;
- tali interessi saranno calcolati applicando al corrispettivo della partita energetica e del CCT, nonché alle partite economiche relative ai corrispettivi di non arbitraggio che si formano sul MI e sulla rendita da congestione che si forma tra le zone del mercato italiano e che il GME regola con Terna, un tasso di interesse che è esattamente pari a quello individuato dalle Istituzioni di riferimento e aggiornato con cadenza periodica per la provvista/giacenza finanziaria riconosciuta al GME ai fini della regolazione del *market coupling* con i mercati europei, moltiplicato per il numero di giorni risultanti dal *lag* temporale intercorrente tra il principio generale di *settlement* in D+2 e la regolazione effettiva in M+2;

⁵ Escluso il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

⁶ Escluso il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

⁷ Escluso il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

⁸ Analogo processo verrà seguito anche nei confronti degli operatori PCE per la regolazione dei CCT.

- l'importo complessivo risultante dalla somma algebrica degli interessi per dilazione di pagamento riconosciuti e incassati a/dagli operatori del mercato elettrico a pronti e della PCE in relazione ai CCT, al netto di quelli applicati alla rendita da congestione interna, da corrispondere a Terna, sarà pari alla remunerazione spettante al/dal soggetto finanziatore per la provvista ovvero per la giacenza finanziaria riconosciute, rispettivamente, in caso di flusso di energia netto in *import* ovvero in caso di flusso netto in *export*.

Per ciò che concerne le modalità operative con cui tale soluzione sarà implementata, saranno apportate le necessarie integrazioni al processo di fatturazione attualmente vigente.

In particolare, oltre alle consuete fatture relative agli scambi avvenuti sui mercati elettrici a pronti nel mese M ed alle partite economiche relative al CCT per gli operatori della PCE verranno rese disponibili/emesse apposite fatture contenenti l'ammontare degli interessi e il relativo dettaglio di calcolo conseguenti alla dilazione di pagamento⁹ riconosciuta al fine di regolare le partite economiche secondo l'attuale tempistica in M+2.

Le fatture per gli interessi conseguenti alla dilazione di pagamento, sia attive che passive per il GME, concorreranno, unitamente alle fatture per le partite energetiche e per i CCT, alla determinazione e pubblicazione del saldo netto a regolare di ciascun operatore, con le consuete tempistiche.

Alla luce di quanto sopra rappresentato, quindi, in sede di regolazione effettiva dei pagamenti nel mese M+2:

- gli operatori debitori netti sul mercato a pronti (MGP e MI)¹⁰ verseranno al GME un importo complessivo formato da i) un controvalore funzione del prezzo formatosi nel mercato (riferito a D+2) e ii) l'importo netto degli oneri finanziari corrispondenti al periodo intercorrente tra D+2 (termine di pagamento di riferimento) e M+2 (termine di pagamento effettivo) applicando il tasso di interesse unico individuato¹¹;
- gli operatori creditori netti sul mercato a pronti (MGP e MI)¹² riceveranno dal GME un importo complessivo formato da i) un controvalore funzione del prezzo formatosi nel mercato (riferito a D+2) e ii) l'importo netto dei proventi finanziari corrispondenti al periodo intercorrente tra D+2 (termine di pagamento di riferimento) e M+2 (termine di pagamento effettivo) applicando il tasso di interesse unico individuato¹³.

In sede di regolazione dei pagamenti dei flussi derivanti dal *market coupling* nel giorno D+2:

⁹ Da considerarsi operazioni esenti ai fini IVA ai sensi dell'articolo 10, comma 1, numero 1) del Decreto del Presidente della Repubblica 26 ottobre 1972, n. 633.

¹⁰ Anche per gli operatori debitori netti della PCE per le partite economiche da CCT.

¹¹ Gli oneri finanziari si applicano anche alle partite economiche che sorgono in capo all'operatore in caso di mancata consegna delle posizioni nette in vendita sul MTE, le quali sono chiuse dal GME attraverso il MGP.

¹² Anche per gli operatori creditori netti della PCE per le partite economiche da CCT.

¹³ I proventi finanziari si applicano anche alle partite economiche che sorgono in capo all'operatore in caso di mancata consegna delle posizioni nette in acquisto sul MTE, le quali sono chiuse dal GME attraverso il MGP.

- i flussi netti in *import* saranno regolati dal GME alla borsa estera per il tramite di un soggetto finanziatore per un importo pari al controvalore funzione del prezzo formatosi in D+2; gli interessi dovuti a fronte del finanziamento erogato per tale pagamento in D+2 saranno poi corrisposti dal GME al soggetto finanziatore al momento del *settlement* delle partite energetiche e dei CCT sul mercato italiano in M+2;
- i flussi netti in *export* saranno regolati dalla borsa estera al GME per un controvalore funzione del prezzo formatosi in D+2. Il regolamento avverrà sempre per il tramite del medesimo soggetto finanziatore, che quindi riconoscerà su tale giacenza un interesse attivo al GME. Tale importo sarà interamente girato in M+2 dal GME agli operatori, a fronte della dilazione di pagamento complessivamente riconosciuta.

Per quanto concerne il sistema di garanzie, occorre considerare che il rischio di controparte, cui il GME è esposto in funzione del proprio ruolo di controparte centrale, è legato all'inadempimento del soggetto acquirente per mancato pagamento del corrispettivo finale di acquisto o del corrispettivo del CCT. Le garanzie che gli operatori dovranno, quindi, prestare ai fini dell'operatività sul mercato a pronti dovranno essere pari al controvalore dell'acquisto effettuato, considerando il prezzo di acquisto formatosi in D+2 maggiorato dei dovuti interessi passivi. Parimenti le garanzie che dovranno essere prestate ai fini dell'operatività su PCE dovranno essere in grado di coprire il differenziale giornaliero di prezzo tra prezzo zonale e PUN (CCT), maggiorato dei dovuti interessi.

Soluzione II:

Alternativamente a quanto sopra indicato, una seconda proposta di soluzione transitoria potrebbe essere quella di replicare, anche sulle altre frontiere italiane, l'attuale modalità di gestione del disallineamento delle tempistiche di pagamento tra Italia (M+2) e Slovenia (D+2), ivi inclusa la modalità di copertura degli oneri finanziari¹⁴.

Segnatamente, il *settlement* del mercato domestico italiano continuerebbe in ogni caso ad essere effettuato secondo le attuali tempistiche in M+2, mentre la regolazione delle partite economiche risultanti dal *coupling* (D+2) - che, come noto, prevede un anticipo temporale rispetto a quello di esecuzione dei pagamenti sul mercato interno - verrebbe effettuato dal GME, come nella Soluzione I, avvalendosi di un 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 del D+2.

Secondo tale soluzione, in continuità con quanto avviene nell'ambito del *coupling* Italia e Slovenia, il saldo netto fra oneri e proventi calcolati in relazione ai flussi finanziari messi a disposizione, in caso di import, ovvero ricevuti, in caso di export, dal soggetto finanziatore, sarebbe imputato agli oneri generali di sistema, senza applicare, come previsto nella Soluzione I, alcun tasso di interesse "intertemporale" alle offerte presentate dagli operatori sul mercato elettrico a pronti.

¹⁴ Deliberazione AEEG 19 dicembre 2013 n. 609/2013/R/EEL.

Spunti per la consultazione

- S.1 Quali sono, dal Vostro punto di vista, i principali vantaggi e svantaggi relativi a ciascuna delle due soluzioni transitorie proposte per la gestione del disallineamento delle tempistiche di pagamento?
- S.2 Quale tra le due soluzioni si ritiene preferibile adottare in funzione di una transizione verso la soluzione definitiva che consegua una completa armonizzazione con i mercati europei?

3. Altri aspetti da armonizzare ai fini dell'integrazione del mercato europeo

Sebbene l'intervento sulle tempistiche dei pagamenti e sui correlati effetti sui prezzi di mercato sia il più rilevante aspetto da armonizzare, ci sono altri aspetti del disegno del mercato italiano che devono essere rivisti per consentire la piena integrazione del MGP con gli altri mercati europei attraverso il *market coupling*.

Il *market coupling* richiede che i mercati del giorno prima europei debbano essere risolti contemporaneamente, come se fossero un unico mercato zonale. Per implementare il *market coupling* su scala europea è dunque necessario tener conto, oltre che delle informazioni relative alle capacità di interconnessione transfrontaliera (ATCs) da allocare implicitamente attraverso i mercati del giorno prima, di tutte le offerte che i diversi operatori attivi in ciascun mercato europeo inviano al relativo *Power Exchange* (PX); è quindi necessario che le ATCs e le offerte siano sottoposte ad un algoritmo comune che sia in grado di processare tali informazioni così da definire dei risultati (prezzi, quantità accettate su ciascun mercato e flussi interfrontalieri) applicando le regole di *matching* vigenti in ciascun mercato.

Per realizzare il *market coupling* europeo il GME e gli altri PXs del PCR hanno pertanto realizzato un modello di *business* in cui l'esigenza di condividere e processare le informazioni in modo coordinato è stato risolto nel seguente modo:

- è stato sviluppato un algoritmo comune, *Euphemia*, il quale replica e applica le regole di *matching* che ciascun PX adotta all'interno del proprio mercato, ivi incluse quelle adottate dal GME;
- i PXs del PCR, alla chiusura delle sedute dei rispettivi mercati, si scambiano in forma anonima le rispettive offerte, nonché le ATCs che ciascun PX ha ricevuto dai relativi TSOs. In questo modo ciascun PX ha a disposizione il set di informazioni (offerte, ATCs) completo per tutti i mercati che partecipano al *coupling* europeo;

- i PXs, avvalendosi di *Euphemia* e tenendo conto del set completo di informazioni (offerte, ATCs) eseguono congiuntamente il proprio mercato e quello di tutti i paesi europei che partecipano al *coupling* in modalità decentralizzata¹⁵, parallela¹⁶ e coordinata^{17, 18}.

La gestione di un simile processo su scala europea richiede tuttavia un minimo livello di armonizzazione delle regole e delle procedure che ciascun PX applica sul proprio mercato, affinché siano rimossi gli elementi di incompatibilità con le corrispondenti regole e procedure adottate sugli altri mercati.

Nel seguito si riportano gli aspetti relativi al funzionamento del mercato italiano sui quali è necessario intervenire per consentire l'integrazione del MGP all'interno del PCR.

3.1. Regole di matching

Un primo aspetto del mercato italiano che deve essere modificato per consentire l'integrazione con il PCR è relativo alle regole di *matching*.

Come riportato in precedenza, i PXs che fanno parte del PCR hanno sviluppato un algoritmo comune, *Euphemia*, che replica ed integra, al proprio interno, le regole di *matching* di tutti i mercati europei. Tuttavia, tali regole di *matching* sono piuttosto eterogenee tra loro e prevedono inoltre modalità di *bidding* e/o tipologie di prodotti altrettanto diverse tra loro.

Senza voler fare un elenco esaustivo, oltre ai prodotti e alle regole di *matching* tipici del mercato italiano, è stato dunque necessario che *Euphemia* implementasse al proprio interno le caratteristiche degli altri mercati del giorno prima europei, tra le quali: varie tipologie di offerte a blocchi; vincoli intertemporali sull'utilizzo della rete (vincoli di rampa); la possibilità che le offerte siano espresse come una funzione lineare del prezzo rispetto alla quantità offerta (cd. "*linear piecewise bids and offers*"), piuttosto che, come avviene sul nostro mercato, come coppie "quantità-prezzo" (cd. "*stepwise bids and offers*").

Tuttavia, caratteristiche così eterogenee hanno elementi di potenziale e reciproca incompatibilità che rendono necessario apportare alcune modifiche alle modalità con cui tali caratteristiche devono essere gestite all'interno di un algoritmo comune. Per quanto riguarda le regole e le modalità di *matching* del mercato italiano, rispetto alle attuali previsioni del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (nel seguito: Disciplina), si riportano le modifiche di maggior rilievo che si rendono necessarie:

- Massimizzazione del *welfare*: la Disciplina prevede che i risultati del MGP (prezzi, quantità accettate, flussi tra le zone e valorizzazione delle congestioni) siano tali da garantire la

¹⁵ Modalità decentralizzata: ogni PX può eseguire, in autonomia, il proprio mercato avvalendosi di *Euphemia* e del set completo di informazioni (offerte, ATCs) relativo a tutti i mercati europei.

¹⁶ Modalità parallela: l'esecuzione del mercato, da parte di ogni PXs, avviene in contemporanea con l'esecuzione dei rispettivi mercati da parte degli altri PXs.

¹⁷ Modalità coordinata: i PXs coordinano le rispettive attività sia prima di eseguire i rispettivi mercati (condivisione delle informazioni), sia nel corso dell'esecuzione dei mercati, sia alla fine del processo di esecuzione (confronto e verifica della congruenza dei risultati ottenuti da ciascun PX) che in fase di pubblicazione dei risultati di mercato.

¹⁸ Tecnicamente ogni giorno un PX agisce da Coordinator, responsabile del calcolo degli esiti ufficiali, mentre gli altri sono responsabili dell'approvazione degli stessi secondo regole codificate. Il ruolo di PX è rotante.

massimizzazione del *welfare*¹⁹. Tuttavia, stante la complessità di integrare caratteristiche eterogenee di mercati diversi all'interno di un unico algoritmo, la ricerca della soluzione che massimizza il *welfare* potrebbe comportare tempi di esecuzione di *Euphemia* eccessivi e non in linea con l'esigenza operativa di garantire tempi certi per la individuazione e la pubblicazione dei risultati di mercato. Inoltre, nel mercato domestico, finora, la massimizzazione del *welfare* viene effettuata su base oraria, dal momento che nelle regole di pertinenza non ci sono indicati vincoli intertemporali. *Euphemia*, invece, dovendo tenere conto della presenza su altri mercati di prodotti che impongono vincoli intertemporali (blocchi, vincoli di rampa) ricerca la massimizzazione del *welfare* su base giornaliera (gestendo tutte le ore all'interno di un singolo processo di ottimizzazione). Infine, stante la compresenza di prodotti e regole diversi sui diversi mercati che operano nell'ambito del PCR, *Euphemia* tenta di massimizzare il *welfare* su tutto il perimetro del PCR e ciò aumenta la complessità di computazione per l'algoritmo. Per questi motivi, nel definire le procedure operative da eseguire, ogni giorno, nella gestione del *market coupling* europeo, i PXs del PCR hanno deciso di limitare il tempo a disposizione per eseguire *Euphemia* e individuare la soluzione (prezzi, quantità accettate, flussi transfrontalieri) che soddisfa i vincoli dei diversi mercati (il tempo limite per la sola esecuzione dell'algoritmo è di 10 minuti). Decorso tale arco temporale, i PXs individuano come soluzione che risolve tutti i mercati europei quella che risulta migliore, in termini di *welfare*, tra tutte le soluzioni individuate da *Euphemia* nel tempo a disposizione per l'esecuzione dello stesso. Tuttavia, non viene garantito che la soluzione individuata nel tempo a disposizione dell'algoritmo sia la migliore in assoluto in termini di *welfare*. Ne deriva che, ai fini della Disciplina, non potrà essere più garantito che la soluzione individuata è quella che, in assoluto, massimizza il *welfare*, anche se la presenza nel mercato italiano di sole offerte "semplici" continua a garantire che, limitatamente a tali offerte, il *welfare* sia sempre massimizzato.

- Rispetto del "vincolo di bilancio" del PUN: la Disciplina prevede che il PUN sia pari alla media dei prezzi zionali ponderata per le quantità oggetto delle offerte di acquisto di ciascuna zona riferite a unità di consumo cui si applica il medesimo prezzo. Ciò equivale a imporre un vincolo di bilancio tale per cui il controvalore complessivo delle offerte di acquisto valorizzate al PUN deve essere necessariamente pari al controvalore delle medesime offerte valorizzate al corrispondente prezzo zonale. Giova ricordare che, al fine di garantire la coerenza tra prezzi specificati nelle offerte di acquisto e PUN, quest'ultimo non è calcolato a valle del processo di mercato come semplice media dei prezzi zionali definiti da parte dell'algoritmo, bensì è calcolato dall'algoritmo stesso contestualmente ai prezzi zionali. L'integrazione di tale regola all'interno di *Euphemia* è tuttavia possibile solo prevedendo che tale vincolo di bilancio possa essere in alcun casi violato, sebbene in modo non significativo. La violazione di tale vincolo di bilancio è infatti contenuta entro limiti molto stretti. Segnatamente, è possibile che il controvalore complessivo di tutte le offerte di acquisto

¹⁹ Per *welfare* si intende la somma tra: i) sommatoria del prodotto tra la quantità oggetto di ciascuna offerta di acquisto accettata e la differenza tra il relativo prezzo offerto e il prezzo di equilibrio (*welfare* del consumatore); ii) sommatoria del prodotto tra la quantità oggetto di ciascuna offerta di vendita accettata e la differenza tra il prezzo di equilibrio e il relativo prezzo offerto (*welfare* del produttore).

valorizzate al PUN ecceda, in ciascuna ora, per un parametro massimo²⁰ il controvalore delle medesime offerte valorizzate al prezzo zonale; viceversa è altresì possibile che il controvalore complessivo delle offerte di acquisto valorizzate al PUN sia inferiore, in ciascuna ora, per un parametro massimo²¹ rispetto al controvalore delle medesime offerte valorizzate al prezzo zonale. Tali violazioni, sebbene non significative, richiedono tuttavia una modifica delle vigenti disposizioni della Disciplina.

- Determinazione del prezzo nel caso in cui le curve di domanda e di offerta si incrociano lungo un tratto verticale (*vertical cut*): le vigenti disposizioni della Disciplina indicano che il prezzo determinato sia sempre pari al “minimo costo [...] del soddisfacimento di un incremento del prelievo di energia elettrica nella zona” (art. 42 della Disciplina). Tale disposizione comporta che, qualora, sul mercato italiano, le curve di domanda e di offerte di una zona di mercato e di una specifica ora si incrocino lungo un tratto verticale, tra gli infiniti prezzi (tutti quelli corrispondenti al tratto verticale stesso) che potrebbero essere utilizzati quali prezzi di equilibrio, il GME debba sempre individuare come prezzo di equilibrio quello corrispondente al limite minimo di detto tratto verticale. Tuttavia, con *Euphemia*, per rendere compatibili tra loro le diverse regole di *matching* adottate dai diversi PXs europei, si rende necessario che il prezzo di equilibrio sia individuato applicando la seguente formula:

- $$\min \sum \left(mcp_{z,h} - \frac{UB_{z,h} - LB_{z,h}}{2} \right)^2$$
, dove
 - o $mcp_{z,h}$ = prezzo marginale della zona z per l’ora h;
 - o $UB_{z,h}$ = il prezzo più alto possibile per la zona z per l’ora h per una data quantità di equilibrio Q corrispondente al limite massimo del tratto verticale lungo il quale si incrociano la curva di domanda e la curva di offerta²²;
 - o $LB_{z,h}$ il prezzo più basso possibile per la zona z per l’ora h per una data quantità di equilibrio Q corrispondente al limite minimo del tratto verticale lungo il quale si incrociano la curva di domanda e la curva di offerta²³.

Il criterio adottato da *Euphemia* individua, quindi, non separatamente ciascun prezzo di equilibrio zonale, bensì contestualmente un vettore di prezzi di equilibrio, costituito dai prezzi che minimizzano la sommatoria dei quadrati delle differenze tra:

- o il prezzo di equilibrio di ciascuna zona e di ciascuna ora

²⁰ Tale parametro è attualmente pari a 5 € in ciascuna ora, ma potrebbe essere modificato. Ipotizzando che mediamente, in un’ora, sul MGP, sia negoziata energia per un controvalore di circa 1,25 M.ni € (25.000 MWh, ad un prezzo di 50 €), 5 € di sbilancio costituiscono circa lo 0,0004% del controvalore complessivo dell’energia negoziata.

²¹ Tale parametro è attualmente pari a 0,01 € in ciascuna ora, ma potrebbe essere modificato. Ipotizzando che mediamente, in un’ora, sul MGP, sia negoziata energia per un controvalore di circa 1,25 M.ni € (25.000 MWh, ad un prezzo di 50 €), 0,01 € di sbilancio costituiscono circa lo 0,000008% del controvalore complessivo dell’energia negoziata.

²² Qualora la curva di domanda e la curva di offerta si incrocino lungo un tratto orizzontale, ovvero si incrocino in un solo punto, allora la soluzione è univocamente determinata e il termine tra parentesi nella formula è pari a zero, poiché $mcp_{z,h} = UB_{z,h} = LB_{z,h}$

²³ Vedi nota precedente.

- o la media della differenza tra il limite massimo (prezzo più alto possibile – UB) e il limite minimo (prezzo più basso possibile – LB) del tratto verticale lungo il quale si intersecano la curva di domanda e la curva di offerta²⁴;

nel rispetto di una serie di vincoli che i prezzi zionali devono rispettare (tra cui i limiti minimi e massimi di prezzo, il vincolo di bilancio del PUN, e altri legati alle caratteristiche degli altri mercati europei)

- Tolleranza numerica sui prezzi: sul mercato elettrico sia i prezzi zionali che il PUN possono essere espressi in €/MWh con un massimo di 6 decimali e, in assenza di congestioni i prezzi delle zone tra loro collegate sono identici. Tuttavia, con *Euphemia* è possibile che, pur in assenza di congestioni, i prezzi tra due zone collegate differiscano sul quinto e sesto decimale dopo la virgola (ed es: in assenza di congestione, la zona che esporta potrebbe avere un prezzo di 50,000000 €/MWh e la zona che importa un prezzo di 50,000012 €/MWh). Tale incongruenza può essere superata prevedendo che i prezzi zionali possano essere espressi in €/MWh, con un numero massimo di decimali pari a 4 invece che pari a 6.

3.2. Comunicazione agli operatori in caso di decoupling

Con l'integrazione del GME all'interno del PCR si rende necessario uniformare il tipo di comunicazioni che i PXs rendono disponibili agli operatori. In particolare, si rende necessario prevedere all'interno della Disciplina la possibilità che il GME comunichi tempestivamente agli operatori l'insorgere del rischio di *decoupling*²⁵, nonché, successivamente, la conferma dell'avvenuto *decoupling* e l'attivazione delle necessarie procedure di *fall-back* previste sia dai PXs, per quanto riguarda la prosecuzione delle attività inerenti lo svolgimento dei mercati del giorno prima, sia dai TSOs per quanto riguarda le modalità alternative eventualmente previste per l'allocazione della capacità di transito giornaliera. Si rende pertanto opportuno prevedere in Disciplina che il GME, all'insorgere del rischio di *decoupling*, ovvero al verificarsi del *decoupling* informi opportunamente gli operatori.

3.3. Riapertura della seduta di mercato: second auction

Qualora insorgano particolari condizioni successivamente alla chiusura della seduta per la presentazione delle offerte, alcuni mercati prevedono la possibilità di riaprire la seduta per consentire agli operatori la sottomissione di nuove offerte. Ad esempio, in alcuni mercati che operano nell'ambito del PCR è previsto che qualora, dai risultati preliminari, il prezzo che si determina superi una soglia minima o una soglia massima di prezzo prevista su detto mercato, la seduta di mercato venga riaperta, consentendo agli operatori di sottomettere nuove offerte, ovvero di modificare quelle già sottomesse. Si svolge dunque una *second auction*, vale a dire una sessione di mercato che aggiorna la precedente e che, sulla base del set

²⁴ Così come avviene per la massimizzazione del *welfare*, anche in questo caso la presenza di offerte a blocchi e di altri vincoli multiorari impone ad *Euphemia* di individuare contestualmente un vettore di soluzioni per tutte e 24 le ore di ciascun giorno di mercato.

²⁵ Per *decoupling* si intende il mancato svolgimento del *coupling* e, pertanto, la mancata possibilità di allocare la capacità transfrontaliera in modo implicito, attraverso lo svolgimento dei mercati dell'energia.

aggiornato di offerte, ha il fine ultimo di evitare, se possibile, la determinazione di risultati corrispondenti al limite di prezzo.

Qualora ciò si verifici, ovvero, più in generale, qualora uno dei PX che partecipano al PCR, anche per motivi diversi da quelli sopra indicati, decida di dare luogo ad una *second auction*, tutti gli altri PXs sono tenuti ad attendere la conclusione di questa seconda fase di raccolta delle offerte prima di procedere alla determinazione, in modalità decentralizzata, parallela e coordinata dei risultati nell'ambito del PCR.

Alla luce di questa possibilità prevista da alcuni PXs che partecipano al PCR si ritiene opportuno che anche il GME possa dare ai propri operatori la possibilità di aggiornare ovvero di integrare le offerte precedentemente sottomesse, attraverso l'apertura di una *second auction* anche per il MGP italiano.

Tale *second auction* potrebbe tenersi al verificarsi di determinati eventi, non limitati a quelli sopra descritti. Infatti, la possibilità di riaprire una *second auction* dovrebbe essere prevista anche nel caso in cui, a causa del verificarsi del *decoupling* su una delle frontiere la cui capacità viene allocata nell'ambito del PCR, la capacità su tale frontiera sia allocata dai TSOs, nel giorno prima, attraverso una *shadow auction*²⁶. In tale caso, infatti, per consentire agli operatori che partecipano alla *shadow auction* di adeguare le offerte presentate sui vari mercati del giorno prima in esito ai risultati della *shadow auction* stessa, è opportuno prevedere la riapertura degli stessi mercati del giorno prima.

In conclusione, sarebbe opportuno modificare la Disciplina prevedendo la possibilità di riaprire la seduta per la sottomissione delle offerte (*second auction*) qualora:

- Tale riapertura sia decisa da uno dei PXs del PCR con cui il GME è unito in *market coupling*, indipendentemente dai motivi che hanno determinato su tale mercato detta riapertura;
- Si determinino, in sede di computazione dei risultati preliminari sul MGP italiano, prezzi pari ai limiti di prezzo previsti sul mercato stesso;
- Si determini la necessità, a causa del *decoupling*, di eseguire una *shadow auction*, qualora prevista, almeno su una delle frontiere la cui capacità viene normalmente allocata tramite *market coupling* nell'ambito del PCR.

3.4. Limiti di prezzo

Con l'integrazione del mercato italiano all'interno del PCR, occorre tenere conto del fatto che sui mercati del giorno prima operanti nei paesi confinanti con l'Italia (Francia, Svizzera, Austria/Germania), vigono limiti minimi di prezzo diversi da quelli vigenti in Italia. In particolare, mentre il limite massimo di prezzo previsto sul mercato italiano, pari a 3.000 €/MWh, è analogo a quello vigente sui mercati di Francia, Svizzera e Austria, il limite minimo su tali mercati è pari a -500 €/MWh. Sul mercato italiano, come noto, tale limite minimo è pari a 0 €/MWh.

Poiché il *market coupling* comporta che le curve di domanda e offerta espresse sui vari mercati vengano integrate e venga individuato il prezzo di equilibrio come se tali curve fossero afferenti un unico mercato zonale europeo, è opportuno uniformare il limite minimo di prezzo del mercato italiano al valore di -500 €/MWh, onde evitare le distorsioni generate nei mercati in corrispondenza dell'attivazione di limiti differenti. Tale uniformazione sarebbe inoltre giustificata anche alla luce dell'ultima bozza di Network

²⁶ Per *shadow auction* si intende la procedura di *fall-back* che, in caso di *decoupling*, prevede lo svolgimento di un'asta esplicita per l'allocazione della capacità nel giorno prima, gestita dai TSOs.



Codes on Capacity Allocation and Congestion Managements (NC-CACM) pubblicata sul sito di Entso-E²⁷, dove è già previsto che i PXs europei uniformino tali limiti di prezzo.

3.5. Orari dei mercati

Da ultimo, si ribadisce quanto oggetto della precedente consultazione avviata dal GME il 27 febbraio 2014 e conclusasi il 19 marzo 2014 (DCO GME 01/2014)²⁸, con riferimento alla modifica della tempistica delle attività relative alle sessioni di MPE e PCE. In particolare, si segnala che l'integrazione del MGP all'interno del PCR richiede che la chiusura della seduta per la presentazione delle offerte sul MGP venga fissata alle ore 12²⁹ e che, conseguentemente, venga rivista la tempistica delle attività relative alle sessioni MPE e PCE.

²⁷ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/electricity/doc/20140114_cacm.pdf

²⁸ <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=160>

²⁹ Tale termine, oltre ad essere quello già adottato dai mercati europei finora operativi nel PCR, è indicato nella ultima bozza di Network Codes on Capacity Allocation and Congestion Managements (NC-CACM) pubblicata sul sito di Entso-E.