



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Spett.le **Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.**
Unità Legale e Regolazione
Largo Giuseppe Tartini 3/4
00198 Roma

e.p.c. Spett.le **Autorità per l'energia elettrica e il gas
e il sistema idrico - Dipartimento per la Regolazione**
Piazza Cavour 5
20121 Milano

Milano, 15 Settembre 2014

Osservazioni al Documento di Consultazione 04/2014 in materia di integrazione del mercato elettrico ai mercati UE

Osservazioni generali

Accogliamo favorevolmente l'iniziativa finalizzata a raccogliere le osservazioni degli operatori attivi sul mercato italiano in relazione all'imminente estensione del meccanismo di *market coupling* ai confini del nord Italia. Riteniamo infatti che l'implementazione a livello nazionale del Target Model europeo per il mercato elettrico richieda un attento monitoraggio e un'attiva partecipazione di tutti gli attori coinvolti nel processo (AEEGSI, GME, Terna e operatori di mercato) al fine di garantire la piena compatibilità delle nuove regole con le peculiarità del mercato elettrico italiano.

Come noto in questi ultimi anni abbiamo partecipato attivamente al processo che ha portato all'elaborazione del Codice di Rete CACM, attualmente in fase di adozione finale sotto forma di Linee Guida¹, ed abbiamo seguito le iniziative, quali il Price Coupling of Regions (PCR), che hanno portato allo sviluppo di un modello di *market coupling* applicabile su scala europea. L'esperienza del market coupling tra Italia e Slovenia ha inoltre mostrato i benefici del meccanismo di *price coupling* in termini di utilizzo efficiente della capacità di interconnessione e di sviluppo della liquidità sui mercati all'ingrosso dell'energia.

Esprimiamo quindi un giudizio generalmente positivo in relazione all'implementazione del progetto di *market coupling* europeo, ritenendo che possa portare ad un utilizzo più efficiente della capacità di interconnessione con l'estero e che possa rappresentare un'opportunità per gli

¹ Draft Commission Regulation establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management, recentemente pubblicato sul sito della Commissione Europea in vista dell'adozione da parte dell'Electricity Cross-border Committee.



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

operatori italiani, trader e produttori, di partecipare ai mercati europei. Come correttamente sottolineato nel Documento di Consultazione, non bisogna però sottovalutare che, nonostante lo sforzo fatto per l'integrazione nell'algoritmo di coupling delle peculiarità di ciascun mercato nazionale, alcuni interventi di armonizzazione delle regole del mercato elettrico italiano sono necessari.

È chiaro che, a tendere, anche il mercato italiano dovrà raggiungere il pieno allineamento al Target Model europeo, ciononostante, date le peculiarità del mercato nazionale, in primis la sostanziale differenza nei tempi di pagamento, è imprescindibile che tale passaggio avvenga in modo graduale e a valle di ampie consultazioni. In particolare si dovrebbe evitare l'introduzione di misure transitorie che richiedano oneri implementativi eccessivi se commisurati al periodo di tempo in cui si prevede una loro effettiva applicazione, in modo da garantire agli operatori una certa continuità operativa e tempistiche di adattamento consone allo sforzo richiesto.

Si tenga infine presente che l'implementazione del market coupling su scala europea potrà avere un effetto negativo in termini di prevedibilità degli esiti del mercato elettrico italiano, a causa della complessità dell'algoritmo unico di risoluzione del mercato e per la presenza di prodotti con vincoli intertemporali. Per tale motivo riteniamo importante che il GME e le borse coinvolte nel progetto PCR garantiscano la massima trasparenza possibile in relazione al funzionamento dell'algoritmo EUPHEMIA e un'adeguata pubblicazione delle offerte e degli esiti dei mercati coinvolti nel meccanismo di coupling.

Nella sostanza, entrambe le soluzioni proposte comportano una svantaggio che si traduce in un onere aggiuntivo per gli operatori del mercato italiano, sotto forma di interessi (nella soluzione 1) e/o, indirettamente, di oneri di sistema (nella soluzione 2).

Riteniamo in tal senso urgente anche la pubblicazione della consultazione sulle modalità di regolazione D+2 e fatturazione a regime (al massimo entro fine anno).

Gli operatori presentano già diverse garanzie al GME, coprendo interamente l'ammontare degli acquisti netti, contestualmente all'avvio (tramite prezzi convenzionali) e a valle dell'esito (utilizzando PUN e prezzi zionali) di ciascun mercato a pronti su cui presentano delle offerte.

L'ammontare netto mensile degli acquisti incide, inoltre, sulla capacità degli operatori di fronteggiare gli acquisti successivi, poiché la possibilità di saldare la fattura solo in M+2 determina un taglio sulle garanzie prestate che può essere reintegrato solo dopo 2 mesi, condizionando così le politiche di approvvigionamento dello stesso operatore.

Si evidenzia, a tal proposito, la disparità di trattamento nell'ambito della regolazione delle partite economiche, poiché quando il saldo netto mensile è a favore dell'operatore, tale importo non viene considerato sulle garanzie in essere (quando invece dovrebbe essere così, fino a che il GME non avrà saldato la partita economica, come nel caso opposto).



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Commenti specifici

Tempistiche di pagamento

La necessità di non incorrere in un transitorio eccessivamente complesso e strutturalmente oneroso ci fa propendere per la seconda opzione proposta. La proposta 1 necessiterebbe infatti di un vasto adeguamento dei sistemi da parte di GME e operatori per gestire un transitorio di pochi mesi.

Regole di matching

Riconosciamo che le modifiche delle regole e modalità di matching del mercato italiano proposte da GME sono inevitabili al fine di consentire il corretto funzionamento dell'algoritmo unico europeo che deve integrare le specificità di tutti i mercati coinvolti.

Per quanto riguarda il calcolo del Prezzo Unico Nazionale, integrato all'interno dell'algoritmo EUPHEMIA, riteniamo che le possibili violazioni al vincolo di bilancio del PUN per i valori indicati nel documento di consultazione non abbiano un impatto significativo sul mercato. D'altro canto non risulta del tutto chiaro quale sia la procedura che verrà seguita nei casi in cui il vincolo imposto dal calcolo del PUN entri in conflitto con il vincolo temporale (10 minuti) imposto al processo di selezione della soluzione del mercato. In questi casi si ritiene infatti che un possibile calcolo del PUN "ex-post" introduca eccessive distorsioni negli esiti del mercato italiano con un possibile aumento delle offerte paradossalmente accettate/rifiutate. Sembrerebbe quindi auspicabile in questi casi optare per il *decoupling* del mercato italiano facendo ricorso alle procedure di "fallback" (shadow auctions) per l'allocazione esplicita della capacità transfrontaliera. Si potrebbe anche valutare, compatibilmente con l'esigenza di garantire il corretto funzionamento del meccanismo, un allentamento del vincolo temporale per la risoluzione del mercato nei casi in cui non sia possibile calcolare il PUN entro il periodo di tempo previsto. Si ritiene quindi utile la pubblicazione degli esiti della fase di test dell'algoritmo unico già integrato con il meccanismo di calcolo del PUN (PUN Sub Routine) in modo da poter valutare la frequenza dei casi in cui non sia possibile il calcolo del PUN entro i limiti temporali previsti nell'ambito del PCR.

Come sottolineato nelle osservazioni generali, l'estensione su scala europea del meccanismo di *market coupling* ridurrà inevitabilmente la prevedibilità degli esiti del mercato del giorno prima italiano data la complessità dell'algoritmo utilizzato. Le difficoltà nell'anticipare gli esiti di mercato sarà poi tanto maggiore quanto più verrà esteso a livello europeo il metodo di calcolo della capacità "flow based". Per questo motivo riteniamo essenziale che GME e le altre borse coinvolte nel *market coupling* garantiscano la massima trasparenza possibile nel descrivere il funzionamento dell'algoritmo unico EUPHEMIA e nella pubblicazione degli esiti di ciascun mercato.

In occasione del Market Coupling Forum, tenutosi a Roma il 16 luglio 2014, è stato anticipato che nell'ottobre 2014 verrà lanciata una fase di test rivolta agli operatori del mercato italiano con



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

l'obiettivo di finalizzare le procedure e le tempistiche del meccanismo di *market coupling* (PCR) sui confini italiani. Allo stesso tempo sarebbe tuttavia utile l'avvio di una fase di "parallel run" del mercato italiano (in analogia a quanto avviene nella regione CWE per il "Flow-based market coupling"), con conseguente pubblicazione dei risultati ottenuti, al fine di verificare l'impatto dell'utilizzo dell'algoritmo unico europeo sugli esiti del mercato elettrico nazionale rispetto alla situazione attuale.

Si segnala infine che l'AEEGSI, nel sopraccitato DCO 356/2014, suggerisce la possibilità di estendere le tipologie di prodotto disponibili sul mercato italiano, al momento limitate a prodotti orari senza vincoli intertemporali, introducendo alcuni dei prodotti già disponibili negli altri mercati uniti dal meccanismo di *market coupling* (i.e. offerte complesse, offerte a blocchi etc.). L'algoritmo utilizzato da GME nell'ambito del PCR ne consentirebbe, infatti, l'adozione senza particolari interventi. Riteniamo che GME e Autorità dovrebbero considerare favorevolmente questa opportunità, in quanto accrescerebbe la flessibilità degli operatori nella definizione delle proprie offerte sul mercato. Si ritiene quindi che un'estensione delle tipologie di prodotto rese disponibili da GME potrebbe facilitare la partecipazione degli operatori al mercato elettrico nazionale con effetti positivi anche in termini di liquidità.

Comunicazione agli operatori in caso di decoupling

Concordiamo sulla necessità di informare tempestivamente gli operatori nei casi in cui insorga il rischio di *decoupling* e nei casi in cui il *decoupling* venga effettivamente dichiarato con l'attivazione delle procedure di "fall-back". Si ritiene quindi opportuna una modifica della Disciplina del Mercato Elettrico in tal senso.

In particolare si richiede di utilizzare per queste comunicazioni i contatti (numeri di telefono e fax e indirizzi e-mail) degli utenti abilitati al mercato per ciascun operatore registrato, in modo da garantire un'effettiva diffusione delle informazioni ai soggetti che operano sul mercato all'ingrosso italiano.

Riapertura della seduta di mercato: second auction

Siamo favorevoli alla modifica della Disciplina proposta che prevede la possibilità di riapertura della seduta di mercato per un'eventuale modifica delle offerte precedentemente presentate nei casi indicati nel documento di consultazione (i.e. riapertura della seduta da parte di una PX, raggiungimento dei limiti di prezzo previsto sul mercato, *decoupling* su una delle frontiere interessate dal PCR).

In relazione alla riapertura della sessione di mercato in caso di raggiunti limiti di prezzo, è utile tuttavia sottolineare che in alcuni dei mercati confinanti a quello italiano (Francia, Svizzera e Austria) questi limiti non corrispondono agli effettivi limiti minimi e massimi di prezzo in vigore su



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

detti mercati, ma a limiti intermedi opportunamente individuati². Dal documento di consultazione non sembra emergere chiaramente la posizione di GME in relazione all'applicazione di questa norma sul mercato italiano.

Limiti di prezzo

Riconosciamo che, nell'ottica di una crescente integrazione dei mercati all'ingrosso europei, sarà necessario procedere ad un progressivo allineamento dei limiti di prezzo vigenti nei diversi mercati nazionali al fine di evitare possibili distorsioni degli esiti di mercato ottenuti tramite il meccanismo di *market coupling*. Si ritiene però che l'impatto dell'introduzione di un limite di prezzo minimo negativo nel mercato italiano (e.g. -500 €/MWh) debba essere attentamente valutato prima di procedere ad una modifica delle regole vigenti.

Pertanto siamo favorevoli all'introduzione dei prezzi negativi, ma non già contestualmente all'entrata in vigore del *coupling*: per essere efficaci tali prezzi dovrebbero infatti essere accompagnati da una revisione di molti altri aspetti di mercato collegati, tra cui i limiti di prezzi sugli altri mercati (MI, MSD) e gli obblighi di offerta del GSE.

Nel valutare l'impatto che l'introduzione di prezzi negativi avrebbe sul mercato italiano rispetto a quelli esteri, sembra inoltre opportuno considerare che la maggior parte dei mercati all'ingrosso europei sono mercati residuali, ossia utilizzati principalmente a fini di bilanciamento del portafoglio degli operatori, mentre i volumi scambiati sul mercato italiano sono di gran lunga più consistenti³. La formazione di prezzi negativi potrebbe avere quindi un effetto potenzialmente più rilevante sulla redditività dei produttori localizzati nel mercato italiano rispetto a quanto avviene nei mercati esteri, richiedendo così la presenza di un quadro regolatorio coerente che consenta di mitigare i rischi legati a questa modifica normativa. Per questo motivo riteniamo opportuno che AEEGSI e GME, prima di procedere all'introduzione dei prezzi negativi nel mercato italiano, avviino un'attenta valutazione degli ulteriori interventi necessari a garantire la coerenza dell'intero quadro regolatorio nazionale, e.g. introduzione di prezzi negativi su MSD, modalità di offerta dell'energia da parte di GSE nell'ambito del regime di ritiro dedicato etc.. Non si ritiene quindi auspicabile che la modifica dei limiti di prezzo sul mercato italiano avvenga immediatamente e contemporaneamente all'estensione del *market coupling* al confine con la Francia nel corso del 2015. Si richiede invece piuttosto l'avvio di una fase di consultazione relativa a tutte le misure necessarie in vista dell'introduzione dei prezzi negativi nel mercato italiano.

Si tenga inoltre presente che la versione delle Linee Guida CACM⁴, attualmente in fase di adozione, prevede un periodo di 16 mesi entro il quale le borse elettriche e i TSOs coinvolti nel meccanismo

² +500 €/MWh come limite massimo e -150€/MWh come limite minimo per la riapertura della seduta.

³ Nel 2012, ad esempio, sono stati scambiati su MGP ed MI 200 TWh a fronte dei soli 60 TWh scambiati sul mercato all'ingrosso francese.

⁴ Si veda la nota n.1.



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

di *market coupling* dovranno elaborare e mettere in consultazione una proposta comune per i limiti di prezzo minimo e massimo da applicare ai mercati del giorno prima europei. Le tempistiche previste dalle Linee Guida sembrano quindi del tutto in linea con l'esigenza di valutare e consultare eventuali ulteriori modifiche del quadro regolatorio italiano prima di procedere all'armonizzazione con gli altri mercati europei.

Analizzando i dati storici del 2013, le occasioni in cui si sono formati prezzi nulli in zona Nord (ossia la zona direttamente connessa ai mercati esteri) sono state piuttosto limitate (solo 4 ore) mentre in Francia sono emersi prezzi negativi solo in 15 ore. Considerando che, nelle ore in cui si è formato un prezzo nullo nel 2013, il livello di prezzo del mercato italiano sarebbe potuto (ma non necessariamente) scendere anche al di sotto dello 0 in assenza dei limiti vigenti, non sembra che le effettive occasioni di distorsione degli esiti di mercato con l'avvio del *coupling* siano frequenti, almeno alle attuali condizioni di mercato. Inoltre, dal momento che il mantenimento dell'attuale limite minimo di prezzo sul mercato italiano sarebbe previsto unicamente per un periodo transitorio necessario ad integrare la normativa vigente (probabilmente non superiore ai due anni), non si ritiene che l'evoluzione delle condizioni di mercato nel breve periodo sia destinata a modificare radicalmente gli esiti dell'analisi qui proposta.

Orari dei mercati

Ribadiamo gli orientamenti già espressi in risposta alla Consultazione 01/2014:

- condividiamo gli orari proposti nel DCO e con la proposta del nuovo MI3 (segnalando però la necessità di accelerare il passaggio alla negoziazione continua come previsto nel Target Model);
- riteniamo di poca utilità l'anticipo dell'apertura della sessione PCE, auspicando invece l'eliminazione di ogni vincolo temporale per la registrazione delle transazioni e consentire lo scambio anche sul D-1 con una *gate closure* il più possibile ravvicinata a quella di MGP (ad esempio alle ore 11.30);
- il termine di chiusura dell'MGP andrebbe modificato parallelamente all'avvio del *market coupling*.

Restando comunque come sempre a piena disposizione per qualsiasi ulteriore chiarimento ed opportunità di confronto in tema, rinnoviamo tutti i nostri più cordiali saluti.



Paolo Ghislandi