

Il mercato elettrico italiano: verso la realizzazione del Target Model europeo



EFET Position Paper - Sommario Esecutivo, 16 Ottobre 2014

CHI SIAMO

La European Federation of Energy Traders (EFET) è un'associazione nata nel 1999 che annovera più di 100 società attive nell'energy trading, provenienti da 27 paesi europei. Siamo un'associazione industriale di operatori del mercato dell'energia all'ingrosso che si propone di promuovere e facilitare il commercio di gas ed energia elettrica in Europa attraverso mercati aperti, trasparenti e liquidi e favorendo l'integrazione dei mercati transfrontalieri.

La nostra associazione si compone di varie Task Forces dedicate a specifiche aree o paesi. Il documento in oggetto è stato preparato dalla Task Force Italia, la quale si propone, in linea con la visione ed i principi di EFET, di promuovere il trading di gas ed elettricità in Italia.

SCOPO DEL DOCUMENTO

Lo scopo del presente documento è quello di individuare le principali difformità tra l'attuale struttura del mercato elettrico italiano ed il modello europeo (Target Model) presentato durante il 17° Florence Forum nel dicembre 2009. ACER e ENTSO-E rispettivamente attraverso le linee guida (Framework Guidelines) e i codici di rete (Network Codes), entro la fine del 2014 avrebbero dovuto implementare il Target Model per il mercato elettrico. Vi sono ritardi e sfide legali, ma EFET auspica che la Commissione europea, ACER e ENTSO-E continuino il loro sforzo per la creazione di un mercato interno europeo integrato dell'energia elettrica.

La nostra *gap analysis* si propone di contribuire all'individuazione degli elementi di design del mercato elettrico che devono essere modificati o ulteriormente sviluppati in Italia. L'obiettivo è in primo luogo quello di allineare maggiormente la struttura del mercato elettrico nazionale con il Target Model ed in secondo luogo quello di accelerare l'integrazione del mercato all'ingrosso italiano all'interno di quello comunitario. Il mercato elettrico italiano è uno dei più grandi ed importanti in Europa e al fine della realizzazione di un mercato interno europeo efficiente e concorrenziale, la sua integrazione risulta di grande importanza.

MERCATI A TERMINE (FORWARD MARKETS)

EFET ritiene che i mercati a termine dell'energia dovrebbero essere integrati dallo sviluppo di mercati a termine della capacità di trasmissione transfrontaliera (cross-border) in grado di fornire agli operatori del mercato le soluzioni di copertura a lungo termine necessarie per gestire la loro esposizione al rischio volume (liquidità) e prezzo (spread tra mercati transfrontalieri). Riteniamo che tutti i gestori di rete (TSO) abbiano il compito e dovere di offrire capacità transfrontaliera a termine (oltre al day-ahead) tra tutte le bidding zones: gli operatori di mercato necessitano di tali strumenti di copertura per ottenere un'efficiente concorrenza transfrontaliera lungo l'intera catena del valore dell'energia elettrica e per diversi periodi. Quando gli operatori di mercato sono detentori di diritti di trasmissione, essi possono competere nei mercati forward nazionali adiacenti, gestendo la propria esposizione geografica in termine di volume ed il rischio prezzo. Pertanto EFET è a favore della definizione di un design comune a livello europeo del mercato forward, attraverso l'estensione dei diritti di trasmissione fisici e finanziari (Physical Transmission Rights, Financial Transmission Rights) emessi dai TSO su tutti i confini europei.

EFET raccomanda l'armonizzazione dei tempi di nomina, del formato, delle regole di aggregazione (ad esempio, riguardo i metodi per la nomina di capacità conferita in varie scadenze) e la creazione di una piattaforma centralizzata per le nomine.

Riteniamo che, se applicati in tutta Europa, l'adesione da parte dei TSO ai seguenti principi promuoverebbe un disegno di mercato elettrico efficiente facilitando la concorrenza transfrontaliera:

- I TSO dovrebbero mettere all'asta diritti di trasmissione fisica e finanziaria con effetto equivalente (soggetto a sperimentazione soddisfacente)
- I TSO dovrebbe allocare il massimo della capacità disponibile sui vari orizzonti temporali
- i TSO dovrebbero garantire la massima trasparenza riguardo alla metodologia dei dati utilizzati per effettuare il calcolo della capacità. Gli stakeholders devono essere informati e coinvolti nella definizione della metodologia di tale calcolo
- I diritti di trasmissione dovrebbero essere "firm"
- I TSO non dovrebbero discriminare a sfavore degli assegnatari dei diritti di trasmissione acquistati prima del day-ahead o dell'intraday (applicazione del principio Use It Or Sell It).

Per quanto riguarda il caso italiano, riteniamo che per la piena attuazione delle disposizioni contenute nel Forward Capacity Allocation Network Code (FCA NC), le Autorità italiane dovrebbero adottare con urgenza alcune misure al fine di risolvere le seguenti questioni chiave:

- Integrazione delle regole CASC riguardo il regime di "firmness" e di compensazione dei Physical Transmission Rights (PTRs): in caso di "curtailment", ossia di riduzione della capacità transfrontaliera sul confine italiano, fatta eccezione per il confine italiano-sloveno, la compensazione è ora fissata pari al

prezzo della capacità day-ahead su quel confine. Con l'implementazione del market coupling essa dovrà essere fissata allo spread day-ahead tra i mercati a pronti, senza tetto o cap, come previsto dalle Acer Framework Guidelines.

- Massimizzazione della capacità transfrontaliera allocata attraverso prodotti baseload
- Armonizzazione delle regole di nomina e delle procedure operative su tutti i confini italiani sui quali sono offerti PTRs e in tutte le direzioni

Inoltre vorremmo cogliere l'occasione per proporre a Terna di valutare l'introduzione di periodiche aste di buy-back, le quali permetterebbero al TSO di riacquistare sul mercato i diritti di trasmissione che risultino eventualmente essere stati venduti in eccesso. Ciò contribuirebbe a ridurre l'esposizione degli assegnatari di tali diritti in caso di una riduzione della capacità disponibile, permettendo loro di ricevere un compenso che rifletta le reali condizioni di mercato. Tuttavia, la liquidità dei mercati secondari ne è una pre-condizione: come già previsto, i diritti di trasmissione dovrebbero essere interscambiabili su una piattaforma di trading secondario e gli operatori dovrebbe avere l'opportunità di incorporare (slice and dice) i prodotti annuali e mensili in prodotti di breve periodo.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (DAY-AHEAD MARKET)

EFET auspica la pronta implementazione del day-ahead price coupling del mercato italiano e sloveno con l'area NWE. Riconosciamo e apprezziamo gli sforzi messi in atto per l'attuazione del market coupling alle frontiere italiane, il cui go-live è ora previsto per Febbraio 2015.

Desideriamo richiamare l'attenzione su alcuni temi chiave che riteniamo dovrebbero essere presi in considerazione con particolare attenzione al fine della piena attuazione del Capacity Allocation Congestion Management Network Code (CACM NC) e del coupling del mercato day-ahead italiano con l'area NWE:

- Il regolamento delle partite economiche (cash settlement) non è tutt'oggi allineato con lo standard comune europeo: nella prospettiva della realizzazione del market coupling, ci auguriamo un forte coordinamento tra AEEGSI e GME al fine di allineare il sistema italiano con la regola comune che prevede il settlement avvenire nel Giorno+2.
- “Firmness” della capacità cross-border: la riduzione della capacità allocata deve essere adottata come misura di ultima istanza. Eventuali riduzioni devono essere utilizzate solo in situazioni di emergenza e di forza maggiore e quando tutti gli altri mezzi alternativi sono insufficienti.
- Maggiore trasparenza sui metodi di calcolo della capacità: i TSO dovrebbero adottare un miglior coordinamento al fine di fornire maggiore trasparenza sui metodi di calcolo della capacità in quanto gli operatori del mercato necessitano una miglior comprensione riguardo ai metodi, modelli e parametri in entrambi i casi NTC / ATC. Le Informazioni sui modelli di rete, i margini di affidabilità, i vincoli di sicurezza operativa, ecc non sono pubblici e, pertanto, non è possibile valutare se il calcolo della capacità sia adeguatamente coordinata tra i gestori di rete. La mancanza di informazioni pertinenti il calcolo della

capacità ostacola il miglioramento dell'efficienza e della concorrenza, risultando non compatibile con il CACM NC.

- Il corretto funzionamento del market coupling considerando la struttura zonale italiana: il corrente assetto nazionale potrebbe rappresentare un aspetto critico nel calcolo giornaliero del PUN all'interno del contesto del market coupling. La struttura zonale attuale dovrebbe essere valutata al fine di un'efficace integrazione dell'MGP italiano con gli altri adiacenti mercati del giorno prima. Riteniamo che debba essere attentamente analizzato se l'attuale delimitazione delle bidding zones possa essere mantenuta in una situazione in cui l'Italia è accoppiata con i mercati esteri ai suoi confini settentrionali. Inoltre, desideriamo raccomandare ad AEEGSI e TERNA che un eventuale processo di revisione di tali zone dovrebbe venire discusso in modo approfondito con gli operatori sulla base di una analisi di mercato completa e tenendo conto della necessità di accedere a mercati liquidi per tutte le bidding zones.

MERCATO INFRAGIORNALIERO (INTRADAY MARKET)

EFET ritiene che un mercato intraday efficiente rappresenti la soluzione per consentire agli operatori di ottimizzare al meglio il proprio portafoglio energetico durante il giorno di consegna. Tale mercato è inoltre necessario per reagire tempestivamente a fronte di cambiamenti rilevanti dei fondamentali di che rimangono sconosciuti al momento della chiusura del cancello della sessione del mercato del giorno prima.

Il target model proposto da ACER nelle CACM Framework Guidelines definisce chiaramente l'allocazione implicita (first-come, first-served), la rinomina fino all'ora-1 di consegna, l'allocazione continua della capacità ed il trading bilaterale attraverso l'uso di capacità intraday come i pilastri sui cui basare l'assegnazione della capacità intraday transfrontaliera.

EFET supporta lo sviluppo e l'attuazione di meccanismi di assegnazione della capacità transfrontaliera basati sull'allocazione continua. Il vantaggio principale di tale approccio risiede nella possibilità di reagire tempestivamente agli eventi attraverso un rapido processo decisionale. Ciò non risulta possibile con un sistema centralizzato di aste con intervalli di diverse ore in cui non può essere intrapresa alcuna azione.

L'attuale set-up del mercato intraday transfrontaliero, basato su due sessioni di aste esplicite, è ben lungi dal favorire il trading in real time con allocazione continua e implicita della capacità come previsto dal Target Model. EFET ha accolto di buon grado la recente proposta da parte del GME di introduzione di un'ulteriore sessione MI e la chiusura posticipata dell' MI2, ma riteniamo che l'allocazione della capacità intraday tramite due aste non sia sufficiente per gli operatori a garantire la massimizzazione dell'opportunità di adeguamento delle loro posizioni vicino al tempo reale. Pertanto EFET raccomanda l'introduzione di un mercato infragiornaliero con negoziazione su base continua.

Apprezziamo il buon intento di GME e Terna mostrato nella recente proposta di un mercato con negoziazione continua complementato da aste regionali, come presentato nell' Aprile 2014 al 5° Electricity Regional Initiative Central South East Stakeholders Group Meeting. Riteniamo che tale proposta rappresenti un passo nella giusta direzione. Tuttavia, come previsto dall'attuale ENTSO-E CACM Network Code, le aste regionali complementari sono soggette all'approvazione delle Autorità di regolazione nazionali nel caso vengano soddisfatte determinate condizioni:

- le aste regionali non devono avere un impatto negativo sulla liquidità del mercato intraday europeo
- l'intera capacità cross-border deve essere assegnata tramite il Capacity Management Module
- l'asta regionale non deve introdurre alcuna discriminazione nei confronti degli operatori cross-border
- le tempistiche delle aste regionali devono essere coerenti con la soluzione intraday pan-europea per consentire ai partecipanti al mercato di operare il più vicino possibile al real-time
- le Autorità nazionali di regolamentazione devono aver consultato gli stakeholder.

La nostra raccomandazione per il mercato italiano consiste nell'introduzione di una singola asta implicita d'apertura ed eseguita per tutte le 24 ore del giorno G sulla base della capacità disponibile dopo l'asta MGP. Ciò permetterebbe di "prezzare" la capacità in caso di congestione. L'asta dovrebbe allocare sia capacità interna che capacità transfrontaliera, senza alcuna discriminazione tra unità interne di generazione/produzione e unità cross-border.

EFET esorta AEEGSI, GME e Terna a intraprendere misure urgenti per allineare il mercato intraday italiano al modello di negoziazione continua come previsto dal Target Model europeo.

SERVIZIO DI BILANCIAMENTO (BALANCING REGIME)

Il panorama europeo dei servizi di bilanciamento si presenta attualmente piuttosto variegato, con diversi approcci da parte dei TSO e differenti framework regolatori (ad esempio central dispatch vs. self dispatch, approvvigionamento delle riserve in anticipo vs. chiamate a breve termine). Di conseguenza, i prodotti necessari per il bilanciamento, i metodi di approvvigionamento e i prezzi di sbilanciamento presentano ampie differenze. Con la crescente penetrazione delle energie rinnovabili cresce l'importanza che tutti i partecipanti al mercato abbiano il massimo incentivo e gli strumenti atti a bilanciare le proprie posizioni nel mercato del giorno prima e nel mercato intraday. Risulta quindi della massima importanza una chiara distinzione tra mercato intraday, meccanismi di bilanciamento e azioni operative del sistema.

EFET ritiene che i servizi di bilanciamento debbano essere procurati solamente attraverso metodologie "market-based", trasparenti, efficienti, non discriminatorie e la cui attivazione avvenga secondo un ordine di merito economico. I vincoli tecnici e di rete dovrebbero svolgere il ruolo meno significativo possibile nell'attivazione dei servizi di bilanciamento e dovrebbero essere sufficientemente trasparenti per consentire la comprensione della funzione di attivazione ai Balance Service Providers (BSP). I metodi di procurement dovrebbero essere basati sul mercato ed evitare opachi contratti bilaterali tra il TSO e alcuni BSP, i quali potrebbero avere un aspetto discriminatorio.

Come passo successivo, le Autorità di regolamentazione e i TSO europei dovrebbero adottare un approccio maggiormente concertato riguardo all'armonizzazione di prodotti e servizi. Consideriamo il miglioramento in termini di armonizzazione e collegamento dei mercati di bilanciamento nazionali come fondamentale e necessario per migliorare la sicurezza nazionale degli approvvigionamenti e come soluzione primaria per la fornitura dei servizi di flessibilità richiesti dal sistema. Il modello italiano basato sul central dispatch rende più impegnativo lo scambio di servizi di bilanciamento attraverso le frontiere nazionali. EFET

raccomanda l'impegno a perseguire a livello europeo l'armonizzazione dei prodotti e di altri importanti elementi di design del mercato di bilanciamento, al fine di migliorare l'efficienza vicino al tempo reale del mercato interno dell'energia ed organizzare i mercati di bilanciamento transfrontalieri su base decentrata. L'approccio "bottom-up" di ENTSO-E attraverso la promozione di progetti pilota è degno di nota positiva e riconosciamo il coinvolgimento e l'impegno di Terna nel "progetto TERRE". Riteniamo comunque importante che i diversi progetti pilota siano coordinati e aperti al coinvolgimento degli stakeholder anche nella fase di progettazione.