

MERCATO ELETTRICO

TARGET MODEL EUROPEO: VERSO MERCATI DEL BILANCIAMENTO E INFRAGIORNALIERO UNIFICATI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 8/2019/R/eel](#)
- [Delibera 535/2018/R/eel](#)
- [Delibera 409/2018/R/eel](#)
- [ACER: public consultation on the methodology for pricing intraday cross-zonal capacity](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Il mercato infragiornaliero europeo: il progetto XBID e la sua implementazione in Italia](#) (Newsletter 222)

Gli ambiziosi progetti europei per l'integrazione dei mercati più vicini al tempo reale continuano a scontrarsi con le complessità e le peculiarità nazionali. Per l'Italia l'adesione ai diversi progetti di creazione delle piattaforme per il bilanciamento - quattro al momento relativi a diverse forme di riserva - si scontra con l'utilizzo del pay-as-bid, e con l'assenza di aggregatori, per ora attivi solo attraverso progetti pilota. Sul mercato infragiornaliero invece, l'adesione al progetto XBID, inizialmente prevista per il 2019, è stata nuovamente rimandata: l'orario di gate closure la principale questione da risolvere per l'Italia; la modalità di valutazione delle capacità di interconnessione, difficilmente compatibile con la negoziazione continua prevista dalle regole, la questione irrisolta a livello europeo.

Da un anno tutti i Regolamenti europei riguardanti il mercato elettrico sono entrati in vigore, l'ultimo in ordine di tempo è stato il Regolamento sul bilanciamento europeo¹ (*Balancing code*) il 18 dicembre 2017 che riporta le norme per la creazione di un mercato unico europeo del bilanciamento. Precedentemente erano state approvate le linee guida sull'allocazione della capacità e gestione delle congestioni² (CACM) riguardante il mercato del giorno prima e infragiornaliero, e le linee guida sull'allocazione della capacità a termine³ (FCA) che stabiliscono norme sull'allocazione della capacità interzonale nei mercati a termine.

L'approvazione delle linee guida europee ha definito le fondamenta del mercato elettrico europeo. La costruzione, ossia la loro implementazione, è tuttavia un percorso lungo e complesso di cui a volte è difficile tenere traccia anche a causa delle tempistiche e dei possibili passaggi previsti dalla normativa. Gli stessi operatori hanno richiesto la creazione di uno *stakeholder group* nazionale, approvato dall'Autorità che ha dato a Terna il compito di istituirlo, con lo scopo di garantire un adeguato livello di coinvolgimento di tutti gli operatori del mercato elettrico.

Al momento, gli aspetti di principale interesse che sono in corso di discussione e approvazione sia a livello europeo sia nazionale riguardano il *Balancing code* e il mercato unico infragiornaliero.

CODICE DEL BILANCIAMENTO: LE PIATTAFORME EUROPEE E IL RUOLO DEGLI OPERATORI

Il codice del Bilanciamento "stabilisce una serie di norme tecniche, operative e di mercato, valide in tutta l'UE, per disciplinare il funzionamento dei mercati del bilanciamento del sistema elettrico. Esso stabilisce le norme per l'acquisizione di capacità di bilanciamento, l'attivazione dell'energia di bilanciamento e il regolamento finanziario dei responsabili del bilanciamento". Per agevolare l'integrazione dei mercati del bilanciamento, il regolamento prevede la creazione di quattro piattaforme europee comuni che gestiscano il processo di compensazione dello sbilanciamento e consentano lo scambio di energia di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza, attivate in modo automatico o manuale, e riserve di sostituzione (**Tabella 1**).

La realizzazione di queste quattro piattaforme è già prevista all'interno di altrettanti progetti proposti dai TSO europei⁴. I tempi di realizzazione e attivazione variano da uno a tre anni. Queste piattaforme saranno organizzate secondo il modello "TSO-TSO": la partecipazione e l'utilizzo sarà riservata ai gestori delle reti di trasmissione, ognuno

¹ Regolamento (UE) 2017/2195 del 23 novembre 2017 "che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico".

² Regolamento (UE) 2015/1222 del 24 luglio 2015 "che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione".

³ Regolamento (UE) 2016/1719 del 26 settembre 2016 "che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine".

⁴ Per le piattaforme di *Replacement Reserves* e *Imbalance netting*, gli *implementation framework* sono stati inviati dai TSO alle Autorità competenti a giugno 2018 mentre per le altre due piattaforme a dicembre 2018. Le Autorità hanno a disposizione 6 mesi per approvarli o chiedere degli emendamenti. Nel caso della *Replacement Reserves* la proposta di *implementation framework* è stata approvata con la delibera 8/2019/R/eel mentre per *Imbalance netting* sono stati richiesti degli emendamenti alla proposta (delibera 7/2019/R/eel).

TAG

auction design, dispatching, electricity, market design,

TABELLA 1. PROGETTI PER LA REALIZZAZIONE DELLE PIATTAFORME EUROPEE PREVISTE DAL *BALANCING CODE*

Piattaforma	Articolo	Progetto	Prodotto scambiato	Prodotto coerente italiano	Avvio della piattaforma
Piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve di sostituzione	art. 19	TERRE (<i>Trans European Replacement Reserve Exchange</i>)	<i>Replacement Reserve</i>	Riserva terziaria di sostituzione	Dic 2019
Piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale	art. 20	MARI (<i>Manual Activation Reserve Initiative</i>)	<i>Frequency restoration reserves with manual activation</i>	Riserva terziaria rotante	Dic 2021
Piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica	art. 21	PICASSO (<i>Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation</i>)	<i>Frequency restoration reserves with automatic activation</i>	Riserva secondaria	Dic 2021
Piattaforma per il processo di compensazione dello sbilanciamento	art. 22	IGCC (<i>International Grid Control Cooperation</i>)	<i>Imbalance netting process</i>	Ottimizzazione delle attivazioni di riserva secondaria da parte di TSO distinti	Dic 2019

Fonte: ENTSO-E e *Balancing Code*

dei quali raccoglierà le offerte di energia di bilanciamento presentate dagli operatori della propria area di riferimento inviandole alla piattaforma comune che selezionerà le offerte in base al loro *merit order*, tenuto conto dei fabbisogni dei TSO e della capacità interzonale disponibile. L'esito dell'ottimizzazione sarà comunicato ai TSO i quali invieranno l'ordine di dispacciamento all'operatore interessato.

La prima piattaforma a diventare operativa sarà quella relativa allo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve di sostituzione (*Replacement Reserves*, da cui il nome piattaforma RR). L'avvio di questa piattaforma, sviluppata con il progetto TERRE, introdurrà una serie di nuovi elementi all'interno del mercato di bilanciamento italiano, di conseguenza Terna ha posto in consultazione⁵ una serie di modifiche al Codice di Rete italiano (CdR) con lo scopo di coordinare il funzionamento di MSD con la piattaforma RR.

Uno degli elementi principali introdotto con l'implementazione delle piattaforme previste dal *Balancing Code* riguarda la separazione del processo di attivazione dell'energia di bilanciamento, che dovrà essere svolto principalmente attraverso le piattaforme comuni, dal processo co-ottimizzato che Terna svolge sul MSD italiano per il reperimento di risorse per il bilanciamento, per la risoluzione delle congestioni intrazonali e per la formazione delle riserve. Inoltre, la piattaforma RR utilizzerà una rappresentazione zonale della rete al contrario di MSD che utilizza un modello zonale. Infine, il fatto che le offerte accettate sulle piattaforme RR vengono valorizzate al *system marginal price* e non con il *pay-as-bid* utilizzato nel MSD, di conseguenza gli operatori italiani potranno presentare delle offerte di prezzo specifiche per lo scambio di energia di bilanciamento in modo da tenere conto della diversa modalità di remunerazione. I volumi offerti verranno invece calcolati direttamente da Terna, nel cosiddetto "processo di conversione", sulla base delle offerte presentate dagli operatori su MSD, delle caratteristiche del prodotto standard scambiato sulla piattaforma RR, dei dati tecnici dell'UP (ad esempio rampa di aumento/riduzione della potenza erogata, tempo di permanenza in assetto etc.) e delle limitazioni per il rispetto dei vincoli di sicurezza della rete.

L'utilizzo della piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento allargherà la platea di offerte che potranno contribuire a soddisfare il fabbisogno di bilanciamento di Terna, incrementando la concorrenza e potenzialmente riducendo i costi di bilanciamento. D'altra parte la segmentazione delle attività di Terna per il reperimento dei servizi di dispacciamento, dovuta alla necessità di utilizzare le piattaforme europee introduce una possibile inefficienza nel processo co-ottimizzato di Terna che potrebbe portare a soluzioni sub-ottime e all'aumento dei costi⁶.

⁵ Terna: consultazione ai sensi dell'art. 18 del Regolamento (UE) 2017/2195 (consultazione 35).

⁶ Un esempio potrebbe essere la necessità da parte di Terna di richiedere l'attivazione su MB di un'offerta che ne compensi un'altra attivata, al solo scopo di bilanciamento, sulla piattaforma RR ma che non possa più essere attivata a causa di nuovi vincoli di rete emersi tra la selezione dell'offerta sulla piattaforma RR e il tempo reale.

Di ciò ne è consapevole anche l'Autorità che nell'approvare le modifiche al CdR⁷ ha richiesto a Terna di monitorare l'efficienza del processo di MSD ed eventualmente sviluppare delle modalità di utilizzo della Piattaforma RR che minimizzino il rischio di inefficienza dovuto alla segmentazione del mercato di bilanciamento.

Se lo sviluppo e l'utilizzo delle piattaforme è affidato esclusivamente ai gestori delle reti di trasmissione, gli operatori di mercato svolgono due ruoli fondamentali che definiscono le loro attività nel mercato del bilanciamento: forniscono i servizi di bilanciamento ai TSO (*Balancing Service Provider*, BSP) e sono responsabili degli sbilanciamenti (*Balance Responsible Party*, BRP), ossia sono coloro sui quali ricadono gli oneri di sbilanciamento.

Uno dei primi adempimenti richiesti ai TSO dal *Balancing Code* (art. 18) è stato l'elaborazione di una proposta riguardante i termini e le condizioni per BSP e BRP. Nella proposta presentata da Terna si identificano i ruoli dei BSP e BRP che coincidono con quelli dell'Utente del Dispacciamento (UdD) e ai quali si applicano tutte le disposizioni del Codice di Rete italiano. Infatti, nel caso di UP abilitate l'UdD è sia fornitore di servizi sia responsabile degli sbilanciamenti i quali vengono regolati per unità, nel caso di UP non abilitate o di unità di consumo, l'UdD è solo responsabile degli sbilanciamenti in quanto nel codice di rete attuale non è previsto che queste unità possano partecipare a MSD. Per quanto riguarda il tema delle condizioni relative alla fornitura di servizi di bilanciamento da parte degli aggregatori di unità di consumo e/o di produzione⁸, Terna ha rimandato la definizione dei termini e delle condizioni in esito ai risultati dei progetti pilota che da qualche anno sta portando avanti.

MERCATO UNICO INTRADAY: TANTI RINVII E ANCORA NESSUNA DECISIONE FINALE

Per quanto riguarda il mercato intraday, i temi in fase di discussione riguardano sia l'ambito italiano sia quello europeo (*Newsletter* 222). L'Italia sembrava destinata a far parte della "second wave" di paesi aderenti al progetto *Cross Border IntraDay* (XBID) avviato a giugno 2018 in buona parte dei paesi europei (di fatto lungo l'asse sud-ovest – nord-est che va dalla penisola iberica alla penisola scandinava). Il progetto XBID implementa le caratteristiche richieste del CACM per il mercato unico *intraday*: contrattazione continua e chiusura di MI in H-1. Come detto, l'Italia sembrava destinata ad adottare XBID a partire da giugno 2019 nella cosiddetta "second wave" ma le ultime comunicazioni ufficiali⁹ lo escludono e prevedono l'allargamento solo ai paesi dell'Europa orientale. D'altra parte, non è ancora chiaro quale soluzione verrà adottata per il coordinamento di MI e MSD nel momento in cui l'orario di chiusura del primo verrà spostata in H-1. La soluzione proposta da Terna è stata bocciata dall'Autorità (sempre con la delibera 535/2018) che si è presa l'incarico di trattare l'argomento nell'ambito più generale della riforma del dispacciamento.

Infine, il GME ha annunciato l'avvio nei prossimi mesi del *coupling intraday* con la Svizzera la quale, non essendo membro dell'Unione Europea, non rientra nei processi di implementazione dei regolamenti europei e ogni possibile coordinamento nella gestione delle interconnessioni deve essere svolto bilateralmente. Il GME, in accordo con EPEX, Terna e Swissgrid, attiverà l'allocatione implicita della capacità infragiornaliera per le sessioni MI2 e MI6 dell'attuale disegno del mercato italiano, come già avviene per la capacità disponibile tra Italia e Slovenia.

A livello europeo invece la discussione riguarda la proposta¹⁰ dei TSO per la metodologia da utilizzare per la valorizzazione della capacità di interconnessione *intraday* (*capacity pricing*) prevista dal CACM (art. 55) e che XBID non può soddisfare in quanto la contrattazione continua che lo caratterizza prevede un'allocatione della capacità di tipo "first come first served" quindi senza una valorizzazione della capacità utilizzata. La proposta presentata dai TSO ad agosto 2017 prevede lo svolgimento di almeno un'asta a livello europeo da svolgersi alle 22 del D-1 e valida per tutte le 24 ore del giorno D. La decisione finale sulla proposta è stata richiesta all'ACER da parte delle Autorità che non sono riuscite a trovare una posizione unanime. L'ACER ha quindi indetto a ottobre una nuova consultazione e la decisione finale è attesa a breve. Oltre all'asta

⁷ Delibera 535/2018/R/eel.

⁸ Disposizioni e condizioni previste dall'articolo 18 comma 5 lettera b).

⁹ https://www.epexspot.com/en/press-media/press/details/press/RE_XBID_2nd_Wave_Go-Live_and_Changes_in_Gate_Opening_Time_from_1st_January_2019.

¹⁰ https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/cacm/170810_CZIDCP_Methodology_AllTSOs.pdf.

prevista dalla proposta dei TSO, ACER ha suggerito la possibilità che se ne possano tenere delle altre da svolgersi alla mattina del giorno D di *delivery* e immediatamente dopo la conclusione del Mercato del Giorno Prima, alle 15 del D-1; questa prospettiva non sembra però ricevere molto apprezzamento da parte degli operatori europei: dalle risposte alla consultazione pubblicate da ACER emerge di fatto un appoggio a un numero maggiore di aste solo da parte degli operatori di Italia (con qualche distinguo di Enel), Gran Bretagna, Spagna e Svezia.

Collegato al tema delle aste per il *capacity pricing* c'è la proposta di aste complementari che coinvolgerebbero solo l'Italia e i suoi paesi confinanti: Francia, Austria, Slovenia e Grecia. In questo caso il processo di approvazione delle aste è iniziato due anni fa e a dicembre ha visto due ulteriori richieste di modifiche¹¹ da parte delle Autorità dei paesi coinvolti. Dalle ultime richieste di emendamenti fatte dalle Autorità, il disegno che sembra apparire è quello di aste differenziate sui diversi confini. Infatti ai TSO e ai NEMO è stato richiesto di presentare due proposte separate per *Capacity Calculation Region*¹² (CCR) e, addirittura, nel caso della CCR Italy North differenziare la proposta tra quella applicabile al confine Italia-Slovenia e quella relativa ai confini Italia-Francia e Italia-Austria. Sembra quindi probabile che il numero di aste complementari sarà diverso a seconda dei confini considerati, con le zone del mercato italiano, Grecia e possibilmente Slovenia che implementeranno una o due aste complementari oltre a quella prevista a livello europeo, mentre sui confini con Francia e Austria le aste complementari coincideranno con quelle previste a livello europeo.

¹¹ Delibere 409/2018/R/eel, 656/2018/R/ eel e 657/2018/R/ eel.

¹² Le *Capacity Calculation Regions* sono le aree geografiche in cui sono suddivisi i paesi dell'Unione Europea in cui si applica il calcolo coordinato della capacità. Le CCR che riguardano l'Italia sono due: Italy North che comprende i confini tra zona Nord e Francia, Austria e Slovenia e Greece Italy che comprende i confini tra le zone di mercato italiane e il confine Sud-Grecia.