

NUOVE REGOLE DI DISPACCIAMENTO: EVOLUZIONE O RIVOLUZIONE?

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 332/2019/R/eel](#)
- [Regolamento cacm](#)
- [Regolamento Balancing](#)
- [Regolamento elettrico](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Verso un mercato infragiornaliero europeo: difficoltà e passi in avanti della situazione italiana](#) (Newsletter 234)
- [Il mercato infragiornaliero europeo: il progetto XBID e la sua implementazione in Italia](#) (Newsletter 222)

Il processo di revisione delle regole del dispacciamento è finalmente partito. Le prime proposte sembrano tentare la conciliazione tra il modello di mercato che si è affermato nell'Europa continentale, basato sul concetto del self dispatching, con una gestione centralizzata e nodale delle risorse che minimizzi i costi di un dispacciamento reso complesso dalla conformazione del territorio. Ne esce un ibrido che potrebbe protendere verso l'una o l'altra soluzione a seconda delle scelte di implementazione e della definizione dei dettagli. Sicuramente un processo di affinamento complesso e lungo che impegnerà molte energie sia per le istituzioni che per il sistema e dagli impatti a oggi solo ipotizzabili, ma sicuramente non trascurabili.

INTEGRAZIONE CON I MERCATI EUROPEI

La riforma delle regole del dispacciamento prende il via dopo diversi anni di attesa (DCO 332/2019). L'obiettivo è quello di recepire i numerosi vincoli al disegno di mercato imposti dalle regole europee (Regolamento CACM, Regolamento *Balancing*, Regolamento elettrico) a loro volta dettati dall'esigenza di superare il vecchio paradigma del mercato elettrico a favore di una maggiore flessibilità che consenta l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. Tra queste rilevano in particolare:

- l'implementazione del mercato infragiornaliero armonizzato, con lo spostamento della chiusura (*gate closure*) a un'ora prima della consegna (H-1) e allocazione della capacità tramite meccanismo di contrattazione continua a integrazione delle aste (Newsletter 222 e 234)
- il coordinamento europeo delle risorse di bilanciamento disponibili a livello nazionale
- il divieto di imporre limiti ai prezzi dell'energia scambiata, che implica la possibilità di prevedere prezzi negativi
- la promozione di una maggiore competizione e responsabilizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in tema di sbilanciamenti.

LA CLASSIFICAZIONE DELLE UNITÀ: NUOVI RUOLI

Uno degli elementi di maggiore importanza per la definizione delle regole del dispacciamento è la classificazione delle unità di produzione e consumo. Oggi il sistema è classificato sulla base dell'abilitazione e della rilevanza, dove solamente le unità di produzione programmabili e maggiori di 10 MVA risultano abilitate a *MSD*. Le altre unità di dimensioni apprezzabili dalla rete sono sì rilevanti ma non abilitate a fornire servizi a *MSD*, mentre solo le unità non rilevanti, quelle al di fuori del controllo diretto di Terna, possono essere aggregate in un unico punto virtuale di dispacciamento (ma solo per zona e per tipologia di unità).

I progetti pilota sperimentati negli ultimi anni hanno cercato di superare i limiti delle definizioni di abilitazione e rilevanza, ma solo con il nuovo *TIDE* cambierebbe definitivamente il concetto di abilitazione contestualmente al superamento del concetto di non rilevanza. In particolare, tutte le unità potranno essere abilitate sia singolarmente che in modo aggregato. Questa modifica è funzionale a introdurre la possibilità di partecipazione su *MGP* e *MI* a livello di "portafoglio" di unità (salvo richiesta di partecipare a livello di singola unità), con l'unico vincolo posto dal perimetro geografico del portafoglio, che non può essere più ampio della rispettiva zona di mercato europea. Sembra però rimanere l'impossibilità di aggregare sia unità di consumo che di produzione in un singolo portafoglio, almeno fino al momento in cui sarà necessaria la suddivisione zonale del mercato dell'energia.

Devono essere ridefiniti di conseguenza i ruoli e le responsabilità dei diversi operatori che agiscono sul mercato. Per ogni unità, in luogo delle attuali figure del Responsabile del dispacciamento e dell'operatore di mercato sono previsti più soggetti (non necessariamente corrispondenti effettivamente a soggetti diversi):

- l'operatore di mercato: similmente a oggi opera sui mercati dell'energia
- il responsabile dei servizi (*Balance Service Provider*): chiamato a operare sull'*MSD*
- il responsabile del bilanciamento (*Balance Responsible Party*): si occuperebbe della programmazione ai fini del bilanciamento e dell'esecuzione dei programmi di immissione e prelievo comunicati a Terna.

TAG

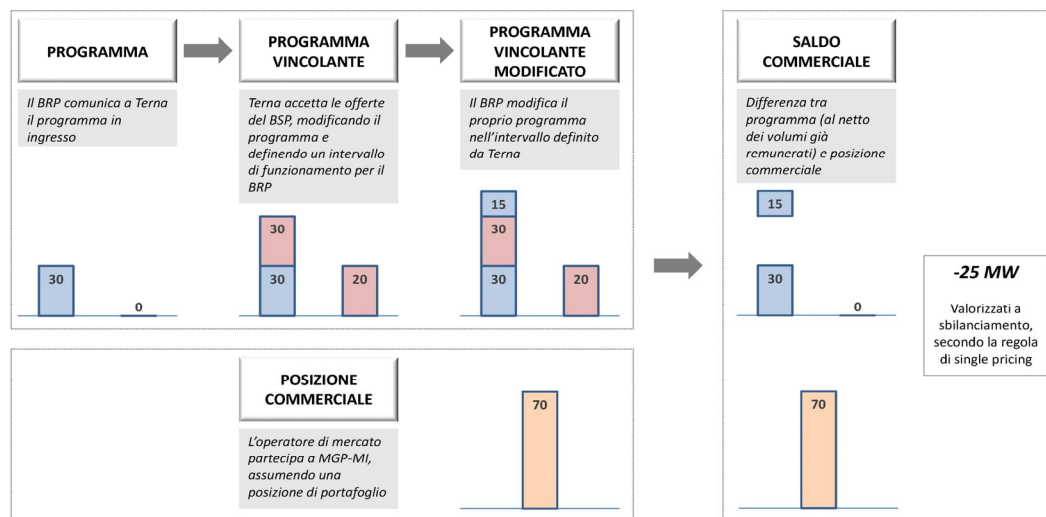
dispatching, electricity, market design

SEPARAZIONE TRA NEGOZIAZIONI COMMERCIALI E PROGRAMMAZIONE FISICA

Il superamento concettuale tra le negoziazioni commerciali in *MGP* e *MI*, svolte dall'operatore commerciale, e la programmazione fisica delle unità in *MSD*, svolta dal *Balance Responsible Party*, va in direzione di una maggiore conciliazione tra esigenze di semplificazione dell'impostazione attuale del mercato e le problematiche nazionali

e prevede la rimozione del vincolo di uguaglianza tra il programma d'ingresso in *MSD* e quello in uscita dai mercati dell'energia. L'Autorità ritiene che la possibilità di comunicare il programma d'immissione delle unità in modo rapido e senza vincoli derivanti dalle precedenti contrattazioni commerciali generi una maggiore flessibilità in capo all'operatore. Così facendo, il *MI* definirebbe soltanto la posizione commerciale dell'operatore, lasciando a *MSD* la programmazione fisica delle unità. Verrebbero dunque previste vicino al tempo reale le seguenti fasi (Figura 1):

FIGURA 1. FASI DEL NUOVO MSD



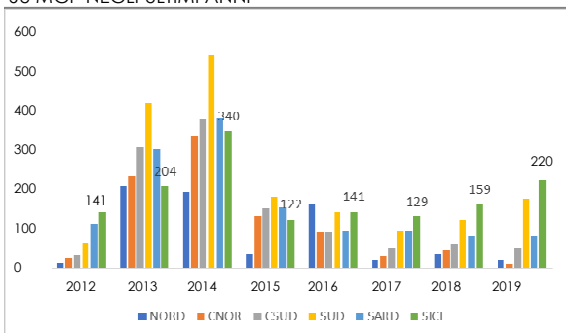
- il *Balance Responsible Party* comunica a Terna il programma in ingresso
- Terna accetta le offerte del *Balance Service Provider* e definisce un intervallo di funzionamento per il programma del *Balance Responsible Party*, mentre l'operatore di mercato partecipa a *MGP* e *MI*
- Il *BRP* definisce il programma vincolante modificato secondo l'intervallo definito da Terna
- Si definisce il saldo commerciale come differenza tra il programma del *Balance Responsible Party* e la posizione commerciale dell'operatore di mercato.

PREZZI NEGATIVI

La possibilità di formazione di prezzi d'offerta negativi in *MGP* e *MI* è ormai operativa in molti paesi europei. In ottemperanza alla norma del Regolamento elettrico che richiede l'eliminazione dei vincoli alla formazione del prezzo, l'Autorità intende rimuovere il limite inferiore di prezzo (*floor*) pari a 0 €/MWh, permettendo quindi la formazione di prezzi negativi in situazioni di eccesso d'offerta. Esistono infatti casi in cui il produttore può essere disposto a immettere energia elettrica nella rete a prezzi negativi, come nell'esempio di impianti poco flessibili il cui costo di accensione e

spegnimento è più oneroso della vendita a prezzi negativi. L'Autorità prende d'altra parte in considerazione anche il tema della partecipazione all'offerta della produzione incentivata e del rischio di eventuali abusi di potere di mercato in caso di prezzi negativi. Un produttore eolico o fotovoltaico non avrebbe necessità di immettere energia elettrica a prezzi negativi in condizioni di mercato normali, a meno di soggetti che beneficino di incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Questi avrebbero convenienza a continuare a immettere energia elettrica a prezzi negativi fino a che la differenza tra l'incentivo e i prezzi dell'energia risulta positivo, distortendo l'impiego dei prezzi negativi per la gestione efficiente dell'eccesso di offerta. L'intenzione dell'Autorità è dunque quella di comunicare ai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente, i due soggetti messi a capo della definizione di strumenti incentivanti, la necessità di considerare l'opportunità di sospendere gli incentivi nelle ore in cui i prezzi di *MGP* e *MI* risultino negativi.

FIGURA 2. OCCORRENZA DI PREZZI MINORI DI 10 €/MWH SU MGP NEGLI ULTIMI ANNI



Fonte: GME

L'incidenza dei prezzi negativi non dovrebbe essere particolarmente elevata nelle condizioni attuali ma nel prossimo futuro rappresenterebbe un importante elemento di segnalazione del valore della flessibilità, a vantaggio dei nuovi potenziali partecipanti al mercato (accumuli, *demand-side*, etc.).

COORDINAMENTO CON LE PIATTAFORME EUROPEE DEL BILANCIAMENTO

Il Regolamento *Balancing* ha l'obiettivo di agevolare l'integrazione dei mercati di bilanciamento dei paesi europei tramite l'armonizzazione della normativa e la realizzazione di piattaforme comuni europee di bilanciamento. Le piattaforme attualmente previste sono: *Replacement Reserve* (RR), *manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR), *automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR) e *Imbalance netting*. Le difficoltà d'inserimento delle suddette piattaforme nel sistema italiano risiedono nelle tempistiche d'esecuzione. Il loro svolgimento è previsto nell'ora prima della consegna con il conseguente rischio di sovrapposizione con le sessioni di *MSD* e del mercato di bilanciamento *MB*. In particolare, sulla piattaforma *mFRR*, paragonabile alla riserva terziaria rotante definita dal codice di rete di Terna, si svolge l'asta 15 minuti prima della consegna, in totale sovrapposizione al *MB*, i cui ordini di dispacciamento si raccolgono 10 minuti prima del tempo reale. *mFRR* adotta inoltre un modello di mercato zonale, incompatibile con il modello nodale (e quindi più dettagliato) del *MSD*.

La piattaforma *aFRR* ha lo scopo di condividere le risorse necessarie ad ogni *TSO* per raggiungere l'equilibrio degli scambi e azzerare l'errore di frequenza. L'implementazione di tale piattaforma prevede l'uso del metodo economico per la scelta delle risorse. Questa metodologia ha un impatto significativo in quanto non è utilizzata dalla maggior parte dei *TSO* che invece adottano (Terna inclusa) un metodo pro-rata per le attivazioni. Le tempistiche dei mercati interni di *MSD* e *MB* dovranno dunque essere adeguate per renderle compatibili con le caratteristiche delle piattaforme europee.

MODIFICHE AI SERVIZI ANCILLARI: NUOVE DEFINIZIONI E CARATTERISTICHE

La revisione dei servizi ancillari e delle modalità per il loro approvvigionamento è uno dei punti cardine e dei più attesi proprio per favorire la valorizzazione dei servizi di flessibilità necessari per supportare una quota sempre crescente di rinnovabili non programmabili. Si tratta dei servizi necessari a garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico la cui regolazione è sottoposta a vincoli del Regolamento *Balancing*.

Il DCO evidenzia alcuni punti per l'identificazione dei criteri a cui Terna deve attenersi per le attività di propria competenza. In particolare, ciascun servizio non deve rappresentare l'aggregazione di servizi potenzialmente separabili in modo da rispettare le esigenze del sistema elettrico. Ad esempio, i servizi di riserva a salire o a scendere avranno un'abilitazione separata e sarà necessaria la definizione sia del perimetro in cui il servizio ancillare potrà essere attivato (indistintamente da un'unità di produzione o di consumo) che dei requisiti minimi al fine di massimizzare la partecipazione all'erogazione del servizio.

L'Autorità predispone anche una nuova definizione per le unità non abilitate e abilitate. Le unità virtuali non abilitate (UVNA) vengono identificate come un insieme di unità di consumo o produzione non abilitate all'erogazione di servizi ancillari il cui perimetro corrisponde alla zona di mercato senza separazione tra unità rilevanti e non rilevanti. Le unità abilitate (UA) possono essere costituite da una sola unità di produzione o di consumo connessa alla rete abilitate a erogare almeno un servizio per cui il perimetro di riferimento è nodale o da una o più unità di consumo o produzione i cui punti di connessione sono localizzati all'interno dello stesso perimetro di aggregazione ai fini dell'abitazione, ossia il minimo tra la zona di mercato e il più piccolo perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari per cui è richiesta abilitazione. Per consentire la massima aggregazione possibile, l'Autorità ha inserito la possibilità per il *Balance service provider* (BSP) di presentare offerte per l'erogazione di servizi ancillari congiuntamente per tutte le *UVA/UA* di sua pertinenza, qualora siano all'interno dello stesso perimetro e di decidere successivamente quale sia l'unità predisposta a effettuare gli ordini di dispacciamento. Anche le unità di consumo per il mercato della capacità (UCMC) possono essere qualificate come *UVA*, rimanendo composte solamente da unità di consumo, mentre le unità di produzione rilevante (UPR) diventano *UA* se connesse alla rete rilevante e vengono abilitate per la fornitura di almeno un servizio con perimetro nodale.

Al fine dell'approvvigionamento di ogni servizio ancillare, l'Autorità ha predisposto specifiche modalità con l'obiettivo di utilizzare strumenti di mercato in tutti i casi in cui è possibile approvvigionare i servizi in modo competitivo.

NUOVA REVISIONE DEGLI SBILANCIAMENTI

Per quanto attiene al tema degli sbilanciamenti, intesi come la quantità di energia elettrica ricavata come differenza tra l'energia elettrica immessa o prelevata e il rispettivo programma vincolante, l'Autorità si è orientata verso una normativa che ne consenta una valorizzazione più vicina possibile al prezzo dell'energia utilizzata per il bilanciamento in tempo reale. L'obiettivo è quello di fornire agli operatori gli elementi necessari per decisioni di acquisto e vendita di energia elettrica e per l'utilizzo della rete.

Il lasso di tempo previsto per gli sbilanciamenti è breve, pari a 15 minuti per qualsiasi tipo di unità, e richiede innovazioni alla regolazione vigente per quanto riguarda le unità non abilitate. Il perimetro a cui si riferiscono gli sbilanciamenti corrisponde nel caso delle *UA*, al perimetro minimo tra la zona di mercato e il perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari, mentre per le unità non abilitate equivale alla zona di mercato. Infine, dal punto di vista merceologico, è previsto un prezzo di tipo *single pricing*, come menzionato nel Regolamento *Balancing*, che si riferisca alle sole offerte accettate da Terna su *MSD*.

NUOVO RUOLO DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR

La nuova regolazione prevista dal DCO richiede una maggiore cooperazione tra *DSO* e *TSO* attraverso uno scambio di informazioni in tempo reale in merito alle unità presenti sulla rete di distribuzione e la possibilità di acquisto di servizi ancillari da parte del *DSO*, che nel sistema italiano avverrebbe in una prima fase tramite l'implementazione di specifici progetti pilota. Il progetto Horizon 2020 ha analizzato 5 tipi diversi di schemi di coordinamento tra *DSO* e *TSO*. I risultati hanno mostrato che i due modelli migliori sono lo schema centralizzato, in cui il *TSO* acquisisce le risorse direttamente, quando le congestioni sulle reti sono trascurabili e, negli altri casi, lo schema di mercato comune *TSO-DSO*, in cui i due operatori gestiscono insieme un mercato condiviso sull'intero sistema.

PROSSIMI PASSI VERSO L'INTRODUZIONE DELLA NUOVA NORMATIVA E I POSSIBILI IMPATTI SUGLI OPERATORI

L'introduzione delle nuove regole riguardanti la separazione tra le negoziazioni commerciali e la programmazione fisica delle unità e i prezzi negativi avverrà dopo l'ingresso dell'Italia nel progetto *XBID*, previsto per metà 2020. L'Autorità dovrà quindi prevedere regole transitorie per coordinare il *MSD* con il *MI* in contrattazione continua. Le modifiche nei servizi ancillari entreranno invece in vigore tra fine 2021 e inizio 2022, completando il quadro regolatorio del dispacciamento elettrico.

Contemporaneamente alle modifiche sul *MSD*, verranno apportati numerosi cambiamenti alla regolazione come la revisione delle zone, il passaggio delle energie rinnovabili da un regime incentivato a quello di *market parity* e il *capacity market*. Il DCO tiene esplicitamente separate le modifiche che si stanno svolgendo in altri ambiti della regolazione, ma queste ultime impongono una rivalutazione complessiva delle attività svolte dagli operatori. L'ampliamento delle opportunità di investimento per l'abilitazione di nuove risorse a *MSD* rende infatti necessaria la riorganizzazione delle funzioni aziendali e la definizione di nuove strategie di *business*. Andranno quindi valutati gli impatti sull'organizzazione delle imprese e per le diverse figure professionali coinvolte, con particolare attenzione alla comunicazione, alla sua frequenza e a strutture contrattuali e informative che consentano il raccordo e la suddivisione delle responsabilità tra i diversi soggetti (*BSP*; *BRP* e operatore commerciale).

Rimane da chiarire se l'evoluzione della figura di aggregatore per l'offerta di energia e servizi apra al cambiamento verso un sistema *self-dispatching*. Un altro dubbio riguarda l'impatto sulla necessità di approvvigionamento di riserva, data una minore esigenza di *MB* dovuta all'utilizzo di *MI* per l'aggiustamento delle rinnovabili fino all'ora H-1. Con la nuova evoluzione del mercato elettrico si capirà anche in che modo cambierà l'efficienza dell'attività di dispacciamento di Terna e quale sarà l'effetto sui costi per il sistema.