



COMMENTI - EDITORIALI

« Energia Elettrica

venerdì 4 luglio 2025

Indagine Arera, tra dinamiche dei prezzi e strategie competitive

Il commento di Alessandro Marangoni, ceo Althesys

Il recente monitoraggio pubblicato da Arera sugli esiti del Mgp nel biennio 2023-2024 (v. [Staffetta 01/07](#)) rappresenta un'interessante applicazione della normativa Remit circa possibili condotte di mercato anomale, volte ad indurre la formazione di un prezzo "artificioso", ossia diverso da quello emergente in situazioni di concorrenza efficiente e adeguatezza del sistema elettrico.

In sintesi, l'analisi focalizzata sul solo mercato Mgp evidenzia come confrontando i prezzi effettivi con i prezzi simulati emergano differenze medie dell'ordine di 17-22 €/MWh nel 2023 e 15-24 €/MWh nel 2024, in funzione delle ipotesi adottate nel calcolo del costo marginale e della zona di offerta analizzata. Tali valori si riducono rispettivamente a 5-10 €/MWh nel 2023 e 4-12 €/MWh nel 2024 considerando tutte le ore annuali e non solo quelle in cui si sono evidenziati degli impatti sui prezzi.

L'analisi si concentra sulle cosiddette condotte di trattenimento economico di capacità nel mercato elettrico, ossia le offerte di capacità di generazione disponibile ad un prezzo superiore a quello di mercato e che non riflette il costo marginale dell'unità di produzione.

Il disallineamento tra struttura industriale dell'offerta su Mgp e prezzi in esito al mercato è un tema su cui si è concentrata anche la recente edizione 2025 dell'Irex, evidenziando, ad esempio, come il 67% dei 227 TWh venduti su Mgp sia stato accettato a prezzi nulli o negativi, percentuale che sale al 70 % nelle zone Centro Nord e Sicilia e al 96 % in Sardegna.

Lo scollamento tra costi industriali del parco di generazione e prezzo della commodity sembra riguardare quindi l'intero Mgp, non solo le logiche di rialzo del prezzo marginale, che pure valorizza l'intera energia offerta. La stessa ipotesi di "interazione equa e concorrenziale" indicata nel Remit difficilmente si può applicare al contesto italiano, in cui, ad esempio, i primi dieci operatori di mercato (su circa 300 operativi nel 2024) gestiscono il 57% delle offerte marginali e i primi venti l'80%, sempre secondo le analisi di Althesys.

L'indagine andrebbe completata, tra l'altro, con le unità di accumulo, siano i pompaggi esi-stenti o le batterie (ancora poche nel 2023) che stanno progressivamente entrando in servizio. In questo caso, al tema del costo opportunità, già richiamato da Arera, va affiancata la capacità di queste unità di essere marginali con un tasso di efficacia di un ordine di grandezza superiore alle altre, prescindendo dalle logiche di costo opportunità. La gestione dei Bess in particolare richiede ancora una fase di apprendimento e affinamento sia da parte degli operatori che da parte di Terna e dei Dso ed il conseguente continuo monitoraggio da parte di Arera e degli analisti di mercato, visto il potenziale impatto sulla formazione dei prezzi richiamato prima.

Tuttavia, se da una parte è auspicabile proseguire ed approfondire il monitoraggio nella eventuale prospettiva di adozione di adeguate misure regolatorie, dall'altra è altrettanto doveroso comprendere le logiche sottostanti alle strategie di offerta degli operatori di mercato. Molteplici sono, infatti, i fattori che le possono determinare, quali i costi sottostanti, le logiche di portafoglio ed i vincoli normativi e regolatori al contorno, come ad esempio la disciplina degli sbilanciamenti.

Insomma, serve un quadro complessivo, certamente non facile da ricostruire, ma essenziale per collocare le diverse analisi nella corretta prospettiva e orientare di conseguenza le decisioni di policy maker e regolatori. In ogni caso, la strada verso una possibile mitigazione del costo dell'energia è ancora lunga e incerta.