

Riforma del mercato: indirizzi europei e progetti pilota

Eliminazione di limiti di prezzo e PUN, riforma degli sbilanciamenti, partecipazione attiva della domanda, liberalizzazione del retail, ottimizzazione di rete, prosecuzione del capacity market: numerosi i suggerimenti della Commissione per la riforma del disegno di mercato italiano. Nel frattempo, prosegue l'apertura del Mercato dei Servizi Ancillari a nuove tecnologie e nuovi soggetti, con le consultazioni di Terna sui progetti pilota per la regolazione di tensione e la regolazione secondaria di frequenza.

LA COMMISSIONE SUGGERISCE MODIFICHE SIGNIFICATIVE ALLA RIFORMA DI MERCATO

Rispettando i tempi che erano previsti dal Regolamento del Mercato Elettrico (entro 3 mesi dalla data di sottomissione del Piano di Attuazione da parte dello Stato membro), la Commissione Europea ha pubblicato la propria opinione in risposta al Piano di Attuazione condiviso dall'Italia a fine giugno. Nel documento la Commissione entra nel merito dei singoli aspetti della riforma del mercato che erano stati proposti, suggerendo una serie di modifiche significative, volte a completare il disegno futuro del mercato elettrico italiano, e, in generale, ad abbreviare i tempi previsti per l'attuazione delle misure.

ELIMINAZIONE DI LIMITI DI PREZZO E PUN

Nell'ambito dei mercati all'ingrosso, viene accolta favorevolmente l'intenzione dell'Italia di procedere all'eliminazione dei *cap* e *floor* di prezzo sui mercati dell'energia entro il 2021, coerentemente a quanto richiesto dal Regolamento, che prevede la possibilità per il mercato di dare segnali di prezzo non limitati artificialmente.

Tale misura comporterà l'introduzione dei prezzi negativi sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato Infragiornaliero (MI), così come l'innalzamento del prezzo massimo realizzabile sul mercato a 9.999 €/MWh (che costituisce un limite puramente tecnico dell'algoritmo di risoluzione del mercato).

Parallelamente, sarà implementata la partecipazione al *coupling* infragiornaliero, caratterizzato da un mercato in negoziazione continua con gate closure ravvicinata al tempo reale (1 ora), integrato da due aste complementari

che garantiranno un passaggio di continuità con il meccanismo attuale.

La Commissione richiede inoltre di procedere in tempi brevi (entro il 1 gennaio 2022) anche all'eliminazione del PUN, oggi utilizzato per valorizzare gli acquisti sul MGP, prevedendo anche lato domanda una valorizzazione delle transazioni a prezzo zonale. Ciò sarebbe propedeutico al ruolo sempre più attivo sul mercato che è previsto e richiesto al consumo, in particolare al grande consumatore in grado di gestire e regolare i propri carichi. Aniché ricevere un segnale di prezzo smorzato dalla media nazionale su cui si basa il PUN, il consumatore pagherebbe un prezzo zonale, che esprime il valore dell'energia nella specifica zona di consumo, e questo lo incentiverebbe a contribuire all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema, attraverso la propria flessibilità (offribile come demand response) o integrando nel proprio sito sistemi di supporto, quali batterie o asset di generazione ausiliaria, laddove necessario.

RIFORMARE LA DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI

In ambito bilanciamento, la Commissione promuove il programma dell'Italia di partecipare alle piattaforme europee per lo scambio di risorse di bilanciamento transfrontaliere (per il contenimento della frequenza, per il ripristino della frequenza automatico e manuale e per la compensazione dello sbilanciamento). Nel breve termine il programma riguarderà in particolare la piattaforma TERRE, per lo scambio della Riserva Terziaria di Sostituzione (*Replacement Reserve*), già attiva e a cui Terna si dovrebbe unire nel corso del prossimo anno.

Rilevanti modifiche sono invece richieste lato regolazione degli sbilanciamenti: la Commissione boccia infatti l'attuale disegno italiano, che prevede una regola di *settlement* diversa per gli impianti abilitati al MSD (dual pricing a prezzo marginale) da quella per gli impianti non abilitati al MSD (single pricing a prezzo medio ponderato).

La Commissione richiede di uniformare la regolazione, evitando la discriminazione tra i partecipanti e indicando la soluzione a single pricing con l'utilizzo dei prezzi marginali come preferibile, così come indicato nell'*Electricity Balancing Code*. Quest'ultima soluzione avrebbe impatto su tutti i partecipanti del mercato, garantendo una compensazione economica degli sbilanciamenti per gli impianti abilitati, che oggi sono penalizzati dal *dual pricing*, ma aumentando allo stesso tempo il rischio per gli impianti non abilitati, che potrebbero essere soggetti a un prezzo di sbilanciamento significativamente più elevato.

La Commissione richiede infine di procedere alla definizione di una "funzione di scarsità", cioè di un algoritmo che generi segnali di prezzo di bilanciamento maggiorati in caso di scarsità, con impatto crescente a seconda della gravità, fino a raggiungere il valore del carico perso (VOLL) in caso di assenza di riserve.

L'attuale valore di 3.000 €/MWh non è infatti accettabile, in quanto inferiore agli stessi limiti di prezzo dei mercati, oltre che alle valutazioni fatte in diversi altri casi: l'Italia è quindi invitata a stimare un VOLL coerente con la metodologia europea e in ogni caso non inferiore ai limiti di prezzo validi su MI (9.999 €/MWh), in modo tale da permettere segnali di prezzo che ricadano tanto sul *Balance Responsible Party* (BRP, responsabile del programma e bilanciamento degli asset) quanto sul *Balance Service Provider* (BSP, responsabile dell'offerta e erogazione dei servizi di bilanciamento verso il TSO).

RENDERE ATTIVA LA DOMANDA

I mercati dovranno facilitare una partecipazione più attiva della domanda: positivi, quindi, i progetti pilota messi in campo da Terna sotto la [delibera 300/2017](#) di ARERA, volti a questo scopo (in particolare, il progetto UVAM che consente l'abilitazione alla

fornitura di alcuni servizi di dispacciamento ad aggregati di risorse oggi non abilitate, tra cui appunto il carico modulabile). È quindi necessario proseguire su questa strada, superando i progetti pilota e adattando la regolazione per permettere una partecipazione piena della demand response ai mercati del bilanciamento.

Viene inoltre ribadito che, come indicato nell'*Electricity Balancing Code*, la normativa europea prevede la possibilità per il BSP di fornire servizi lato domanda anche senza l'esplicito consenso del BRP: nel caso della demand response, il BRP è l'operatore che ha il contratto di fornitura verso il cliente finale, mentre il BSP può essere un operatore terzo che funge da aggregatore e offre servizi di flessibilità a Terna per conto del cliente finale. L'aggregatore (in caso non sia il medesimo soggetto) può quindi ricevere mandato dal cliente finale per la partecipazione alla fornitura di servizi, senza che sia necessaria l'approvazione da parte del fornitore, che potrebbe essere un *competitor*. In ogni caso, la normativa europea prevede che siano definite delle regole di compensazione economica, per coprire il fornitore dal rischio sbilanciamento derivante dall'utilizzo dei suoi clienti per la fornitura di servizi.

PROCEDERE ALLA LIBERALIZZAZIONE DEL RETAIL

La Commissione commenta la prevista fine del mercato tutelato *retail* per l'energia elettrica e il gas: positiva l'intenzione di procedere alla completa liberalizzazione del mercato, così come l'introduzione di uno strumento di confronto tra prezzi da parte di ARERA a vantaggio dei consumatori. Viene fatto notare come la concorrenza nel mercato al dettaglio non sia ancora totalmente esplicitata e sia necessario introdurre ulteriori strumenti per stimolare la competizione. Non vengono tuttavia fornite indicazioni concrete sull'attuazione di questa indicazione, se non con l'esempio di un'adeguata campagna informativa.

OTTIMIZZARE L'UTILIZZO DELLA RETE DI TRASMISSIONE

Per il superamento degli attuali limiti zonalı impattanti sugli scambi di mercato, il Piano di Attuazione elenca gli interventi di sviluppo previsti

sulla rete di trasmissione, inerenti nuove linee o nuovi elementi di rete, mentre la risposta della Commissione favorisce l'ottimizzazione dell'utilizzo della rete esistente, rispetto allo sviluppo fisico della rete. È necessario cioè valutare soluzioni che permettano di aumentare la capacità di trasmissione a costi efficienti per il sistema, come ad esempio il *rating* dinamico delle linee di trasmissione.

POSSIBILITÀ DI PROSEGUIRE IL *CAPACITY MARKET*

Il parere della Commissione non approfondisce il tema *Capacity Market*, limitandosi a un generico invito ad adattare il meccanismo, per quanto necessario, al nuovo Regolamento interno del Mercato dell'Energia Elettrica.

L'Italia è tenuta a produrre un piano di riforma modificato e a darne comunicazione alla Commissione, ma questo passaggio non risulta vincolante rispetto al giudizio di compatibilità di qualsiasi meccanismo nazionale rispetto al diritto dell'Unione, cioè dovrebbe essere fatta salva l'approvazione del *Capacity Market*, emanata nel 2018 e confermata nel 2019, rispetto alla normativa europea degli Aiuti di Stato.

Rimane quindi aperta la possibilità di proseguire con il meccanismo di remunerazione della capacità, previa verifica dell'adeguamento alle nuove regole e valutazione dell'esigenza di adeguatezza nel nuovo scenario di mercato.

LA RIFORMA DEL DISPACCIAMENTO CONTINUA TRAMITE PROGETTI PILOTA

Nel frattempo, la riforma del *MSD* continua sotto la delibera 300/2017 di ARERA, con l'attuazione di progetti pilota da parte di Terna, volti a sperimentare la capacità delle risorse oggi non abilitate al *MSD* di contribuire alla sicurezza del sistema tramite la fornitura di servizi ancillari.

Nelle ultime settimane, Terna ha proposto in consultazione agli operatori un regolamento per l'approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione e per l'abilitazione alla fornitura alla Regolazione Secondaria di frequenza (RS).

IL PROGETTO PILOTA PER LA FORNITURA DI REGOLAZIONE DI TENSIONE

Con questo [progetto](#) Terna intende testare la possibilità di fornire regolazione di tensione (mediante un opportuno adeguamento impiantistico) da parte delle risorse programmabili e non programmabili che finora non erano obbligate e adeguate alla fornitura di tale servizio. Il fine ultimo è quello di verificare l'efficacia nella fornitura di potenza reattiva da parte di diverse soluzioni tecnologiche e valutare la possibilità da parte del TSO di coinvolgere nella regolazione di tensione anche fonti primarie che sono per loro natura aleatorie.

I PARTECIPANTI

Il progetto pilota riguarda specificamente due tipologie di impianti (*inverter-based* e generazione sincrona non già adeguata alla regolazione di tensione) che si trovano in determinate aree del sistema elettrico, corrispondenti approssimativamente alle direttrici Basilicata-Calabria, Abruzzo-Umbria-Lazio, Abruzzo-Molise-Puglia e Campania. Il progetto pilota prevede 8 procedure d'asta distinte (una per ciascuna delle 4 aree e delle 2 tipologie tecnologiche) per la contrattualizzazione a termine di potenza reattiva su un periodo di tempo che va da novembre 2021 (o alternativamente da febbraio 2022) e termina in ogni caso nel gennaio 2025. Le aste prevedono una remunerazione di capacità di potenza reattiva, valorizzata in €/MVar/anno, al fine di supportare i costi dell'adeguamento tecnologico necessario agli impianti per la fornitura di regolazione di tensione secondo i requisiti tecnici richiesti.

IL MECCANISMO D'ASTA

Ciascuna asta si svolgerà con un meccanismo di assegnazione *pay-as-bid* e sarà costituita da sessioni multiple (fino a un massimo di 5). Ai partecipanti sarà richiesto di specificare la capacità di potenza reattiva offerta per il servizio di regolazione (espressa in MVar), il prezzo offerto di remunerazione (in €/MVar/anno) e la data di avvio della fornitura del servizio. In ciascuna sessione d'asta, Terna ordinerà le offerte per prezzi crescenti e le selezionerà fino al raggiungimento

del fabbisogno, determinato preliminarmente per ciascuna asta. Verranno escluse a priori le offerte con prezzo superiore al *Reservation Price*, ossia un prezzo limite fissato da Terna per la remunerazione del servizio e che non sarà noto ai partecipanti. Le offerte saranno sempre accettate per l'intera quantità di potenza reattiva offerta, a patto che l'importo complessivo da riconoscere ai soggetti selezionati non superi un Controvalore Limite, definito come il prodotto tra il fabbisogno e il *Reservation Price*. In tal caso, le offerte con prezzi più elevati che determinano il superamento di tale soglia verranno escluse interamente. Al termine di ciascuna sessione d'asta, Terna comunicherà le offerte che sono state selezionate e le offerte con prezzo di offerta superiore al *Reservation Price*. Nelle successive sessioni d'asta, ciascun partecipante avrà la facoltà di presentare un'offerta a un prezzo inferiore di almeno il 5% rispetto a quello iniziale. Qualora questa opportunità non venga sfruttata, verrà considerata valida l'offerta precedente e non saranno accettate offerte inferiori nelle sessioni successive. La conclusione dell'asta avverrà nella sessione (in ogni caso non superiore alla quinta) in cui si verificherà per la prima volta una di queste condizioni:

- tutto il Fabbisogno è soddisfatto da offerte con prezzo inferiore al *Reservation Price* e con un importo complessivo inferiore al Controvalore Limite
- invarianza delle offerte presentate rispetto alla sessione precedente
- il prezzo di tutte le offerte presentate non supera il *Reservation Price*.

PUNTI APERTI

Il progetto pilota rappresenta un importante passo in avanti per l'apertura dei servizi ancillari a nuove tecnologie, al fine di supportare la sicurezza del sistema nell'ambito del processo di decarbonizzazione secondo gli obiettivi del PNIEC. Alcuni punti nel documento di consultazione richiederebbero tuttavia ulteriori approfondimenti.

Non è chiara la metodologia utilizzata da Terna per la determinazione del fabbisogno di potenza reattiva nelle varie aree di sistema individuate, né i criteri in base ai quali tale fabbisogno sia poi

distribuito tra le due diverse tecnologie abilitabili al servizio. Non vengono inoltre forniti molti dettagli sulla metodologia che il TSO applicherà per determinare il *Reservation Price* per ciascuna categoria impiantistica, in modo da assicurare la neutralità tecnologica del progetto pilota. Questi due elementi sono particolarmente rilevanti poiché potrebbero impattare direttamente sul meccanismo d'asta e sulla selezione delle offerte.

La procedura d'asta sembra prevedere uno scarso contenuto informativo in quanto il *Reservation Price* non verrà comunicato direttamente ai partecipanti, i quali conosceranno in esito a ciascuna sessione d'asta solo le offerte che sono state selezionate e quelle con prezzo di offerta superiore al *Reservation Price*.

Alcuni dei criteri individuati per determinare la conclusione dell'asta noti solo a Terna, quali il raggiungimento del Controvalore Limite o la presenza di offerte tutte minore del *Reservation Price*, potrebbero costituire un limite alla piena esplicitazione della competizione tra i partecipanti

IL PROGETTO PILOTA PER LA FORNITURA DI REGOLAZIONE SECONDARIA

Nel contesto di una maggiore apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento a nuove risorse, Terna ha presentato anche un nuovo [progetto pilota](#) per la fornitura di regolazione secondaria di frequenza. L'obiettivo di questo progetto è di valutare la capacità e l'affidabilità da parte di risorse non programmabili e a energia limitata di contribuire alla regolazione di frequenza del sistema.

I PARTECIPANTI

Il progetto apre alla partecipazione al servizio di regolazione secondaria (finora fornito esclusivamente da impianti programmabili qualificati) a due tipologie aggiuntive di soggetti:

- Utenti del Dispacciamento di Unità di Produzione rilevanti che sono alimentate da fonti rinnovabili (sia programmabili che non programmabili) o costituite da sistemi di accumulo;
- *Balance Service Provider* (BSP) responsabili di Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) con determinate caratteristiche tecniche (indicate nell'Allegato Tecnico del progetto) e i cui punti

associati dispongano di dati di misura su base quartoraria.

È richiesta, per entrambe le tipologie di soggetti, la qualificazione di una semi-banda di regolazione (a salire e/o a scendere) di almeno 1 MW.

NUOVE REGOLE PER LA PARTECIPAZIONE A MSD

In seguito all'esito positivo della procedura di abilitazione, i partecipanti al progetto avranno la possibilità di presentare offerte volontarie su MSD. Le quantità in acquisto e/o vendita di tali offerte (non necessariamente simmetriche) dovranno essere comprese tra la quantità minima di 1 MW e la semibanda massima di regolazione qualificata dall'impianto. Su questo punto, è importante precisare che le quantità offerte per regolazione secondaria non potranno essere contemporaneamente offerte anche per Altri Servizi. Terna ha fornito alcuni dettagli sulle modalità con cui le offerte presentate dai nuovi soggetti qualificati verranno selezionate sul mercato. In particolare, viene specificato che, anche a fronte di offerte simmetriche per una singola unità qualificata, i relativi volumi selezionati in vendita e in acquisto potranno in generale essere diversi, fermo restando che gli approvvigionamenti a salire e a scendere sulla totalità di risorse abilitate al servizio saranno di pari entità. Viene precisato che le offerte saranno selezionate tenendo conto del "livello di affidabilità" delle diverse unità qualificate, ma Terna per il momento non ha chiarito la metodologia con cui tale parametro sarà calcolato.

Viene infine introdotto un vincolo sulla ripartizione delle offerte accettate, specificando che la quota parte di volumi selezionati da unità con energia limitata o da UVAM senza punti ad energia limitata non potrà superare il 60% (sia in vendita che in acquisto) dell'energia attivata da risorse abilitate sotto il progetto pilota. Sembra tuttavia che tale vincolo sia definito a prescindere dal tipo e dalla numerosità di unità che saranno poi effettivamente qualificate al servizio e potrebbe risultare svantaggioso per la tecnologia che risulterà prevalente, la quale vedrebbe ridotta di fatto la possibilità di essere accettata sul mercato.

UNA NUOVA OPPORTUNITÀ PER LO STORAGE?

Il progetto pilota per la regolazione secondaria rappresenta un passo ulteriore verso una piena integrazione dei sistemi di accumulo nel MSD. Al contrario del progetto *Fast Reserve*, Terna non prevede alcuna remunerazione fissa in termini di capacità, ma semplicemente un'apertura del mercato esistente, con adeguate modifiche ai vincoli tecnici del servizio per tenere conto dei dispositivi a energia limitata. Per partecipare alla fornitura di regolazione secondaria, i sistemi di accumulo dovranno comunicare a Terna una serie di informazioni, tra cui l'energia allocata per il servizio, quella effettivamente immagazzinata e i tempi disponibili per l'erogazione. Il contributo alla regolazione dovrà essere fornito fino al raggiungimento dei limiti di energia allocata. Si specifica inoltre nell'Allegato Tecnico del progetto pilota che tali limiti non dovranno essere raggiunti fino a quando la richiesta di secondaria non ammonterà a più di un'ora continuativa di semibanda massima a scendere o a salire. Questo vincolo sembra implicare che lo *storage* dovrà allocare una capacità energetica sufficiente a garantire un'erogazione continuativa del servizio (sia a scendere che a salire) per almeno un'ora. Vengono forniti maggiori dettagli anche sul ripristino della capacità energetica in seguito alla fornitura del servizio, specificando che tale attività dovrà essere compiuta entro due ore, nel rispetto della baseline di mercato. Non è ancora chiaro come questo vincolo possa essere soddisfatto coerentemente con la disciplina attuale.

IN ATTESA DEL TIDE

Nei prossimi mesi, il processo di riforma del mercato passerà attraverso il confronto tra i suggerimenti della Commissione Europea e il Piano di Attuazione e la valutazione dei risultati dello svolgimento dei diversi progetti pilota, per poi procedere verso l'elaborazione di un nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE).

La ridefinizione del disegno del MSD (partecipazione, servizi e remunerazioni) e la disciplina degli sbilanciamenti sembrano essere i punti più caldi, che dovranno essere affrontati da ARERA e da Terna nel breve termine.