

Fast reserve: una nuova asta per la flessibilità

I forti sconti registrati rispetto al premio di riserva indicano costi in discesa, disponibilità di fonti di ricavo alternative nonché strategie di entrata da parte degli operatori. La strada dei progetti pilota è davvero quella giusta per garantire la costo-efficacia dei meccanismi a supporto di questo settore chiave per la realizzazione del PNIEC?

UN PROGETTO DISEGNATO PER LO STORAGE ELETTROCHIMICO

In una prospettiva di sempre maggiore peso della generazione rinnovabile sulla domanda elettrica e della contestuale dismissione degli impianti convenzionali a carbone, Terna ha evidenziato la necessità di migliorare la risposta dinamica delle risorse di rete, al fine di sopperire alla progressiva riduzione dell'inerzia garantita dal parco termoelettrico. In quest'ottica, il progetto *Fast Reserve* è nato con l'obiettivo di individuare e contrattualizzare, stimolandone anche gli investimenti, nuove risorse di flessibilità in grado di garantire al sistema un servizio di regolazione di frequenza con tempi di risposta persino più rapidi rispetto alla regolazione primaria di frequenza, definito regolazione ultra-rapida (o *Fast Reserve*). In particolare, le caratteristiche tecniche per qualificarsi alla fornitura del servizio sono state così definite:

- essere in grado di erogare l'intera potenza qualificata, compresa tra i 5MW e i 25 MW, entro 1 secondo dall'evento che determina l'attivazione del servizio e con un tempo di avviamento della risposta entro 300 millisecondi
- essere in grado di mantenere il livello di potenza qualificato per almeno 30 secondi continuativi
- effettuare successivamente una de-rampa lineare in 300 secondi
- garantire la fornitura del servizio per il numero di ore richiesto da Terna (1000 ore all'anno).

Il contingente di potenza richiesto da Terna per le aste svolte a dicembre era pari a 230 MW, ripartito tra tre diverse Aree di assegnazione: 100 MW per l'Area Sud (corrispondente alle zone di mercato Centro-Sud, Sud e Sicilia), 100 MW per l'Area

Nord (corrispondente alle zone di mercato Nord e Centro-Nord) e 30 MW per la Sardegna.

La procedura si è svolta come un'asta al ribasso, partendo dal Prezzo di Riserva fissato a 80.000 €/MW/anno per ciascuna delle Aree, con un meccanismo di assegnazione di tipo *pay as bid*, con l'obiettivo di fissare un corrispettivo fisso (in €/MW/anno) che le risorse contrattualizzate riceveranno per 5 anni a partire dall'inizio della *delivery* (prevista a gennaio 2023 e anticipabile fino a 6 mesi). Come confermato dalla partecipazione all'asta, le specifiche tecniche del servizio *Fast Reserve* sono state disegnate su misura per i sistemi di accumulo elettrochimico, che infatti sono risultati l'unica tecnologia aggiudicataria (e probabilmente, pur senza averne informazione certa, anche l'unica tecnologia qualificata).

MERCATO LUNGO E FORTI SCONTI

La partecipazione all'asta è stata molto elevata rispetto al contingente messo a disposizione da Terna. Come ci si aspettava, l'offerta complessiva di potenza (pari a 1327.3 MW), è stata di gran lunga superiore (di circa 6 volte) alla domanda (230 MW) e ha spinto gli operatori a forti sconti, in particolare per l'Area Sud e per l'Area Nord, dove i prezzi sono scesi mediamente a circa un terzo della base d'asta.

In tutte le Aree, il TSO ha coperto quindi il contingente richiesto, assegnando:

- 118.2 MW in Area Nord a un prezzo medio ponderato di circa 23.500 €/MW/anno;
- 101.7 MW in Area Sud a un prezzo medio ponderato di circa 27.300 €/MW/anno;
- 30 MW in Sardegna a un prezzo medio ponderato di circa 61.000 €/MW/anno.

L'eccesso di potenza approvvigionata dipende dalla taglia dei progetti marginali, che, da regolamento, potevano essere selezionati solo per l'intera potenza, se necessari alla copertura della domanda.

Oltre alle principali *multiutility*, come Enel X, Engie e Iren, che complessivamente si sono aggiudicate oltre la metà della capacità a disposizione, sono risultati assegnatari anche diversi altri operatori, in particolare sviluppatori di energie rinnovabili. Questi ultimi sono entrati nel mercato con impianti di piccola taglia (molto spesso di 5 MW, il minimo richiesto da Terna per partecipare all'asta) e offerte molto ribassiste.

Un ruolo rilevante è ricoperto da progetti innovativi di ricerca e sviluppo, come quello per il *vehicle-to-grid* di FCA o l'accumulo di Falck Next Energy a servizio dell'elettrificazione del porto di Savona, nonché progetti all'interno di piani di investimento già avviati, quali ad esempio la riqualificazione di siti di centrali termoelettriche dismesse, come i due sistemi di accumulo di Enel X ad Alessandria e Porto Tolle nell'ambito del programma Futur-e.

LA DIVERSIFICAZIONE DEI PROGETTI

I *business plan* alla base dei progetti risultati vincitori sono molto diversi tra loro. Si distinguono quelli che hanno basato le proprie *revenue stream* unicamente sull'attività *merchant* della batteria (come nel caso degli impianti *storage stand-alone*), da quelli che hanno potuto beneficiare di ricavi aggiuntivi derivanti dall'accoppiamento a impianti termoelettrici o ad impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Le principali *revenue stream* degli impianti di accumulo *stand-alone* sono costituite dall'attività di load shifting e dall'attività di fornitura del servizio di regolazione a salire e a scendere nel Mercato del Bilanciamento (MB).

L'attività di *load shifting*, cioè l'attività di carica e scarica della batteria nel Mercato del Giorno Prima (MGP), svolta in funzione degli *spread* di prezzo, è già contemplata dall'attuale disegno di mercato e potrebbe beneficiare di *spread* di prezzo più elevati grazie all'introduzione dei prezzi negativi, prevista nel corso del 2021, nell'ambito del piano di riforma del disegno di mercato e richiesta anche

dall'integrazione verso il *target model* europeo. Al contrario, il servizio di regolazione sul MB richiede che le regole del Codice di Rete vengano aggiornate per consentire una piena abilitazione dello storage; per il momento, l'abilitazione al MB per lo storage è possibile solo tramite il progetto pilota UVAM.

I *business plan* delle batterie integrate in siti di produzione termoelettrici si basano invece su *revenue stream* derivanti anche da possibili sinergie con il termoelettrico, per la regolazione primaria di frequenza sotto il progetto pilota UPI (che può combinarsi con la *Fast Reserve*) o per l'ottimizzazione di siti cogenerativi.

Nel caso di sistemi di accumulo associati a impianti di produzione da fonti rinnovabili, i *business plan* potrebbero trovare un valore aggiuntivo nella gestione degli sbilanciamenti (contribuendo a ridurre i volumi di sbilanciamento dell'impianto di produzione) o nella gestione del *curtailment* (in questo caso la batteria potrebbe caricarsi in corrispondenza dei tagli richiesti e vendere l'energia accumulata in un momento successivo).

Sono stati poi presentati altri progetti connotati da un alto livello d'innovazione, come il progetto *vehicle-to-grid* (V2G) di FCA e quello di Falck Next Energy nel porto di Savona.

FCA prevede di fornire 25 MW di potenza nell'ambito del progetto *Fast Reserve*, attraverso 700 batterie: alcune di queste saranno a bordo delle Nuove Fiat 500 presenti nel parco auto di Mirafiori, mentre altre saranno *second life batteries* riutilizzate una volta rimosse dai veicoli. Attraverso delle colonnine di ricarica bidirezionale, le batterie rimarranno contemporaneamente collegate alla rete elettrica, per fornire costantemente una banda di 25 MW per regolazione ultra-rapida di frequenza, nelle ore in cui sarà richiesta da Terna.

Il continuo ricambio delle batterie asservite, derivante dalla consegna delle auto agli acquirenti e alla sostituzione con le nuove auto appena uscite dalla linea produttiva, permetterà di sfruttare una "batteria virtuale" sempre nuova, senza subire alcun degrado di prestazione, come avverrebbe nel caso di un impianto di *storage stand-alone* esclusivamente asservito a quello scopo.

Il progetto di *Falck Renewables Next Solutions* invece, con l'obiettivo di partecipare al mercato dei servizi ancillari, prevede l'installazione di un sistema di accumulo elettrochimico in prossimità della stazione elettrica che alimenta la piattaforma logistica del porto di Savona, inserito nel piano di elettrificazione del porto.

ALTA COMPETIZIONE NELL'AREA NORD

Il mercato nell'Area Nord si è concluso con l'assegnazione complessiva di 118.2 MW di potenza rispetto ai 100 MW programmati, risultando molto più competitivo rispetto alle attese e registrando un prezzo medio ponderato pari a 23.42 k€/MW/anno.

Le strategie di *bidding* sono state significativamente più ribassiste rispetto alle attese.

I progetti più competitivi sono stati quelli che contemplano l'utilizzo di batterie di tipo *power-intensive* (con capacità di accumulo inferiore a 1 ora): queste, associate a impianti termoelettrici, potrebbero puntare a integrare la remunerazione *merchant* (legata all'operatività della batteria nei mercati *spot*) con quella derivante dalle sinergie con il termoelettrico.

È il caso di Iren, che si è aggiudicata l'asta con offerte di circa 7 e 12 k€/MW/anno per i due sistemi di accumulo installati nei siti delle centrali termoelettriche di Torino Nord e di Turbigo, oltre a un ulteriore progetto nel sito di Moncalieri, offerto a circa 27 k€/MW/anno.

Gli operatori aggiudicatari delle quote più rilevanti di mercato sono stati Enel X, che con i suoi 40 MW si è aggiudicata la massima quota di mercato consentita dal regolamento, Engie che si è aggiudicata 6.2 MW di potenza per l'impianto di accumulo che sorgerà nel sito di produzione di Leini, già inserito nel progetto UPI, a cui si aggiungono i 25 MW del progetto V2G in collaborazione con FCA e, come già citato, Iren che con 29.5 MW complessivi si è aggiudicato il 25% della potenza complessiva.

A questi tre operatori si aggiungono, per raggiungere la copertura della domanda, il progetto di Falck Next Energy e due progetti di piccola taglia (5 MW) di Ze Energy (Figura 1).

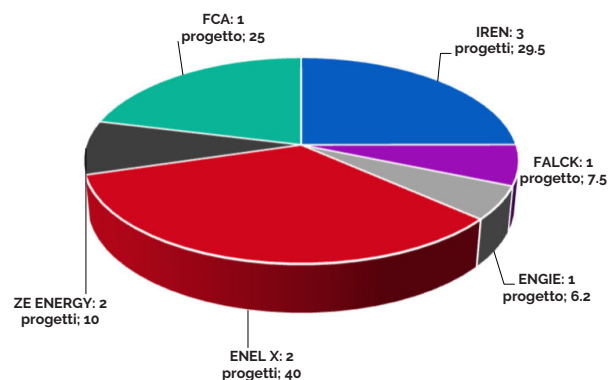
MERCATO LUNGO NELL'AREA SUD

Anche il mercato dell'Area Sud si è dimostrato molto competitivo, in questo caso più in linea con le aspettative, anche se caratterizzato da *bid* un po' meno aggressivi rispetto all'Area Nord. Il prezzo medio ponderato si è attestato a 27.3 k€/MW/anno e la quantità totale di potenza assegnata da Terna, pari a 107.7 MW, è risultata superiore al contingente inizialmente previsto di 100 MW.

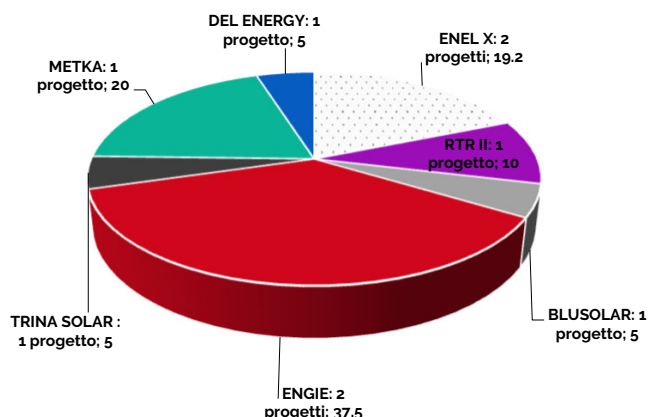
L'operatore che ha scontato di più è stato Enel X che, partecipando con due sistemi di accumulo da 9.6 MW ciascuno all'interno del sito di produzione di Torrevadalliga già abilitati al progetto UPI, ha beneficiato della remunerazione derivante dalle sinergie col termoelettrico e ha potuto scontare la propria offerta sino al minimo registrato in Area pari a 18.18 k€/MW/anno.

Gli operatori che hanno ottenuto una maggior quota di mercato sono stati appunto Enel X ed Engie che, con una potenza assegnata di 19.2 MW e 37.5 MW, si sono aggiudicati rispettivamente il 19% e 37% della capacità totale. Un buon risultato in termini di capacità (con una quota di circa il 20% del mercato) è stato raggiunto anche da Metka Egn Apulia S.r.l. con il suo impianto da 20 MW che sorgerà in Puglia. Oltre a questi tre operatori l'Area Sud ha visto un'ampia partecipazione di sviluppatori nel campo delle energie rinnovabili, che si sono divisi la restante quota di mercato con progetti di più piccola taglia: RTR II con un progetto di 10 MW, Blu Solar e Trina Solar con due progetti da 5 MW ciascuno (Figura 2).

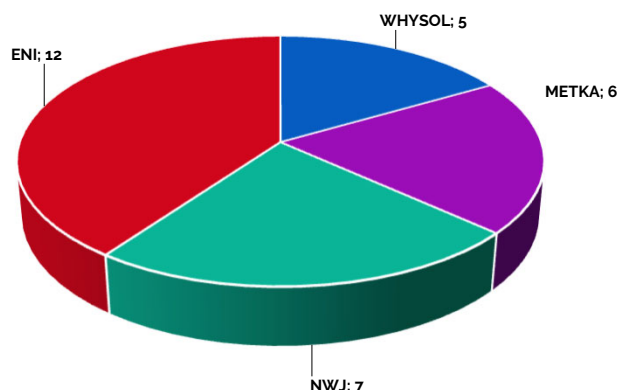
FIGURA 1. RIPARTIZIONE POTENZA (MW) TRA GLI OPERATORI: ZONA MACRO-NORD



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. RIPARTIZIONE POTENZA (MW) TRA GLI OPERATORI: ZONA MACRO-SUD

Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 3. RIPARTIZIONE POTENZA (MW) TRA GLI OPERATORI: ZONA SARDEGNA

Fonte: elaborazioni REF-E

PREZZI PIÙ REMUNERATIVI IN SARDEGNA

L'asta si è chiusa con la partecipazione di soli quattro operatori che, vista la minor competitività, hanno potuto biddare a prezzi significativamente più elevati rispetto a quelli delle altre due zone. Il risultato è stato quindi coerente con quanto osservato ex ante nella mappatura dei progetti sulla base delle informazioni pubbliche relative agli iter autorizzativi. Questa, infatti, aveva messo in evidenza la probabile scarsità dell'offerta, tanto da mettere in dubbio che la domanda nell'area Sardegna potesse essere completamente soddisfatta.

Il prezzo marginale è quindi stato pari a 64.89 k€/MW/anno, offerto da Eni che si è aggiudicata la massima capacità consentita di 12 MW (pari al 40% del contingente massimo di 30 MW previsto per la Sardegna). Anche in questo caso, il mercato ha visto la partecipazione di diversi sviluppatori operanti nell'ambito delle energie rinnovabili che, seppur con impianti di taglia più piccola, sono riusciti ad aggiudicarsi la quota parte rimanente (Metka Egn Sardinia S.r.l. con una capacità assegnata di 6 MW; NWJ Italia S.r.l. con una capacità assegnata di 7 MW e WHYSOL-E Sviluppo S.r.l. con 5 MW di capacità assegnata) (**Figura 3**).

La chiusura dell'asta a un prezzo medio ponderato pari a 61.02 k€/MW/anno, abbastanza vicino al cap d'asta di 80 k€/MW/anno, fornisce ai progetti aggiudicati sostegno all'investimento a integrazione dei ricavi derivanti dall'operatività merchant della batteria. Questa in Sardegna

potrebbe infatti risultare limitata rispetto ad altre zone a causa delle peculiarità della zona stessa (isolata dal punto di vista della frequenza elettrica, con presenza di unità essenziali).

CONCLUSIONI

I risultati d'asta del progetto pilota di Terna, volto a una prima apertura del mercato a sistemi non tradizionali, mostrano un'ampia partecipazione degli operatori che, complice anche la significativa riduzione dei CAPEX d'investimento degli ultimi anni, hanno presentato un numero di offerte di gran lunga superiore al contingente messo a disposizione da Terna.

Sebbene in termini numerici i progetti presentati possano sembrare in linea con gli obiettivi del PNIEC, che vedrebbero al 2030 una potenza installata di sistemi di accumulo pari a 6 GW sulla rete di trasmissione, i costi d'investimento (stimati intorno ai 400 €/kW per una batteria con 1 ora di capacità di accumulo) potrebbero essere ancora troppo elevati per garantire la sostenibilità economica dei progetti basata unicamente sulla remunerazione *merchant*. Il futuro dei progetti risultati non assegnati è quindi incerto, tra l'alternativa di essere riproposti per una contrattualizzazione successiva (in ogni caso ancora non prevista) e quella di dover aspettare alcuni anni per poter valutare un investimento sostenibile grazie a un'ulteriore (prevista) riduzione dei costi e al miglioramento delle condizioni di mercato.

Dai risultati di questa prima asta spicca l'esclusione di diverse *multiutility* operanti nel mercato italiano che, pur avendo diversi progetti *storage* in via autorizzativa, non sono riuscite a presentare offerte tali da aggiudicarsi quote di mercato (come nel caso di A2A e Edison).

Diversi operatori sono riusciti a scontare le proprie offerte d'asta sino a livelli molto bassi per la copertura dei costi d'investimento, con strategie di *bidding* molto ribassiste. In alcuni casi, gli operatori hanno probabilmente ipotizzato di integrare il *business plan* con remunerazioni ulteriori, derivanti ad esempio dalle sinergie con il parco termoelettrico (come nel caso del progetto UPI). Altri sviluppatori, operanti nell'ambito delle energie rinnovabili, per prendere posizione sul mercato sono stati disposti a scontare a prezzi decisamente bassi, forse in alcuni casi a livelli minimi (o addirittura leggermente inferiori) per la copertura dei costi.

Se da un lato i forti sconti registrati rispetto al Premio di Riserva consentono di contenere la spesa per l'approvvigionamento delle risorse di *Fast Reserve*, dall'altro indicano anche la necessità di valutare quale sia l'effettiva spinta che il progetto ha dato agli investimenti nella tecnologia *storage*. Il progetto di *Fast Reserve* ha infatti incentivato solo parzialmente la realizzazione di sistemi di accumulo nuovi, remunerando anche impianti già in cantiere, già remunerati sotto altri progetti pilota (come il progetto UPI), o comunque inseriti in piani d'investimento già in atto (come il programma FUTUR-E o come il piano di elettrificazione del porto di Savona).

La strada verso gli obiettivi tracciati dal PNIEC sembra quindi ancora lunga e nuovi strumenti saranno necessari per guidare la transizione del mercato e incentivare gli investimenti in flessibilità.