

LA REMUNERAZIONE SPERIMENTALE DEL SERVIZIO DI FAST RESERVE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 300/2017/R/eel](#)
- [Regolamento in consultazione](#)
- [Delibera 574/2014/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Impianti merchant o unità strategiche per la sicurezza? Riflessioni sul business model migliore per gli investimenti in batterie](#) (Newsletter 224)

L'atteso progetto pilota potrebbe stimolare gli investimenti nei sistemi di accumulo elettrochimico, garantendo una remunerazione fissa a integrazione dei ricavi merchant e anticipando così di alcuni anni il ritorno degli investimenti. Il quadro regolatorio complessivo rimane però poco favorevole per questi impianti, necessari invece per garantire al sistema la flessibilità necessaria a integrare le rinnovabili.

Il servizio di *Fast Reserve*, oggetto del nuovo progetto pilota di Terna, nasce dall'esigenza del TSO di fare fronte alla progressiva trasformazione del *mix* produttivo, sempre più popolato da impianti rinnovabili che non sono in grado di prestare servizi di regolazione, o lo sono solo in maniera limitata.

La crescita della generazione da fonti rinnovabili e la contestuale dismissione di impianti convenzionali causa infatti una graduale riduzione della capacità di regolazione e dell'inerzia del sistema, nonché un aumento delle situazioni di congestione e *over-generation*.

Questo fenomeno assume ancor più rilevanza nell'ottica di un futuro *phase-out* del carbone, che avrebbe come conseguenza per il sistema una perdita di inerzia e di flessibilità che non potrebbe essere compensata dal parco esistente, mettendo così a rischio la sicurezza del sistema.

Per contrastare gli effetti di questa trasformazione e mantenere stabile la frequenza del sistema elettrico, Terna ha ritenuto opportuno sperimentare l'introduzione di un nuovo tipo di servizio (in virtù di quanto previsto dalla delibera 300/2017), caratterizzato da un tempo di piena attivazione più rapido rispetto a quello della regolazione primaria e volto a migliorare la risposta dinamica durante i primissimi istanti dei transitori di frequenza. In particolare, Terna propone di acquistare fino a 230 MW di *fast reserve*, di cui 30 MW per la Sardegna e 200 MW per il resto d'Italia (le due Aree di Assegnazione previste), per un periodo di *delivery* che inizierà nel 2022 e durerà tre o quattro anni (ancora da decidere). Le risorse contrattualizzate verranno remunerate attraverso un premio fisso per la capacità messa a disposizione espresso in €/MW/anno. Le risorse sarebbero acquistate tramite asta, dagli operatori che offrono lo sconto maggiore su premio fisso annuale.

IL REGOLAMENTO PROPOSTO

REQUISITI E DISPOSITIVI

Il servizio di *Fast Reserve* è un servizio in potenza, del tutto paragonabile a quello istituito qualche anno fa nel mercato britannico, per l'erogazione del quale ciascuna FRU (*Fast Reserve Unit*) deve rispettare requisiti tecnici minimi ben precisi, raccolti nel Regolamento proposto da Terna che regola l'accesso al servizio:

- deve essere in grado di erogare l'intera Potenza Qualificata (compresa tra i 5 MW e i 25 MW) entro un secondo dalla ricezione dell'ordine, con un tempo di reazione massimo di 300 millisecondi
- deve poter mantenere il livello di potenza corrispondente alla Potenza Qualificata per almeno 30 secondi continuativi
- deve riuscire a effettuare una de-rampa della durata di 300 secondi (cercando di simulare così l'effetto di inerzia di una macchina rotante)
- deve garantire una capacità energetica minima continuativa di 15 minuti in corrispondenza della Potenza Qualificata in entrambe le direzioni (a salire/scendere).

Le tecnologie più adatte a rispettare queste richieste sembrano le tecnologie innovative di tipo *inverter-based*, come i sistemi di accumulo elettrochimico. Tuttavia, nel rispetto del concetto di neutralità tecnologica, il Regolamento prevede che le FRU possano essere composte da diverse tipologie di dispositivi:

TAG

batterie, bess, market design

- unità di consumo (escluse quelle che prestano servizio di interrompibilità)
- unità di produzione, *stand-alone* o *behind-the-meter* (ovvero che condividono il punto di connessione con altre unità di consumo e/o accumulo)
- unità di accumulo, *stand-alone* o *behind-the-meter* (ovvero abbinati ad altre unità di produzione e/o consumo).

Le unità aggregate in una FRU devono essere inserite nella stessa Area di Assegnazione ed essere dotate ciascuna dei sistemi PMU (*Phasor Measurement Unit*), per stimare la grandezza e l'angolo di fase di quantità di fase elettriche, UPDM (Unità Periferica per il sistema di Difesa e Monitoraggio), che permette di eseguire sugli impianti tutte quelle funzioni che consentono il controllo in emergenza del sistema elettrico, e dell'apposita UVRF (Unità per la Verifica della Risposta Rapida di Frequenza), evoluzione dell'attuale UVRP (Unità per la Verifica della Regolazione Primaria).

Non ci sono invece restrizioni in termini di connessione con la rete (alta, media o bassa tensione).

Nel momento in cui si tiene l'asta, le FRU possono essere esistenti e operative, in costruzione, oppure non ancora autorizzate.

Sono invece escluse a priori dal progetto pilota le unità che sono state qualificate come capacità nuova alle aste del *capacity market* (articolo 2.3 del Regolamento proposto) e per cui il periodo di *delivery* coincide, anche parzialmente, con il periodo di *delivery* definito per il progetto pilota *Fast Reserve*.

Le FRU rilevano solo ai fini del progetto pilota a loro dedicato e i dispositivi che ne fanno parte vengono comunque trattati singolarmente sui mercati dell'energia e sul mercato dei servizi di dispacciamento. Le FRU possono essere create e gestite da tre tipi di figure: utenti del dispacciamento, soggetti aggregatori (ovvero BSP, *Balancing Service Provider*) e titolari di unità non ancora autorizzate (ovvero, non ancora connesse alla rete o non ancora abilitate all'esercizio)¹.

Questi ultimi devono fornire al TSO, al momento della qualifica, il piano delle attività progressive che porteranno al completamento dei progetti e dimostrare di essere in possesso di tutte le autorizzazioni necessarie all'esercizio delle unità, compreso il contratto di dispacciamento, entro il 31/12/2020 per non incorrere in penali e rischiare l'esclusione dal progetto pilota.

PROCEDURA D'ASTA

La procedura d'asta competitiva prevista dal documento in consultazione è di tipo *pay-as-bid* al ribasso. La base di partenza, o *cap*, ancora da definire, sarà indicativamente compresa tra 78,000 €/MW/anno e 108,000 €/MW/anno². L'asta prevede un massimo di cinque sessioni e ogni partecipante avrà l'obbligo di effettuare a ogni rilancio un ribasso minimo pari al 3% dell'offerta presentata durante la prima sessione per rimanere attivamente in gara. L'asta chiude nel momento in cui i prezzi di tutte le offerte presentate dagli operatori rimangono gli stessi tra una sessione e la successiva, o alla fine della quinta sessione.

Ogni partecipante potrà qualificare all'asta più FRU, ma fino a un limite complessivo di MW non superiore al 75% della domanda totale prevista da Terna per l'Area di Assegnazione a cui le FRU appartengono.

Durante l'asta, nel caso in cui due o più offerte allo stesso prezzo dovessero determinare il superamento della quota di domanda, Terna prevede di dare priorità innanzitutto alle offerte con potenza qualificata più alta e poi, in caso persista la parità, a sorteggiare la capacità da aggiudicare.

In ogni caso, le FRU vengono selezionate sempre per l'intera quantità offerta: ciò significa che se la selezione di una singola FRU dovesse determinare il parziale superamento della domanda definita per un'Area di Assegnazione, questa FRU verrebbe selezionata comunque per l'intero ammontare di capacità offerto.

¹ La figura del BSP verrà introdotta assieme al BRP (*Balancing Responsible Party*) in sostituzione del ruolo unico rivestito oggi dall'utente del dispacciamento secondo la riforma prevista del TIDE (DCO 322/2019/R/eel).

² Stima derivante da una prima analisi dei benefici attesi per il sistema, il cui riassunto è contenuto in appendice alla relazione di accompagnamento alla proposta di Regolamento. Non è segnalata nessuna differenziazione tra capacità esistente e capacità nuova.

Non sono previste sessioni aggiuntive nel caso in cui la domanda non dovesse essere coperta per intero al termine dell'asta, ma nell'eventualità in cui un partecipante avesse a disposizione una capacità residua non presentata in asta (poiché eccedente la soglia del 75% della domanda), Terna può proporre all'operatore in questione di contrattualizzare questa quota di capacità fino a esaurimento della domanda (tenendo conto delle precisazioni sull'accettazione delle quantità fatte in precedenza). Questa capacità sarebbe valorizzata al prezzo medio ponderato delle offerte accettate in asta e l'operatore potrebbe scegliere se accettare o rifiutare la proposta.

Terna potrà eventualmente pianificare un'asta di aggiustamento solo per sostituire capacità ritirate dal progetto pilota (recessione del contratto a causa del mancato ottenimento delle autorizzazioni necessarie alla messa in esercizio di una o più FRU, oppure a causa del mancato superamento delle prove tecniche di abilitazione al progetto pilota).

OBBLIGHI E PENALI

Le FRU che risulteranno selezionate in esito alla procedura d'asta dovranno risultare disponibili ad erogare il servizio per un ammontare di 1,000 ore/anno, ripartite da Terna in Blocchi di Ore di Disponibilità che saranno comunicati agli operatori in via preliminare sette giorni prima del giorno di delivery e in via definitiva due giorni prima del giorno di delivery.

La singola FRU può essere esentata dall'erogazione del servizio durante le ore facenti parte dei blocchi definiti da Terna senza incorrere in penali, solo se dichiarata preventivamente indisponibile a causa di interventi di manutenzione inderogabili. Ogni FRU dispone di un monte ore di manutenzione "indifferibili" pari a 100 ore/anno.

Nelle rimanenti 7,760 ore dell'anno, e per i quantitativi di potenza ed energia eccedenti gli ammontari asserviti al progetto pilota anche durante le 1,000 ore/anno di servizio, le unità componenti una FRU possono essere dispacciate senza vincoli su tutti i mercati a cui sono abilitate. Si sottintende pertanto che, nel frattempo, la riforma del dispacciamento debba proseguire per coinvolgere attivamente anche tutte queste risorse nella fornitura di servizi ancillari sul MSD, in modo tale che il *business plan* dei nuovi *asset* sia composto, in modo integrato, sia dalla remunerazione fissa che dalla remunerazione variabile di mercato.

Il mancato rispetto degli obblighi comporta per i titolari delle FRU il versamento al TSO di alcune penali.

La mancata disponibilità a erogare il servizio durante un intero Blocco di Ore di Disponibilità definito da Terna (al netto delle ore di manutenzione indifferibili dichiarate) comporta il pagamento di una penale pari a una volta e mezza il Corrispettivo Fisso Orario³ spettante per ogni MW della FRU inadempiente e per ogni ora di inadempimento.

Il mancato rispetto delle corrette modalità di erogazione del servizio durante un Evento di Attivazione compreso in un determinato Blocco di Ore di Disponibilità viene verificato da Terna attraverso un'apposita procedura finalizzata a definire gli inadempimenti di ogni singola FRU rispetto ad un range di operatività consentito, sia in potenza sia in energia.

In particolare, per ogni Blocco di Ore di Disponibilità, l'operatore titolare della FRU dovrà pagare una penale pari al Corrispettivo Fisso Orario moltiplicato per la Potenza Qualificata della FRU, il numero di ore del blocco in cui si è verificato il mancato rispetto degli standard di fornitura del servizio e un fattore percentuale legato al livello di inadempienza dimostrato.

BUSINESS PLAN MERCHANT POTENZIALMENTE REDDITIVI GIÀ AL 2022 ...

Nel contesto evolutivo del sistema elettrico, i sistemi di accumulo elettrochimico rappresentano uno degli strumenti più interessanti, in virtù sia dello spettro di applicazioni cui possono essere asserviti che delle prospettive di sviluppo tecnologico e riduzione costi, ancora ampie.

³ Valore espresso in €/MWh ottenuto dividendo il premio ricevuto in asta per le 1.000 ore di disponibilità dovute al TSO.

In particolare, il vantaggio di questi sistemi risiede nella loro flessibilità e nella possibilità di poter essere impiegati per un'ampia varietà di scopi. Questo li rende, in prospettiva, una delle soluzioni più efficienti per rispondere alle crescenti esigenze di gestione e flessibilità del sistema.

A oggi, però, gli investimenti sostenuti nel nostro paese risultano ancora scarsi e i motivi sono principalmente tre:

- la mancanza di un procedimento autorizzativo chiaro e definito per questo tipo di *asset*⁴
- un disegno di mercato dei servizi ancillari che di fatto ne ostacola la partecipazione attraverso l'imposizione di requisiti tecnici che, in generale, limitano fortemente le tipologie di risorse in grado di fornire servizi
- l'incertezza legata alla realizzazione di profitti adeguati sui mercati in funzione degli attuali costi delle tecnologie, pur ipotizzando una situazione regolatoria più evoluta.

A tal proposito, il nuovo progetto pilota sulla riserva rapida può costituire un passo avanti cruciale nello stimolare gli investimenti.

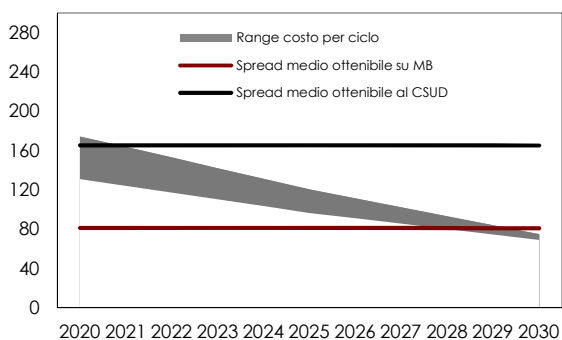
Il business model alla base di un investimento *merchant* in batterie effettuato nel breve-medio periodo è legato in modo imprescindibile al dispacciamento degli *asset* sul MSD (*Newsletter* 224), l'unico mercato dove è attualmente possibile inseguire opportunità che consentano di realizzare *spread* di prezzo abbastanza alti da poter remunerare adeguatamente il costo per ciclo⁵.

Un business plan eccessivamente sbilanciato sul MSD risulta però potenzialmente molto rischioso vista la volatilità e le particolari dinamiche che caratterizzano il mercato dei servizi.

In quest'ottica dunque, la possibilità di ottenere un premio fisso legato alla capacità si configurerebbe come un sostegno prezioso al *business plan*, poiché aiuterebbe di fatto a stabilizzare una parte dei ricavi.

Già l'esperienza britannica ha dimostrato la necessità di integrare i ricavi derivanti dall'attività *merchant* a quelli fissi derivanti dalla fornitura di specifiche *performance* per poter remunerare adeguatamente l'investimento. La sola partecipazione alla fornitura del servizio dedicato di *enhanced frequency response* non si è rivelata infatti sufficiente per remunerare gli investimenti nel momento in cui la competizione si è dimostrata più alta delle aspettative: il boom delle partecipazioni alle aste ha fatto infatti crollare il livello del premio e costretto gli operatori a inseguire opportunità di guadagno anche sul mercato del bilanciamento (*Newsletter* 224).

FIGURA 1. COSTO PER CICLO VS SPREAD REALIZZABILI SUL MB (MEDIE ZONALI) (€/MWh)



Spread valutato senza effetto capacity market

Fonte: stime ed elaborazioni REF-E

Secondo le stime REF-E, per l'Italia la remunerazione basata sulla sola partecipazione al mercato di bilanciamento, sulla base di dinamiche di prezzo stimate a partire dall'organizzazione attuale del mercato, consentirebbe la copertura del costo per ciclo solamente a partire dagli anni tra il 2025 e 2030⁶ nella maggior parte delle zone di mercato (**Figura 1**). L'unica eccezione potrebbe essere rappresentata dalla zona Cento Sud, dove i prezzi di bilanciamento garantiscono *spread* più elevati, ma grazie a dinamiche di mercato molto peculiari e legate alle caratteristiche di specifiche porzioni della rete.

Al 2022, in particolare, stimiamo un *range* di costo per ciclo compreso tra 115 €/MWh e 150 €/MWh, una fascia ancora molto superiore rispetto ai differenziali mediamente realizzabili sul mercato.

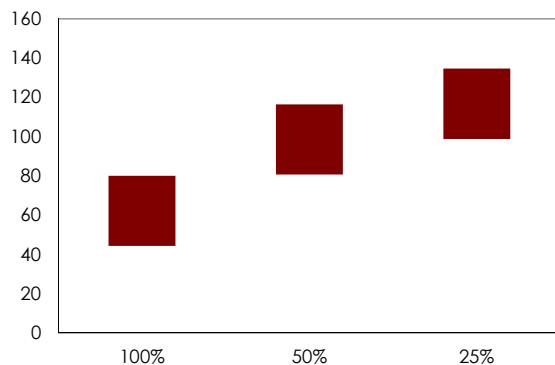
Supponendo invece di ricevere, per diversi livelli di capacità impegnata, un premio fisso per la disponibilità alla fornitura del servizio di *fast response* pari alla media del range 78,000 €/MW/anno - 108,000 €/MW/anno prospettato da Terna, ovvero 93,000 €/MW/anno, e con un periodo di *delivery* di tre anni, il costo per ciclo della stessa batteria si ridurrebbe a

⁴ I provvedimenti riguardanti i sistemi di accumulo risalgono ancora al periodo transitorio definito dalla delibera 574/2014/R/eel e rimandano in parte alle stesse procedure seguite per gli impianti CAR, ma la natura polifunzionale di questi asset ne rende difficile la catalogazione.

⁵ Spread di prezzo necessario a coprire il costo di un ciclo completo di carica/scarica della batteria, tenendo conto della sua efficienza.

⁶ Ipotesi sottostanti: tecnologia agli ioni di litio con potenza pari a 1 MW, c-rate 1, profondità di scarica dell'80%, efficienza *round-trip* dell'85% e vita utile pari a 5,000 cicli. Il *business plan* è basato sulla stima di eseguire un ciclo completo di carica/scarica al giorno sul MB. Il range di CAPEX di partenza al 2019 è compreso tra 400 €/kWh e 300 €/kWh, il tasso di sconto applicato è del 7%. Riduzione costi basata su stime IRENA, Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030 (2017).

FIGURA 2. RANGE DI COSTO PER CICLO PER LIVELLO DI POTENZA QUALIFICATA (€/MWh)



Fonte: stime ed elaborazioni REF-E

livelli che anticipano di diversi anni il percorso di riduzione dei costi dato dall'evoluzione tecnologica. Impegnando una quota di potenza superiore al 50% il costo per ciclo della batteria potrebbe essere infatti ridotto di oltre il 30%, raggiungendo elevati livelli di competitività nella maggior parte delle zone di mercato e anticipando di oltre un quinquennio la condizione di redditività (Figura 2).

... MA POCHI BENEFICI ATTESI PER IL MOMENTO

L'opportunità offerta dal progetto pilota potrebbe rappresentare un punto di partenza per trasformare l'interesse degli operatori in investimenti ma, visto il ridotto contingente messo per ora a disposizione da Terna (230 MW, il 10% dell'ammontare di capacità flessibile da *storage* elettrochimico previsto al 2025 dal PNIEC), con tutta probabilità, i benefici derivanti dal progetto sono destinati a rimanere piuttosto limitati per il sistema.

Numerosi infatti i rischi e le incertezze che ancora caratterizzano il mercato: l'attrattiva del progetto potrebbe infatti stimolare la competizione in asta al punto di ridurre fortemente il prezzo di equilibrio, come già accaduto in Gran Bretagna, col rischio di minare l'effettiva possibilità di remunerazione degli investimenti; inoltre, dal momento che è prevista una sola asta per un periodo di *delivery* pluriennale, il meccanismo del progetto pilota potrebbe rischiare di distorcere la percezione da parte degli investitori circa i costi di investimento dei progetti avviati successivamente all'asta del progetto pilota.

Contemporaneamente, dal punto di vista regolatorio, bisogna superare al più presto due barriere il cui impatto negativo è particolarmente rilevante, ovvero:

- il completamento della riforma del MSD e il ridisegno dei requisiti necessari alla fornitura dei servizi, garantendo la piena abilitazione delle tecnologie flessibili più innovative ai mercati. Il premio derivante dalla *fast reserve*, infatti, potrebbe difficilmente garantire da solo la sostenibilità dell'investimento
- la necessità di superare il transitorio imposto dalla delibera 574/2014 e definire delle regole specifiche per gli accumuli elettrochimici, così da far chiarezza su tutte quelle incertezze che oggi ne complicano spesso l'iter autorizzativo, in particolar modo le modalità di connessione e l'integrazione con impianti rinnovabili.