

IMPIANTI MERCHANT O UNITÀ STRATEGICHE PER LA SICUREZZA? RIFLESSIONI SUL BUSINESS MODEL MIGLIORE PER GLI INVESTIMENTI IN BATTERIE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 422/2018/R/eel](#)
- [Delibera 402/2018/R/eel](#)
- [Delibera 300/2017/R/eel](#)
- [DCO 298/2016/R/eel](#)
- [Delibera 574/2014/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Imminente la partenza dei progetti pilota UVAM e UPR, chiave della riforma MSD](#) (Newsletter 223)

Gli elevati spread tra le diverse fasi di mercato, a fronte di un'ottimizzazione della strategia di offerta che tenga conto di tutti i vincoli tecnici ed economici, consentirebbero oggi, in Italia, la remunerazione delle batterie operate in modalità merchant, se fossero ammesse a tutti i mercati. Ma per avviare gli investimenti, contenere i rischi e perché i vantaggi della maggiore flessibilità siano sfruttabili anche per la sicurezza del sistema, dovrebbe essere possibile massimizzare il valore della flessibilità, completando la riforma dei servizi di MSD e prevedendo remunerazioni anche della disponibilità di capacità, a garanzia della redditività dei nuovi investimenti. I due modelli possono infatti convivere, sempre a condizione di ottimizzare la strategia di offerta sul mercato.

IL POTENZIALE RUOLO DELLE BATTERIE

L'evoluzione del sistema elettrico, sia a livello nazionale che europeo, verso un mix generativo composto da una quota sempre maggiore di fonti rinnovabili non programmabili, impone ai regolatori e ai gestori della rete di aggiornare i requisiti necessari a garantire adeguatezza e sicurezza, aumentando progressivamente la quota di risorse destinate a fornire servizi di flessibilità al sistema.

I sistemi di accumulo di energia elettrica rappresentano la soluzione con le potenzialità più interessanti in termini di applicazioni possibili e sviluppo tecnologico atteso. Il range di applicazioni che questi sistemi possono garantire, dipendentemente dalla specifica tecnologia adottata e dalle caratteristiche tecniche che ne derivano, varia infatti dai servizi di rete (regolazione di frequenza, regolazione di tensione, *black start*, risoluzione congestioni) all'ottimizzazione dei consumi di energia (*time shifting*, *demand response*, autoconsumo).

La possibilità di poter asservire a una pluralità di scopi rende questi sistemi uno strumento duttile e flessibile sia in ottica di gestione efficiente e sicura del sistema elettrico, sia in ottica merchant a livello di strategie operative implementate sui mercati.

Tra le soluzioni attualmente esistenti, la tecnologia su cui sono concentrati i maggiori sforzi in termini di sviluppo e manifattura è quella delle batterie elettrochimiche agli ioni di litio. Le caratteristiche anodiche del litio favoriscono un'ampia gamma di configurazioni a livello elettrochimico, nonché una serie di prestazioni del prodotto finito (efficienza e velocità di carica/scarica, intensità energetica) che rendono l'utilizzo di questa categoria di batterie appropriato in ambito *power intensive*, ovvero in condizioni in cui è necessario erogare elevati livelli di potenza per brevi lassi di tempo, ma possibile anche in caso di applicazioni *energy intensive*, ovvero in condizioni in cui è richiesto il rilascio di energia per tempi prolungati e a potenze contenute. Il continuo perfezionamento in ottica di ottimizzazione delle prestazioni e abbattimento dei costi di produzione, relativo alle soluzioni agli ioni di litio a cui si è assistito nell'ultimo decennio, deriva prevalentemente dal forte interesse dimostrato nei confronti della tecnologia dal settore automotive prima ancora che dall'industria legata al mondo delle infrastrutture e della produzione energetiche. Proprio alla luce dell'intensità di capitali stimata per gli anni a venire, l'IRENA indica una riduzione attesa dei costi per questi sistemi di accumulo di circa il 60% entro il 2030¹, partendo da un CapEx che a oggi si aggira mediamente attorno ai 500 €/MWh.

Il potenziale dei sistemi di accumulo può essere sfruttato però in corrispondenza di un mercato organizzato in modo da stimolare gli investimenti. Il *business model* alla base dell'investimento è tuttavia ancora in costruzione e si lega in modo particolare all'organizzazione del mercato dei servizi. In altre parole il sistema deve essere organizzato in modo da remunerare adeguatamente le *performance* di flessibilità che vengono messe a disposizione.

IL VALORE DELLA FLESSIBILITÀ

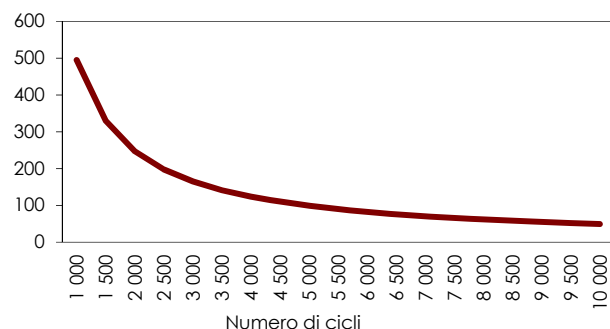
In termini di diffusione e operatività delle batterie, il mercato britannico è il più avanzato in Europa avendo istituito una serie di strumenti e servizi disegnati appositamente per

¹ Electricity Storage Report 2017 (2017).

TAG

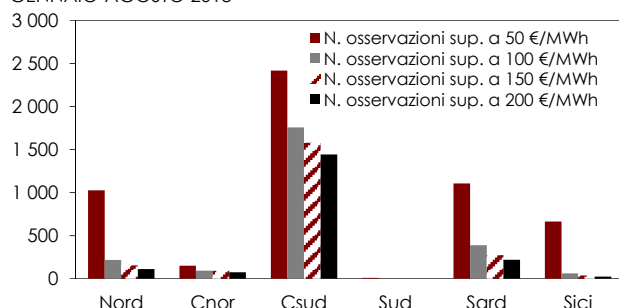
bess, market design, uvam

FIGURA 1. COSTO PER CICLO C-RATE 0.5 (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

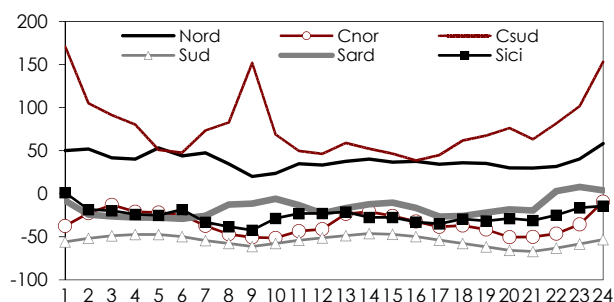
FIGURA 2. OSSERVAZIONI ORARIE SPREAD MGP-MB, GENNAIO-AGOSTO 2018



Nel calcolo è escluso il servizio di riserva secondaria

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 3. ANDAMENTO MEDIO ORARIO SPREAD MGP-MB, GENNAIO-AGOSTO 2018



Nel calcolo è escluso il servizio di riserva secondaria

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

favorirne l'integrazione e la remunerazione delle prestazioni. Ad esempio sono stati previsti la remunerazione del servizio di risposta primaria superveloce alle variazioni di frequenza e la possibilità di accedere al mercato della capacità. Questo assetto regolatorio ha rapidamente attratto molti investimenti, dimostrando l'interesse da parte degli operatori verso questo nuovo mercato. Tuttavia, si sono innescati controeffetti competitivi che si sono tradotti in un ribasso, rispetto ai livelli attesi, dei prezzi di mercato per la *firm frequency response* e in una limitazione del premio ottenibile sul mercato della capacità (il *clearing price* è diminuito di oltre il 60% rispetto all'anno scorso facendo registrare un nuovo livello minimo nell'asta di febbraio, equivalente a circa 9.50 €/kW).

Questa esperienza sembra sottolineare che per remunerare adeguatamente le batterie sia necessario sfruttare non solo la remunerazione che i TSO sono disposti a fornire per il maggior contributo alla sicurezza garantita rispetto alle fonti tradizionali, ma anche la più tradizionale remunerazione derivante dallo sfruttamento degli *spread* di prezzo che vengono a formarsi tra le diverse fasi del mercato (ad esempio tra mercato del giorno prima e mercato del bilanciamento) o tra diverse ore del giorno.

Poiché il mercato italiano presenta tradizionalmente livelli di *spread* abbastanza elevati, abbiamo provato a verificare gli *economics* di un modello di *business* basato proprio sui differenziali di prezzo e quindi su un modello *merchant* anche per le batterie.

OPPORTUNITÀ DERIVANTI DA STRATEGIE ATTIVE SUI MERCATI

Prendendo come campione la tecnologia di riferimento degli ioni di litio, REF-E ha stimato il costo di un singolo ciclo di carica/scarica effettuato da una batteria di potenza pari a 1 MW, *c-rate*² 0.5 (così che la batteria risulti in grado da sola di rispettare i vincoli meno stringenti sulla fornitura dei servizi del progetto pilota sulle UVAM) e DoD³ pari all'80%, parametrizzato al variare della vita utile dell'*asset*, espressa sotto forma di numero cicli utili complessivi di carica/scarica (Figura 1).

Prendendo come *benchmark* una vita utile di circa 4,500-5,000 cicli, il costo unitario del singolo ciclo si aggira, sotto le ipotesi evidenziate, poco al di sopra dei 100 €/MWh.

Le recenti dinamiche del mercato dei servizi ancillari (MSD ex-ante e MB) mostrano (anche se non in tutte le zone di mercato) differenziali di prezzo rispetto ai mercati dell'energia (MGP ed MI) che mediamente (e più specialmente in alcune ore del giorno) risultano superiori al costo stimato per ciclo. In Figura 2 è riportata (per zona di mercato) la frequenza dell'occorrenza di alcuni livelli di *spread* tra MGP e MB (per servizi a salire) relativa ai dati orari dei primi otto mesi del 2018, mentre in Figura 3 è riportato (per zona di mercato) l'andamento medio orario dello *spread* MGP-MB (per servizi a salire) relativo al medesimo periodo temporale.

I mercati italiani sembrerebbero dunque prezzare la flessibilità in modo tale da poter remunerare le batterie. Tuttavia, per estrarre questo valore, è necessario ottimizzare la strategia da implementare a mercato tenendo conto di una serie di fattori:

- esistono una serie di vincoli tecnici (relativi alle tempistiche e alle efficienze di carica e scarica) che devono essere tenuti in considerazione in modo che il sistema di accumulo si trovi nello stato giusto al momento giusto (ossia carico quando il sistema remunera convenientemente l'immissione di energia in rete e viceversa

² Il *c-rate* è il rapporto tra potenza ed energia della batteria. Un *c-rate* pari ad 1 indica che, a piena potenza, la batteria impiegherebbe 1 ora per caricarsi o scaricarsi completamente. Nel caso in esame un *c-rate* di 0.5 si traduce in una capacità di accumulo di 2 MWh.

³ La profondità di scarica (*Depth of Discharge*, DoD) indica il limite inferiore di riempimento della batteria. Nel caso della tecnologia agli ioni di litio, operare a profondità di scarica troppo alte influisce sull'efficienza e la vita utile della batteria. Imporre un limite alla scarica della batteria implica però la rinuncia all'utilizzo di parte della capacità di accumulo nominale, perciò bisognerà sovradimensionare il sistema di accumulo per ovviare al problema.

scarico quando il sistema remunera maggiormente il prelievo di energia in rete);

- Oltre ai vincoli tecnici devono poi essere rispettati anche quelli economici, il che implica una piena ed attiva partecipazione ai mercati e la messa a punto di logiche strategiche per far fronte al forte rischio di mancata accettazione delle offerte, specialmente sul mercato dei servizi ancillari, che potrebbero almeno in parte attenuare la profittabilità attesa.

I modelli di simulazione mostrano che l'ottimizzazione della strategia di programmazione della batteria su più fasi del mercato (MGP, MI, MSD, MB), ipotizzando la completa abilitazione dei sistemi di accumulo anche al mercato dei servizi, può, sotto certe condizioni e stando alle previsioni di prezzo attuali, garantire la completa remunerazione dell'investimento.

Questo *business model*, nonostante l'attrattiva attuale dei mercati, che segnalano un elevato valore della flessibilità, presenta tuttavia una serie di rischi.

La progressiva penetrazione dei sistemi di accumulo dovrebbe gradualmente smorzare i segnali di mercato, fino ad un livello di equilibrio oltre il quale il mercato non sarebbe più in grado di remunerare adeguatamente l'investimento. In questo senso, la strategia merchant potrebbe favorire quindi i cosiddetti *first movers*, ma proprio per questo appare oggi altamente rischiosa.

La prospettiva di ottenere una remunerazione fissa per la capacità resa disponibile a priori da questo tipo di tecnologia rimane dunque necessaria per garantire la stabilità della remunerazione richiesta dagli investitori. Peraltro, le due tipologie di *business model* (quello *merchant* e quello basato sulla fornitura di servizi di capacità alla rete) non sono necessariamente alternativi: anche in questo caso l'ottimizzazione (vincolata) della strategia può far sì che le potenzialità della batteria siano sfruttabili e sfruttate per ambedue gli scopi.

Il maggiore vincolo rimane dunque quello regolatorio, che a oggi pone ancora elevate barriere all'entrata per le batterie.

IL PUNTO SULLA REGOLAZIONE IN ITALIA

Il documento di riferimento principale per l'integrazione delle batterie nel mercato elettrico italiano rimane l'ormai datata delibera 574/2014, che invece di prevedere una specifica normativa tecnica e regolatoria per la connessione di una nuova tecnologia, con caratteristiche non direttamente comparabili alle fonti già connesse alla rete in immissione o prelievo, cercava in qualche modo di assimilare gli accumuli proprio alle fonti esistenti.

In via generale, i sistemi di accumulo vengono equiparati a impianti programmabili di cogenerazione ad alto rendimento alimentati da fonti non rinnovabili. Se integrati con altri gruppi di generazione però, i sistemi di accumulo non concorrono nella definizione della programmabilità dell'unità di produzione nel suo complesso (se ad esempio una batteria viene integrata come gruppo di generazione di un impianto eolico, l'unità di produzione che ne deriva rimane di tipo non programmabile). Infine, il funzionamento in immissione e in assorbimento di questi sistemi è equiparato a quello delle unità di pompaggio nel caso di sistemi di accumulo *stand alone* che non condividono il punto di connessione con unità di consumo.

A oggi, nonostante l'aggiornamento delle norme CEI 0-16 e 0-21 sui requisiti tecnici di connessione e misura dell'energia a cui la delibera vincolava alcune scelte tecniche, sia stato effettuato, il periodo transitorio determinato dalla delibera non è stato ancora superato. Per i sistemi di accumulo, dunque, trovano ancora applicazione le regole procedurali ed economiche contenute nel Codice di Rete di Terna a cui devono sottostare le unità cogenerative.

ACCESSO AI MERCATI E PROGETTI PILOTA

Le condizioni di accesso ai mercati potrebbero però cambiare e divenire più permissive in virtù di quanto previsto dai regolamenti dei progetti pilota indetti da Terna nell'ambito dell'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento a quelle tipologie di unità che prima non potevano accedervi (DCO 298/2016, delibera 300/2017 e successive).

Infatti, nel caso in cui un sistema di accumulo venga installato e configurato come un

TABELLA 1. REQUISITI PREVISTI DAL CODICE DI RETE E REQUISITI PREVISTI PER I PROGETTI PILOTA SULLE UPR E LE UVAM

Tipologia di servizio	Requisiti indicati nel Codice di Rete	Requisiti stabiliti per il progetto pilota UPR	Requisiti stabiliti per il progetto pilota UVAM
Risoluzione delle congestioni	10 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 4 ore)	5 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 2 ore)	1 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore
Bilanciamento	3 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 4 ore)	2 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 2 ore)	1 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore
Riserva terziaria rotante	10 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore	5 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore	1 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore
Riserva terziaria di sostituzione	10 MW in 120 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità senza limitazioni di durata	5 MW in 120 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 8 ore	1 MW in 120 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 8 ore

Fonte: elaborazioni REF-E

gruppo di generazione facente parte di una unità di produzione in grado di accedere alternativamente al progetto pilota sulle Unità Virtuali Abilitate Miste⁴ (UVAM) o a quello sulle unità di produzione rilevanti non già abilitate a MSD⁵, i vincoli che questo dovrebbe rispettare per essere abilitato a fornire i servizi previsti dai regolamenti sarebbero più blandi rispetto a quanto altrimenti previsto dal Codice di Rete per le unità tradizionali (tra cui vi sono appunto anche i cogenerativi).

Nella **Tabella 1** è riportato il confronto tra i requisiti (variazione minima della potenza, tempo di reazione massimo e durata minima della modulazione) previsti per la fornitura dei servizi erogabili e remunerati stabiliti per i due progetti pilota e i requisiti previsti invece dal Codice di Rete.

Al momento, esiste un solo progetto pilota a mercato per cui sia stato previsto un utilizzo ad-hoc dei sistemi di accumulo, ovvero quello delle UPI (Unità di Produzione Integrate⁶), in cui è previsto che la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza possa avvenire tramite sistemi di accumulo opportunamente integrati a unità rilevanti. In questo caso, Terna permette che il sistema di accumulo esegua la fornitura del servizio in vece dell'unità rilevante preesistente, dando così la possibilità all'operatore della stessa di monetizzare sui mercati anche le quantità di energia precedentemente destinate alla fornitura del servizio. L'investimento nel sistema di accumulo viene remunerato proprio attraverso il potenziale incremento di marginalità ottenibile dall'operatore sui mercati massimizzando le quantità offerte.

Al di fuori del contesto di mercato, altri progetti riguardanti gli accumuli sono quelli portati avanti da Terna nell'ambito del Piano di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale 2012-2015, con cui il gestore della rete di trasmissione aveva previsto l'installazione di 40 MW di sistemi di accumulo di diversa natura tecnologica al fine di utilizzare le potenzialità introdotte dai rapidi tempi di risposta permessi da questo tipo di soluzioni per incrementare i margini di sicurezza di gestione delle reti in alta tensione delle isole Sicilia e Sardegna, e del Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2011, attraverso cui era stata invece pianificata la realizzazione di 35 MW di progetti di tipo *energy intensive* su larga scala afferenti a porzioni di rete a 150 kV del Sud Italia che risultano critiche a causa dell'elevato numero di congestioni di rete derivanti dalla forte penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili.

POTENZIALI BARRIERE REGOLATORIE

Al di là dei progetti pilota, che oltretutto non sono incentivati e lasciano i singoli operatori esposti a tutti i rischi finanziari e di mercato, l'accesso ai mercati più remunerativi rimane, per le batterie, ostacolato dalla presenza di barriere sia economiche che tecniche. Alcuni dei servizi che potrebbero essere offerti dalle batterie con livelli

⁴ Regolamento del progetto pilota approvato dall'Autorità con la delibera 422/2018/R/eel del 2 agosto.

⁵ Regolamento del progetto pilota pubblicato da Terna il 3 agosto scorso.

⁶ Regolamento del progetto pilota approvato dall'Autorità con la delibera 402/2018/R/eel del 26 luglio.

di *performance* superiori rispetto alle unità tradizionali (come la risposta primaria superveloce alle variazioni di frequenza o la regolazione di tensione), infatti, non sono attualmente previsti o remunerati in maniera dedicata e l'abilitazione alla fornitura della regolazione secondaria e terziaria implica il rispetto di stringenti requisiti tecnici, legati ad esempio ai vincoli di durata dell'erogazione della potenza massima, che dal punto di vista di un sistema di accumulo incidono fortemente sul dimensionamento della capacità di storage del sistema e, conseguentemente, sui costi di investimento e la competitività a mercato dell'*asset*.

La possibilità di ottenere una remunerazione esplicita della capacità di accumulo costituirebbe un passo avanti importante verso la sostenibilità dei *business plan* dei progetti e alimenterebbe la propensione degli investitori a puntare sullo sviluppo delle tecnologie *storage*. In Europa un prototipo da cui trarre esempio in questo senso è certamente rappresentato dal Regno Unito, dove National Grid e Ofgem hanno permesso la diffusione degli accumuli su larga scala principalmente attraverso l'istituzione di servizi di rete dedicati che potessero essere erogati da questi sistemi (come la *firm frequency response*) e l'abilitazione alla partecipazione degli accumuli al *capacity market*.

Nel contesto italiano, l'assenza di un impianto regolatorio che ammetta la remunerazione esplicita della capacità resa disponibile al sistema per l'erogazione di specifici servizi di rete, la presenza di requisiti tecnici stringenti sui servizi ancillari richiesti dal gestore di rete e la ridotta segmentazione dei prodotti scambiati a pronti su MSD, sono condizioni che potrebbero ostacolare a lungo lo sviluppo e la piena partecipazione ai mercati delle nuove tecnologie di storage.

È chiaro, dunque, che un importante passo avanti verso la promozione della diffusione di queste tecnologie potrebbe avvenire attraverso l'affinamento delle regole previste nel Codice di Rete, che si dimostrano attualmente predisposte sulla base delle prestazioni degli impianti convenzionali e non tengono ancora conto anche delle caratteristiche tecniche delle nuove tecnologie, e, contemporaneamente, attraverso l'organizzazione di progetti pilota dedicati esplicitamente ai sistemi di storage per la fornitura di specifici servizi di rete.