

Nuovo mercato *storage*: la giusta via per gli accumuli?

I progetti pilota hanno stimolato gli investimenti, ma i progetti di accumulo sono ancora poco remunerativi e privi di certezze. La risposta di ARERA, chiamata a implementare un meccanismo di programmazione di lungo termine, in cui Terna potrà approvvigionare le risorse di flessibilità, è una centralizzazione delle decisioni di ottimizzazione, che lascia poco spazio al mercato.

FORTE NECESSITÀ DI RISORSE FLESSIBILI

I nuovi obiettivi di decarbonizzazione delineati dall'Unione Europea a luglio dello scorso anno (*Fit for 55*)¹ impongono la necessità di accelerare gli investimenti in nuova capacità di generazione elettrica da fonte rinnovabile (FRNP). L'aumento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e il progressivo *decommissioning* degli impianti termoelettrici comporterà, inevitabilmente, una maggior volatilità sul sistema elettrico, con sempre maggior occorrenza di *overgeneration*² e congestioni zonali.

In tale contesto, un contributo fondamentale per l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico potrà essere fornito dai sistemi di accumulo, sia elettrochimici sia idroelettrici, in grado di rispondere in tempi rapidissimi alle esigenze della rete.

LIMITATO SVILUPPO ATTUALE DELLO STORAGE ELETTROCHIMICO

Lo sviluppo della capacità di accumulo elettrochimico sul territorio italiano è abbastanza limitato, comprendendo essenzialmente i progetti contrattualizzati con le aste del *Capacity Market*³ e della *Fast Reserve*⁴, che possono contare su un premio fisso in capacità, integrativo alla remunerazione derivante dalla partecipazione ai mercati *spot*.

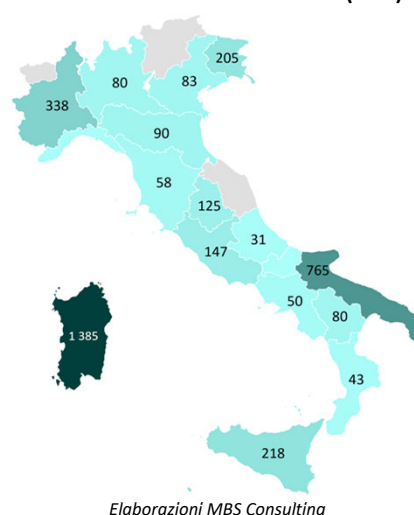
Dall'asta della *Fast Reserve*, svolta a dicembre 2020, sono risultati assegnati circa 250 MW di sistemi di accumulo elettrochimico, distribuiti tra l'area peninsulare e la Sardegna. I requisiti tecnici richiesti agli operatori per partecipare a tale progetto pilota hanno incentivato la partecipazione, soprattutto, di batterie di piccola taglia (tra 5 e 10 MW) con una ridotta durata (mediamente 1 ora di accumulo).

Il meccanismo del *Capacity Market*, le cui aste si sono svolte a febbraio di quest'anno, ha visto invece l'assegnazione di circa 1.7 GW di batterie, di cui circa 700 MW installate in Sardegna. In questo caso, i vincoli più stringenti hanno indirizzato gli investimenti degli operatori in batterie di taglia maggiore (anche superiore ai 50 MW) con una durata intorno alle 4 ore.

Un'ulteriore *pipeline* di 1.7 GW potrebbe essere pronta a entrare nel mercato nei prossimi anni, come risulta dagli iter autorizzativi in corso di valutazione al Ministero della Transizione Ecologica (MiTE), includendo batterie di grande taglia con un elevato rapporto energia/potenza⁵.

Nei prossimi anni si potrebbe arrivare, quindi, a oltre 3.6 GW di *storage* elettrochimico installato, con circa 12 GWh di capacità energetica (**Figura 1**).

FIGURA 1. PIPELINE PROGETTI STORAGE INCLUSI QUELLI ASSEGNATI NELLA FR E NEL CM (MW)



¹ L'Unione Europea dovrà abbattere le emissioni di gas serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

² Eccesso di generazione da fonti rinnovabili non programmabili rispetto alla domanda, che non può essere assorbito dal sistema, portando a un taglio della produzione.

³ Mercato attraverso cui Terna si approvvigiona della capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico.

⁴ Progetto pilota per l'approvvigionamento di risorse per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza, in grado di migliorare la risposta dinamica dei primi istanti durante i transitori di frequenza, a oggi fornita dal parco di generazione tradizionale.

⁵ Il rapporto energia/potenza rappresenta la durata dello stoccaggio.

Pur considerando la quota di accumuli idroelettrici attualmente presenti su tutto il territorio Italia, circa 7.2 GW⁶, lo sviluppo è ancora lontano dal fabbisogno definito da Terna e Snam nel loro ultimo scenario congiunto. Secondo i due TSO, il fabbisogno di accumulo addizionale rispetto ai pompaggi esistenti necessario per supportare la penetrazione delle FRNP⁷ è di 95 GWh, di cui 16 GWh da comunità energetiche e piccoli impianti distribuiti, 8 GWh già assegnati nelle aste del *Capacity Market* e i restanti 71 GWh da impianti di grande taglia che dovranno essere supportati da un meccanismo di remunerazione *long-term*.

RIMANGONO BARRIERE ECONOMICHE E REGOLATORIE

L'impennata dei prezzi delle materie prime e dei costi legati alle catene di approvvigionamento hanno avuto un'inevitabile ripercussione sui CAPEX delle FRNP e dei sistemi di accumulo, aumentando la rischiosità degli investimenti in tali tecnologie. Secondo nostre stime, basate su interviste tra gli addetti del settore e su informazioni pubbliche reperibili dai report delle principali agenzie internazionali (IEA, IRENA), i costi d'investimento degli stoccaggi elettrochimici sono aumentati di circa il +37% rispetto al 2021, passando da 360 k€/MW a 500 k€/MW⁸.

Il framework regolatorio, ancora in fase di evoluzione, di fatto limita la partecipazione ai mercati dell'energia, soprattutto per le batterie di più piccola taglia⁹.

I ritorni sugli investimenti associati a una remunerazione *energy-only*¹⁰, su un orizzonte temporale di circa 15 anni¹¹, sono quindi estremamente incerti, con significative differenze da una zona all'altra.

I segnali di mercato sembrano avvicinare la sostenibilità merchant degli investimenti, ma, data la significativa volatilità, adeguati meccanismi di remunerazione *long-term* diventano essenziali per stabilizzare i ricavi e raggiungere ritorni positivi.

L'ARERA PROPONE UN NUOVO MERCATO PER LO STORAGE

Il mercato elettrico italiano non include ancora uno schema di supporto specifico per le batterie. Lo scorso novembre, con l'articolo 18 del [Dlgs 210/2021](#), di recepimento della Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica, il legislatore ha quindi previsto l'introduzione di un nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico, da affiancare ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità. Il 2 agosto, l'ARERA ha poi posto in consultazione ([393/2022/R/eel](#)), fino al 28 ottobre 2022, i criteri e le condizioni sulla base delle quali Terna dovrà elaborare e inviare al MiTE la proposta di disciplina del meccanismo.

L'obiettivo è quello di assicurare al sistema elettrico italiano una quantità adeguata di accumuli, necessari per traghettare il nostro paese verso il raggiungimento del target di decarbonizzazione, garantendo al contempo la sicurezza e l'adeguatezza della rete. Tale fabbisogno, da sottoporre all'approvazione del MiTE, deve essere definito da Terna e dovrà essere distinto per tipologia di *storage* e per le differenti zone di mercato. Anche se tale valutazione non è ancora stata resa pubblica, una prima indicazione potrebbe venire dallo scenario congiunto Terna-Snam: i due TSO stimano un fabbisogno di accumulo elettrico, da realizzarsi entro il 2030 attraverso meccanismi d'asta, pari a 71 GWh.

Lo schema posto in consultazione da ARERA prevede la creazione di due differenti mercati, uno in cui potranno partecipare gli operatori che intendono sviluppare nuova capacità di accumulo e l'altro in cui si potranno scambiare, per il tramite di Terna, i prodotti di flessibilità forniti dalle batterie.

UN MERCATO PER GLI SVILUPPATORI DI BATTERIE

Per lo sviluppo della capacità di accumulo, l'ARERA propone di assegnare, tramite procedure concorsuali basate su aste competitive, un premio fisso in €/MW o €/MWh¹² alla capacità di stoccaggio:

⁶ https://download.terna.it/terna/3%20-%20IMPIANTI%20DI%20GENERAZIONE_8da7ab6ef9ad0ea.pdf

⁷ Per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 delineato dal *Fit for 55* sarebbero necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici al 2030, rispetto agli attuali 33 GW.

⁸ Facendo riferimento a una batteria con c-rate pari a 1.

⁹ Attualmente la partecipazione dei sistemi di accumulo ai mercati dell'energia (MGP, MI e MSD) è definita in via transitoria dalla delibera [574/2014/R/eel](#). La riforma del mercato elettrico (TIDE) dovrebbe definire regole più certe che ampliano la platea di risorse che possono partecipare al MSD.

¹⁰ Remunerazione che deriva dalla partecipazione ai mercati spot dell'energia: MGP, MI e MSD.

¹¹ Durata media di una batteria con 4 ore di capacità di accumulo assumendo circa 1.5 cicli di carica/scarica al giorno.

¹² La decisione sarà rimessa a Terna.

- di nuova realizzazione
- in possesso delle autorizzazioni necessarie
- che non riceva altre forme di remunerazione o incentivi.

Sarà Terna a definire nella disciplina il concetto di nuova capacità di accumulo, in modo da comprendere anche gli impianti idroelettrici esistenti che saranno riconvertiti in accumuli.

A fronte del premio ricevuto, gli operatori risultati assegnatari dovranno rendere disponibile per tutte le ore di tutto il periodo di consegna la propria capacità:

- a soggetti terzi, per il tramite di Terna, sui mercati dell'energia a pronti, in particolare su MGP e MI (prodotti di *time-shifting*)
- a Terna sul MSD per la fornitura di servizi ancillari, come ad esempio la regolazione di frequenza (regolazione primaria, secondaria), la risoluzione delle congestioni intrazonali, il bilanciamento, la riserva terziaria. L'ARERA propone di introdurre un *cap* alle offerte sia a salire sia a scendere presentate su MSD, in modo da rendere gli *spread* di prezzo catturabili non superiori a quelli ottenibili sul MGP e MI ed evitando così una sovra-marginalità dei titolari degli accumuli.

UN MERCATO PER LO SCAMBIO DEI PRODOTTI DI FLESSIBILITÀ

L'ARERA propone poi di creare un secondo mercato per lo scambio di prodotti di flessibilità. Gli operatori assegnatari della nuova capacità di stoccaggio, come già spiegato in precedenza, dovranno rendere disponibile a soggetti terzi la propria capacità per prodotti di tipo *time-shifting*, che consistono nello spostare energia da ore caratterizzate da prezzi contenuti a ore con prezzi più elevati. Tali prodotti consentiranno a chi li acquista di ottenere un margine pari al differenziale di prezzo che si realizza sul MGP e sul MI.

L'intenzione di ARERA è quella di non associare il prodotto di *time-shifting* a una specifica unità di stoccaggio, ma piuttosto di riferire più prodotti con le medesime caratteristiche a un insieme di accumuli localizzati nella stessa zona di mercato evitando così il rischio di indisponibilità della singola batteria. Ciascun prodotto di *time-shifting* avrà quindi a oggetto unità virtuali con le medesime caratteristiche degli stoccaggi e sarà ripartito tra le diverse risorse da Terna.

Sarà proprio il TSO che, sulla base delle disponibilità attese degli stoccaggi contrattualizzati e dell'esigenza di riservare una parte della capacità alla fornitura di specifici servizi su MSD, definirà i vari prodotti di *time-shifting*. Una volta costituiti, Terna li comunicherà al GME che li allocherà su una piattaforma e, attraverso procedure competitive, a fronte del pagamento di un premio fisso, potranno essere acquistate da operatori terzi. Il GME organizzerà un mercato primario per la negoziazione delle diverse categorie dei prodotti, che potranno essere differenziati per tecnologia, zona e periodo di validità.

È probabile¹³, quindi, che l'acquisto di tali prodotti di flessibilità non conferisca un diritto a ottimizzare la carica-scarica della batteria nella giornata, ma piuttosto che tale diritto sia limitato a intervalli di operatività predefiniti, in modo tale da permettere un raccordo tra i programmi commerciali in esito al *time-shifting* e l'approvvigionamento di servizi di regolazione su MSD.

L'ARERA propone che esista la possibilità, anche per titolari di stoccaggi esistenti, di offrire sulla piattaforma dedicata, e in modo indipendente da Terna, prodotti di *time-shifting*, per i quali riceveranno una remunerazione fissa, che deriva dalla vendita del prodotto, senza essere soggetti al vincolo di offerta su MSD. Questi operatori potrebbero così assicurarsi una quota di marginalità che deriva dalla partecipazione al MGP e MI, ottimizzando liberamente l'offerta su MSD dove, pur se soggetti a una probabilità di chiamata di Terna, potrebbero ottenere ricavi maggiori grazie agli *spread* di prezzo più ampi.

DIVERSE RESPONSABILITÀ PER I TRE OPERATORI COINVOLTI

All'interno del nuovo mercato storage delineato dall'ARERA, le tre principali figure coinvolte, ognuna con differenti diritti, doveri e responsabilità, sarebbero:

- i titolari/sviluppatori di nuova capacità di accumulo
- Terna
- gli operatori terzi che acquistano i prodotti di *time-shifting*

¹³ Non è specificato nella consultazione ma è lasciata discrezionalità a Terna che dovrà definire la disciplina.

TITOLARI/SVILUPPATORI DI NUOVA CAPACITÀ DI ACCUMULO

La prima figura a cui tale meccanismo si rivolge sono gli operatori che intendono investire o sviluppare nuova capacità di accumulo. Questi potranno ricevere una remunerazione fissa *long-term* commisurata ai costi d'investimento, a fronte della messa a disposizione della propria capacità sui mercati dell'energia e dei servizi. Anche se tale obbligo riguarda tutti i mercati, di fatto i nuovi sviluppatori *storage* potranno presentare solo le offerte sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, in quanto sarà Terna a definire e cedere i prodotti di *time-shifting* a soggetti terzi.

Il titolare dello stoccaggio sarà utente del dispacciamento per l'unità di accumulo e sarà responsabile della corretta esecuzione dei programmi che riceverà da Terna.

IL RUOLO CENTRALE DI TERNA

Un ruolo di marcata centralità è rivestito da Terna che, oltre a definire i prodotti di *time-shifting*, una volta ottenuti i programmi delle risorse virtuali dagli operatori che li avranno acquistati, ottimizzerà l'intero parco di batterie nella sua disponibilità e comunicherà quelli che sono i programmi finali ai titolari degli stoccaggi. Terna assumerebbe, quindi, un ruolo di aggregatore di risorse e di fatto assume le vesti del *Balancing Service provider* (BSP) per tutta la capacità di accumulo contrattualizzata.

OPERATORI TERZI DI MERCATO

Terza figura protagonista del nuovo disegno di mercato sono gli operatori che acquistano i prodotti di *time-shifting*. Questi, a fronte del pagamento di un premio a Terna, acquisiscono il diritto a offrire, per il tramite di unità virtuali, sui mercati dell'energia a pronti (MGP e MI). Tali operatori saranno responsabili degli sbilanciamenti commerciali per violazione dei vincoli di energia delle unità sottese al prodotto di *time-shifting* utilizzato.

I principali interessati ad acquistare il prodotto di *time-shifting* potrebbero essere gli operatori rinnovabili, in quanto lo *spread* di prezzo ottenibile sul MGP e sul MI si sommerebbe al *captured price* dell'impianto rinnovabile, andando così a mitigare l'effetto cannibalizzazione legato a una sempre più crescente penetrazione di FRNP.

SOLUZIONE ADATTA PER LO SVILUPPO DELLO STORAGE?

Il nuovo meccanismo di approvvigionamento a lungo termine della capacità di stoccaggio elettrico, delineato dall'ARERA, rappresenta un possibile passo decisivo verso l'integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico: una remunerazione integrativa fissa potrà spingere molti operatori a investire in una tecnologia che si dimostrerà essenziale per la stabilità della rete. Ciononostante, le barriere da superare resterebbero significative e anche tale meccanismo avrebbe dei limiti.

Uno degli aspetti più rilevanti è il ruolo di forte centralità rivestito da Terna nel dispacciamento delle risorse. Questo, se dal punto di vista dei costi di sistema potrebbe essere efficiente, in quanto il TSO ottimizzerebbe un unico grande aggregato di batterie, non è detto che sia la soluzione preferibile per lo sviluppatore di nuova capacità di accumulo.

La definizione di prodotti di *time-shifting* fissi e il vincolo alle offerte su MSD potrebbe aver inoltre l'effetto di attenuare i segnali di mercato in grado di guidare le decisioni di investimento, che dipenderebbero prevalentemente dalla remunerazione *long-term*. La consultazione affronta, infatti, anche il tema del coordinamento tra il mercato dello *storage* e le aste di capacità, per guidare l'evoluzione delle risorse di adeguatezza e sicurezza.

Questa impostazione del mercato dello *storage* potrebbe inoltre limitare la libera competizione tra le batterie. Se effettivamente l'intero fabbisogno nazionale dovesse essere approvvigionato sotto tale meccanismo, nessuno sviluppatore di batterie sarebbe incentivato a entrare nel mercato in un momento successivo. La consultazione, infatti, prevede che, anche qualora non fosse completamente coperto il fabbisogno di capacità di stoccaggio, sarà Terna stessa, previa approvazione da parte del MiTE, a sviluppare la mancante capacità di stoccaggio, senza però la possibilità di gestire gli accumuli.

Tale meccanismo pare infine pensato più per batterie di grandi dimensioni, gestite in maniera autonoma da altri impianti di consumo e produzione (*batterie stand-alone*).

Piccoli impianti distribuiti, come ad esempio quelli che si collocano all'interno del perimetro delle comunità energetiche, rischierebbero di non riuscire a coordinare la partecipazione al mercato *storage* e la fornitura dei prodotti standard di flessibilità con l'ottimizzazione del profilo di produzione e consumo della propria comunità energetica.

AVVIATE SPERIMENTAZIONI PER ALTRE RISORSE DI FLESSIBILITÀ

Quanto tali risorse, di più piccola taglia e integrate con altre unità di consumo o di produzione, potranno contribuire alla sicurezza e all'adeguatezza del sistema elettrico è attualmente in corso di sperimentazione da parte di Terna. Il TSO ha infatti lanciato un programma di ricerca: *Energy System Innovation* finalizzato a testare la potenzialità e i limiti di nuove tecnologie (come il *Vehicle to Grid*, *storage* elettrochimico distribuito, tecnologie *Power to X*) in grado di offrire flessibilità alla rete elettrica.

Il primo ambito di ricerca del programma ESI, posto in consultazione ad agosto, sarà quello del *Vehicle to Grid*. La ricarica elettrica, se gestita in maniera intelligente, potrebbe consentire alle vetture elettriche di fornire servizi di flessibilità alla rete permettendo al contempo di mitigare i costi per il cliente finale.

Nell'ambito della consultazione, sarà quindi valutata l'idoneità dei soggetti che si candideranno per testare tali tecnologie. Al fine della sperimentazione è stato istituito come *facility* di riferimento l'*E-Mobility Lab* di Terna, il laboratorio sperimentale situato presso la sede del Dipartimento di Trasmissione Nord Ovest Terna di Torino.