

Nuove regole tariffarie: cade finalmente una barriera alla diffusione delle batterie

Il regime di esenzione tariffaria per l'energia prelevata e reimmessa in rete dalle batterie, proposto da tempo, finalmente approvato e previsto dal prossimo anno, potrà contribuire in modo determinante alla crescita del mercato delle batterie, soprattutto di piccola taglia, ad oggi ancora piuttosto contenuto. Comunità energetiche e progetti di vehicle-to-grid potranno divenire in-the money.

Il regime di esenzione tariffaria per l'energia prelevata e reimmessa in rete dalle batterie, proposto da tempo e finalmente approvato con la [delibera 109/2021/R/eel](#), che entrerà in vigore il 1° gennaio 2022, può contribuire in modo determinante alla crescita del mercato delle batterie, soprattutto di piccola taglia, che a oggi risulta essere ancora piuttosto contenuto.

Nei prossimi anni il ruolo delle risorse flessibili è destinato a diventare sempre più rilevante, soprattutto in vista della crescente quota di energie rinnovabili nel *mix* di generazione nazionale e della contestuale dismissione degli impianti di produzione tradizionali. Al fine di fronteggiare i rischi derivanti dalla maggior variabilità del sistema, l'Autorità di Regolazione, con la delibera [300/2017/R/eel](#), ha quindi iniziato un processo di progressiva apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) a nuove risorse, incluse unità di produzione a capacità limitata. Tra queste, i sistemi di accumulo elettrochimico potrebbero rappresentare uno degli strumenti in grado di soddisfare le future esigenze di regolazione della rete. Questi, oltre a essere risorse flessibili caratterizzati da tempi di risposta estremamente rapidi, presentano il vantaggio di poter essere impiegati contemporaneamente per un'ampia varietà di scopi: dalla fornitura di servizi di bilanciamento, all'attività di *load shifting* nei mercati *spot*, con la possibilità di ottimizzare i profili di generazione delle risorse rinnovabili o delle configurazioni di autoconsumo collettivo.

LA REGOLAZIONE VIGENTE RAPPRESENTAVA UNA BARRIERA AGLI ACCUMULI DI PICCOLA TAGLIA

In Italia, in un contesto in cui i CAPEX d'investimento sono in rapida diminuzione, il *framework* regolatorio non è ancora perfettamente definito e la diffusione dei sistemi *storage* risulta ancora limitata e ben lontana dagli obiettivi di 6 GW di capacità di accumulo sulla rete di trasmissione, previsto al 2030 dal PNIEC.

L'attuale regolazione tariffaria (Testo Integrato Trasporto (TIT)¹ e dalla [delibera 574/2014/R/eel](#)), che verrà superata con la delibera 109/2021/R/eel, ostacolava investimenti in sistemi di accumulo di piccola taglia in bassa e media tensione, soprattutto di utenti domestici che potrebbero operare come soggetti singoli o aggregati.

Erano infatti esentati dall'applicazione delle componenti di trasporto, distribuzione e degli oneri generali di sistema soltanto gli impianti di *storage* che non condividevano il punto di connessione con nessun'altra unità di consumo, oppure quelli connessi in alta o altissima tensione.

Con riferimento all'erogazione del servizio di dispacciamento, la regolazione tariffaria (in vigore fino al 31 dicembre 2021) distingueva diverse possibili casistiche. Per i sistemi di accumulo, il trattamento dei prelievi si differenziava in base al tipo di connessione.

L'energia elettrica prelevata e successivamente immessa in rete era trattata come immissione

¹ [Allegato A](#) alla delibera 654/2015/R/eel.

negativa², sia nel caso in cui la batteria non condivideva il punto di connessione con nessun'altra unità di consumo, che nella situazione in cui, pur condividendo il punto di prelievo, lo *storage* era connesso in alta e altissima tensione.

Le condizioni previste per gli impianti di pompaggio idroelettrici, la cui energia prelevata per l'alimentazione delle pompe era valorizzata al prezzo zonale erano state estese anche ai sistemi di accumulo (delibera 574/2014/R/eel), mentre ai prelievi di energia elettrica dalle batterie connesse in bassa e media tensione associate a un'altra unità di consumo, venivano applicati il PUN e costi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento e gli oneri di sistema.

La configurazione di questo schema tariffario rappresentava inoltre una barriera alla partecipazione degli impianti di accumulo in media-bassa tensione al *MSD*, dato che gli oneri di sistema e l'insieme dei costi per il servizio di trasporto, distribuzione e dispacciamento pesavano sui costi di acquisto dell'energia al punto da non rendere conveniente per l'utente la partecipazione ai mercati *spot*.

LA NUOVA REGOLAZIONE FAVORIRÀ LA PARTECIPAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO AI MERCATI

La revisione delle condizioni per lo *storage*, iniziata due anni fa con il [Documento per la Consultazione 345/2019/R/eel](#), attraverso il quale l'ARERA aveva definito il proprio orientamento circa il trattamento dell'energia accumulata.

L'Autorità di Regolazione desiderava "uniformare la regolazione dei servizi di distribuzione, trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo" e anche "estendere tale regolazione uniformata ai casi più complessi in cui i prelievi di energia elettrica, per il tramite del medesimo punto di connessione³", non fossero destinati ad alimentare solo i sistemi di accumulo ma anche

altre unità di produzione o consumo. Oltre a definire le modalità necessarie a quantificare la parte di energia elettrica prelevata e destinata a essere reimpressa in rete, l'ARERA ha indicato due alternative per la riforma delle condizioni di accesso a mercato per lo *storage*.

La prima, avrebbe considerato tutta l'energia prelevata dai sistemi di accumulo e destinata a essere re-immessa in rete come immissioni negative⁴ in tutte le fasi della regolazione⁵. In questo modo, quindi, tutta l'energia elettrica prelevata dalla rete sarebbe stata associata al punto di immissione anziché al punto di prelievo⁶ senza considerare l'eventuale presenza di un'unità di consumo o produzione associata. Pertanto, non sarebbe stato necessario sottoscrivere alcun contratto di trasporto e di dispacciamento in prelievo, ma unicamente in immissione.

Dal punto di vista operativo, tale configurazione avrebbe comportato la necessità, per il responsabile della gestione dei dati e di misura, di definire un algoritmo o prevedere l'installazione di ulteriori apparecchiature di misurazione in grado di determinare la quantità di energia elettrica prelevata, stoccata e immessa nuovamente in rete in ciascun periodo di riferimento.

Nella seconda alternativa i costi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e agli oneri di sistema sarebbero stati applicati ai prelievi come da normativa vigente, assegnando al GSE il ruolo di compensare le partite economiche ex post a fronte di una propria stima della quota di energia prelevata per re immissione in rete.

Con la delibera 109/2021/R/eel, l'Autorità di Regolazione ha applicato la prima alternativa descritta nel DCO, in quanto più adatta allo scopo di uniformare il sistema di regole vigente e di creare delle condizioni di mercato eque per i sistemi di accumulo di piccola taglia in media e bassa tensione.

Tutti i prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare un sistema di accumulo o un servizio

² Con una valorizzazione dell'energia a prezzo zonale piuttosto che al PUN.

³ DCO 345/2019/R/eel.

⁴ Non trovando così applicazione tutte quelle componenti tariffarie relative ai costi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e agli oneri di sistema.

⁵ Cioè nelle fasi di programmazione, negoziazione e di applicazioni delle componenti tariffarie.

⁶ Allo stato attuale l'energia prelevata dal sistema di accumulo viene associata al punto di connessione solo nel caso in cui su questo non venga condiviso con altre unità di consumo gestite da clienti finali e da sistemi connessi in alta e altissima tensione.

ausiliario di generazione e finalizzati a una successiva re-immissione in rete, saranno quindi valorizzati al prezzo zonale ed esentati dai costi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e dagli oneri generali di sistema.

La nuova disciplina, al fine di permettere agli operatori di apportare le opportune modifiche, entrerà in vigore dal 1° gennaio 2022 e sarà applicata anche alle configurazioni con obbligo di connessione di terzi e a quelle connesse ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC).

L'ARERA, nel varare la nuova disciplina, ha accolto alcune delle osservazioni pervenute dalle diverse società operanti nel settore elettrico, la maggior parte delle quali aveva espresso preferenza per la prima opzione, considerata meno dispendiosa in termini di costi per il sistema e soprattutto priva dal rischio di possibili ritardi che una gestione *ex post* da parte del Gestore dei Servizi Energetici avrebbe potuto comportare.

L'Autorità ha accolto la richiesta di alcuni produttori di energia e delle relative associazioni di categoria di rendere volontaria l'applicazione della nuova regolazione per gli impianti già connessi, in quanto, in alcuni casi, l'onere gestionale legato all'installazione di nuovi sistemi di misura e alla definizione di opportuni algoritmi potrebbe essere superiore rispetto ai benefici economici attesi.

Gli algoritmi necessari alla quantificazione dell'energia prelevata ed effettivamente re-immessa in rete saranno definiti dal soggetto responsabile delle operazioni di misura e gestione dei dati, i criteri e le modalità di calcolo dovranno essere predisposti da Terna, previa consultazione pubblica e approvazione dell'Autorità.

ARERA ha accolto anche le richieste di considerare, per le operazioni di misura, un intervallo temporale mensile⁷.

L'Autorità ha disposto transitoriamente che non venga applicato sugli operatori alcun corrispettivo economico per la definizione di algoritmi per non penalizzare con ulteriori costi le piccole configurazioni connesse in bassa e media tensione,

I VANTAGGI PER I SISTEMI DI ACCUMULO DI PICCOLA TAGLIA CONNESSI IN BASSA E MEDIA TENSIONE

Tra i potenziali benefici derivanti dalla nuova Delibera 109/2021/R/eel, c'è quello di associare un impianto *storage* a una configurazione d'autoconsumo collettivo⁸ in cui è già presente un impianto di produzione fotovoltaico.

Alla luce delle nuove regole tariffarie, la batteria potrà essere utilizzata non solo per ottimizzare l'autoconsumo, ma anche per fornire servizi di regolazione al sistema elettrico partecipando, in forma aggregata, al *MSD*, contrariamente a quanto avveniva con la precedente regolazione.

Questa rendeva infatti economicamente conveniente caricare la batteria dall'impianto fotovoltaico unicamente in caso di *overgeneration*, inquanto l'energia elettrica caricata dalla rete era gravata da tutti i costi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento, rendendo troppo onerosa l'operatività dello *storage*.

La novità normativa favorisce inoltre l'estensione delle applicazioni del *Vehicle-to-Grid* (V2G), rendendo economicamente appetibile la partecipazione delle batterie dei veicoli elettrici al Mercato del Bilanciamento (MB), con la generazione di un potenziale risparmio sulla bolletta pagata dall'utente per la ricarica dell'auto.

Sarà infatti possibile mettere in atto una strategia di compravendita di energia sul mercato che, settato lo *state of charge* che si vuole raggiungere al termine del periodo di ricarica, ottimizzi lo scambio bidirezionale con la rete, catturando i possibili *spread* di prezzo.

Per il V2G ci sono diversi i progetti pilota in cantiere. Tra questi il progetto⁹ nato dall'accordo tra FCA ed Engie Eps, che prevede di installare entro la fine dell'anno in corso 32 colonnine di ricarica elettrica in grado di connettere 64 veicoli.

In tema di progetti pilota, EnelX ha lanciato un primo progetto di aggregazione di unità di accumulo residenziali al fine di offrire servizi di regolazione.

⁷ Per la quantificazione dell'energia prelevata ed effettivamente immessa in rete è necessario che l'intervallo temporale sia sufficientemente ampio, in quanto il sistema di accumulo potrebbe scaricarsi anche in periodi differenti.

⁸ Così come promosso dalla Direttiva RED II e regolato transitoriamente dalla legge italiana 8/2020.

⁹ Risultato assegnatario di potenza per la fornitura del servizio di regolazione ultrarapido di frequenza (*Fast Reserve*).

La sperimentazione, avviata a gennaio dello scorso anno, sfrutta il potenziale rappresentato dalle batterie di piccola taglia associate ad impianti fotovoltaici, aggregando sistemi residenziali di accumulo di energia per consentire anche agli utenti privati di partecipare, attraverso le UVAM, alla fornitura di servizi di flessibilità¹⁰.

Il regime di esenzione tariffario previsto con la nuova Delibera può quindi offrire un importante contributo nell'ampliamento della platea di tutti quegli operatori potenzialmente in grado di partecipare ai mercati dell'energia, contribuendo attivamente al dispacciamento del sistema.

¹⁰ <https://corporate.enel.it/it/media/press/d/2020/01/-enel-x-avvia-il-primo-progetto-in-italia-di-aggregazione-di-unit-di-accumulo-residenziali-per-offrire-servizi-di-bilanciamento-alla-rete->