

Diffuso è l'accumulo

di Marco Vecchio*

I sistemi di accumulo elettrochimico nei prossimi anni si svilupperanno molto e sono previsti forti investimenti



Frutto della oramai consolidata collaborazione tra Rse - Ricerca sul Sistema Energetico, e **Anie Energia** finalizzata all'approfondimento di tematiche legate allo sviluppo del sistema energetico e dell'uso efficiente e pulito di energia, sono stati presentati il 4 giugno 2020 i contenuti del "Libro Bianco 3.0 sui **sistemi di accumulo**" che prosegue e aggiorna le pubblicazioni delle edizioni 2015 e nel 2017. Il volume, intitolato "L'accumulo elettrochimico di energia. Nuove regole, nuove opportunità", esamina i vantaggi dell'applicazione dell'accumulo elettrochimico da parte di operatori di generazione (da rinnovabili ma anche da combustibili fossili), e da parte di singoli utenti finali o di utenti che agiscono collettivamente. Obiettivo del progetto è realizzare un utile strumento d'informazione per gli operatori di mercato e per gli Organismi che hanno il compito di emanare i provvedimenti atti a consentire, in una logica di neutralità tecnologica, la più efficace partecipazione dei **sistemi di accumulo** all'evoluzione del sistema elettrico.

L'accumulo di energia vedrà nei prossimi decenni un'imponente mole di investimenti in tutti quei sistemi elettrici nei quali si sta attuando una forte azione di sostituzione delle fonti fossili con fonti rinnovabili aleatorie, sostanzialmente sfruttando le fonti solare ed eolica. Nel momento in cui la capacità produttiva alimentata da tali fonti raggiunge valori paragonabili, o addirittura superiori al carico medio sulla rete, si rende indispensabile "spostare" energia di alcune ore al fine di non sprecare energia rinnovabile e gratuita. Inoltre, la minore partecipazione degli impianti termoelettrici alla produzione sottrae per molte ore risorse di flessibilità, necessarie per il bilanciamento produzione-consumo e per il controllo di frequenza, e genera quindi la necessità di installare nuova capacità flessibile, esigenza che può essere soddisfatta in modo ideale dai **sistemi di accumulo**.

In Italia il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (Pniec), approvato a inizio 2020, non fa eccezione a questa tendenza e accompagna un ambizioso obiettivo di espansione della potenza installata da fotovoltaico ed eolico con la previsione di 10 GW di nuovi **sistemi di accumulo**, di cui quattro sotto forma di batterie di piccola taglia e il resto suddiviso fra pompaggi e sistemi elettrochimici di grande taglia. A fronte di queste considerazioni, allo stato attuale si osserva sì una crescita del mercato delle batterie per energy storage,

L'autore di questo articolo terrà una relazione all'interno di KEY ENERGY

ma con una certa lentezza. A ciò contribuiscono da un lato i prezzi dei sistemi elettrochimici di accumulo, sicuramente in netta diminuzione, ma in assoluto ancora abbastanza elevati, dall'altro un quadro regolatorio e di mercato che non rende ancora attraenti gli investimenti in capacità di accumulo, se non in un numero limitato di situazioni.

Da ciò nasce l'interesse per un approfondimento dei diversi "modelli di business" che già oggi o in un prossimo futuro, si possono immaginare per

le applicazioni dell'accumulo elettrochimico nel sistema elettrico, al fine di evidenziare quelle situazioni in cui è ragionevole attendersi una più rapida affermazione di questa tecnologia, a fronte della situazione attuale o della prevedibile evoluzione del **mercato elettrico** e delle relative regole. È questo il filo conduttore dei tre "Libri Bianchi". A seguire, una sintesi di alcuni dei capitoli del "Libro Bianco" che introducono i temi più rilevanti.



Accumulo elettrochimico integrato in un impianto a ciclo combinato

Diversi costruttori di impianti termoelettrici propongono, nei loro impianti a ciclo combinato, l'integrazione di un accumulo elettrochimico, gestito da un sistema di "energy management" per recuperare la quota aggiuntiva di producibilità, altrimenti riservata al servizio obbligatorio di regolazione della frequenza di rete, o per incrementare la velocità di rampa della turbina a gas, ampliando di fatto la banda di regolazione secondaria di frequenza, disponibile per la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (Msd).

L'analisi riportata, per quanto possibile, vuole dare una stima economica del potenziale utilizzo di un sistema di accumulo (SdA) integrato a un ciclo combinato per i servizi di regolazione primaria e secondaria di frequenza della rete nazionale, sulla base dei dati a consuntivo del mercato dell'energia dell'anno 2018. L'impianto a ciclo combinato di riferimento per lo studio è un impianto da 400 MWe di potenza nominale, con un gradiente di potenza massimo di 35 MW/min. A seguito di una analisi comparata fra i vari campi operativi e vincoli tecnici per l'erogazione dei servizi di regolazione di frequenza, si è ipotizzato che il SdA integrato abbia una potenza di 6 MW e una capacità di 6MWh. Le principali riflessioni di carattere generale, conseguenti allo studio, si possono sintetizzare come segue:

- dimensionando il SdA per il servizio di regolazione primaria, la sua integrazione in un tipico impianto a ciclo combinato fornisce un discreto aumento dell'utile annuo, a cui si somma un contributo derivante dalla maggiore capacità di svolgere il servizio di regolazione secondaria. Il tempo di ritorno dell'investimento, sebbene piuttosto lungo, ne consente il recupero entro la vita utile del SdA;
- dimensionando il sistema di accumulo in modo da soddisfare l'obbligo di regolazione primaria e al contempo massimizzare la banda di regolazione secondaria, il profitto migliora ma la potenza molto maggiore ne fa aumentare il costo e peggiorare il tempo di ritorno dell'investimento.

Aggregazione di sistemi di accumulo residenziali

In un contesto energetico in cui la percentuale dell'energia prodotta da risorse distribuite sta aumentando sempre di più, il numero di SdA per applicazioni stazionarie è in continua crescita. In particolare, una cospicua percentuale dei SdA installati è composta da dispositivi residenziali o commerciali di piccola taglia (capacità inferiore ai 20 kWh). Questi SdA sono tipicamente utilizzati per fare autoconsumo, modalità di utilizzo che non richiede un intenso utilizzo del SdA e presenta ampi margini di flessibilità per ulteriori servizi. Per questo motivo sono state condotte delle simulazioni considerando un aggregato di reali utenze residenziali con Fv e SdA situati in Lombardia. Si è ipotizzato di gestire un aggregato di 1.245 utenti residenziali al fine di partecipare al mercato dei servizi di bilanciamento. Si è implementata una strategia di controllo che permette di utilizzare la flessibilità presente negli SdA distribuiti, senza compromettere la loro funzionalità di autoconsumo.

I risultati delle simulazioni effettuate hanno mostrato un beneficio massimo annuo che può variare da circa 0,3 M€ a 0,6 M€ nell'ipotesi di effettuare offerte da 2 MW. Nella pratica, considerando una percentuale di offerta accettata pari al 10%, i costi da sostenere per attivare il servizio (hardware e software necessario per la comunicazione e il controllo delle batterie) potrebbero comunque essere recuperati in pochi anni.

Uso di veicoli elettrici per il bilanciamento

L'aumento della copertura della domanda elettrica, da parte della generazione da Fonti di Energia Rinnovabili Non Programmabili (Fernp), comporta una progressiva riduzione delle ore di funzionamento dei grandi generatori alimentati da combustibili fossili, ossia degli impianti che tradizionalmente forniscono i Servizi Ancillari (Sa) per garantire il bilanciamento del sistema elettrico e controllare

frequenza e tensione di rete. D'altra parte i flussi di potenza da Fernp sono altamente variabili e difficilmente prevedibili, possono causare deviazioni ampie e veloci della frequenza, possono risalire dalla rete di distribuzione a quella di trasmissione e causare problemi di tensione o congestioni locali. Si profila dunque la necessità di avere a disposizione non solo maggiori risorse per i Sa, ma anche risorse in grado di reagire ai disturbi velocemente e con grande flessibilità. In Italia, in particolare, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (l'attuale Arera) ha iniziato, con la Delibera 300/2017/R/EEL, un processo di apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (Msd) a nuovi possibili fornitori di Sa: generatori distribuiti, generatori Fernp, carichi e SdA, inclusi quelli all'interno dei Veicoli Elettrici (Ve). Sono stati dunque avviati progetti pilota per permettere a questi asset di partecipare, anche sotto la forma aggregata di Unità Virtuali Abilitate (Uva), alla fornitura di Sa quali bilanciamento, regolazione terziaria di frequenza e risoluzione delle congestioni.

Servizio di regolazione "ultra rapida" di frequenza

Nel corso degli ultimi anni il parco di generazione nazionale ha subito profonde trasformazioni, in particolare per via della graduale sostituzione delle fonti fossili con Fonti Rinnovabili Non Programmabili (Fernp). In base agli scenari indicati nel Piano Nazionale Energia Clima (Pniec), si prevede che tale processo di evoluzione continui in futuro in modo sem-

CHE COS'È ANIE ENERGIA

Anie Energia è l'Associazione che, all'interno di **Federazione Anie**, rappresenta le aziende che producono, distribuiscono e installano apparecchiature, componenti e sistemi per la generazione, trasmissione, distribuzione e accumulo di energia elettrica e per il suo utilizzo nelle apparecchiature industriali.

Aderiscono ad **Anie Energia** 250 aziende con un fatturato nel 2019 di oltre 7 miliardi di euro e occupano oltre 30 mila dipendenti.

pre più marcato, ad esempio mediante la completa dismissione degli impianti a carbone. Ci si attende pertanto una sempre maggiore necessità di risorse dotate di adeguata rapidità di risposta e di flessibilità di funzionamento, a causa della diminuzione degli impianti che contribuiscono alla regolazione del sistema elettrico. Per quanto riguarda, in particolare, la regolazione della frequenza, vista la sostanziale assenza di contributo inerziale da parte della generazione fotovoltaica ed eolica, le deviazioni dai 50 Hz tenderanno ad accentuarsi, sia in ampiezza che in velocità, al diminuire della capacità di regolazione e del contributo di inerzia meccanica assicurati tradizionalmente dagli impianti termoelettrici.

Ai sensi della già citata Delibera 300/2017, Terna ha dunque proposto e avviato una serie di progetti pilota per l'allargamento della platea dei partecipanti ai servizi "ancillari". La più recente proposta riguarda una sperimentazione (per la quale la fase di consultazione si è chiusa il 24 gennaio 2020) di nuove risorse flessibili per l'erogazione di un servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza, o di *Fast Reserve* (Fr), non ancora codificato nel Codice di Rete. Anche in Gran Bretagna è stato introdotto da qualche anno un servizio, detto *Enhanced Frequency Response* (Efr), con tempistiche più veloci rispetto alla regolazione primaria di frequenza e con caratteristiche tecniche simili a quelle della Fr; sinora le aste per l'approvvigionamento di risorse (200 MW) per l'Efe sono state vinte proprio da SdA elettrochimici.

La fornitura del servizio Fr è a carico di *Fast Reserve Unit* (Fru), ciascuna delle quali può essere costituita da un singolo apparato (di produzione o di consumo o di accumulo) o da un aggregato (anche contenente diverse tipologie di apparato). Terna richiede un numero di ore annuali (per adesso 1.000) di disponibilità alla fornitura del servizio nei giorni ritenuti critici per la sicurezza del sistema. Una Fru deve essere in grado sia di modulare la potenza attiva in risposta ad un errore di frequenza misurato secondo una predefinita curva caratteristica $\Delta f-\Delta P$, sia di ricevere da Terna e gestire un opportuno *set-point* di pilotaggio. In entrambi i casi, occorre fornire una risposta simmetrica, continua e automatica in potenza; l'attivazione deve essere senza ritardi intenzionali, o meglio il tempo di avviamento della risposta non può essere superiore a 300 ms e la piena erogazione entro 1 s; qualunque inversione dell'attivazione deve poter essere effettuata, senza interrompere lo svolgimento del servizio, al massimo in 1 s. In presenza di dispositivi ad energia limitata, quali i SdA, occorre garantire, per entrambe le modalità di attivazione del servizio, la capacità energetica minima richiesta, ovvero la potenza qualificata per 15 minuti.

Il servizio è suddiviso per Aree di Assegnazione (Aa), definite da Terna: per ora Continente e Sicilia, da una parte, e Sardegna, dall'altra. Gli apparati di una Fru aggregata si possono trovare sulle reti di alta, media o bassa tensione, ma devono essere all'interno della stessa Aa. La quantità di riserva messa a mercato sarà inizialmente di 200 MW per Continente e Sicilia e di 30 MW per la Sardegna. La potenza qualificata per ogni Fru deve essere compresa tra 5 MW e 25 MW.

L'approvvigionamento delle risorse sarà regolato, per ciascuna Aa, da un'asta al ribasso a sessioni multiple con *price cap*, per ora previsto nel range 78-108 k€/MW/anno per un periodo di tre o quattro anni. I soggetti assegnatari riceveranno, secondo un meccanismo *pay-as-bid*, un corrispettivo fisso annuo. Volendo eseguire una primissima valutazione della possibile profittabilità del servizio Fr per un SdA, si potrebbe osservare che, ipotizzando di aggiudicarsi in asta una remunerazione pari al *cap price* e di ottenere ulteriori remunerazioni partecipando a Mgp e a Msd nelle ore in cui la disponibilità per il servizio non è richiesta, il costo di investimento per tecnologie quali quelle litio-ioni potrebbe essere sostanzialmente coperto in un ragionevole numero di anni.

*Segretario **Anie Energia**