
LIBRO BIANCO ACCUMULI

EXECUTIVE SUMMARY

Introduzione

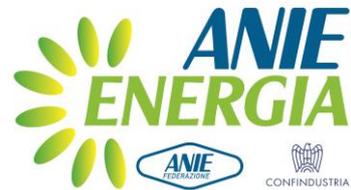
In un sistema elettrico caratterizzato da una sempre più rilevante produzione di energia da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), i sistemi di accumulo si propongono come una tecnologia strategica per garantire i servizi necessari alla stabilità e sicurezza del sistema elettrico, evitando il rischio di dover limitare la produzione delle fonti rinnovabili e aprendo la strada verso un sistema totalmente “decarbonizzato”.

Fra le soluzioni tecnologiche disponibili o in fase di sviluppo per l'accumulo di energia elettrica, particolare interesse rivestono gli accumuli di tipo elettrochimico (batterie), grazie alla grandissima versatilità di impiego e modularità. Tali caratteristiche in linea di principio consentono di far fronte a tutte o quasi sia le esigenze degli utilizzatori sia le molteplici e complesse esigenze del sistema elettrico, che potenzialmente si traducono nell'applicazione di sistemi di accumulo diversissimi per tipo di servizio (dalla regolazione di frequenza, alla risoluzione di congestioni zonali, al “time shift”, all'incremento dell'autoconsumo), taglia (da pochi kW nelle applicazioni domestiche alle decine di MW per sistemi connessi alla rete di trasmissione) e tempi di intervento (da pochi secondi a decine di ore).

A fronte del notevole interesse e dei rilevanti benefici che i sistemi di accumulo in prospettiva presentano nei confronti sia degli utilizzatori sia del sistema elettrico, vanno anche considerate le potenziali ricadute industriali, sia nell'ambito specifico dei materiali e delle tecnologie elettrochimiche, sia nel complementare settore della componentistica elettrica e dell'elettronica di potenza.

In questo scenario, da un lato critico per l'evoluzione del sistema elettrico nei prossimi decenni, dall'altro ricco di opportunità di innovazione e di sviluppo industriale, appare importante affrontare alcune questioni aperte:

- Quali sono le applicazioni di maggiore rilievo ed interesse?
- In quali di queste applicazioni l'accumulo elettrochimico ha raggiunto o è prossimo alla competitività, nel contesto tecnologico, economico e regolatorio attuale?
- Quali mutamenti di scenario (costi e prestazioni della tecnologia, quadro normativo/regolatorio) possono facilitare la diffusione dei sistemi di accumulo elettrochimico?



Scopo di questo studio è fornire risposte, pur sempre parziali e provvisorie, alle questioni accennate. Lo studio è il frutto della collaborazione fra due realtà italiane attive nel settore come RSE e ANIE Energia – Gruppo Accumuli.

RSE, grazie alle attività svolte nell'ambito della Ricerca di Sistema per il Settore Elettrico, possiede competenze e continuamente sviluppa conoscenze sui sistemi di accumulo, sia attraverso lo sviluppo e la caratterizzazione di tecnologie elettrochimiche, sia con l'esecuzione di valutazioni tecnico-economiche sull'impiego dei Sistemi di Accumulo (SdA) per la fornitura di servizi di rete, grazie anche allo sviluppo di appositi strumenti di simulazione.

ANIE Energia – Gruppo Accumuli è costituita da un gruppo di importanti e dinamiche aziende, sia nazionali che multinazionali, operanti in tutti i segmenti della filiera dei sistemi di accumulo elettrochimico. Il Gruppo promuove e svolge studi sulle prospettive dei sistemi di accumulo elettrochimico, in un costruttivo e propositivo rapporto con il mercato e con le Istituzioni del settore.

Regolazione primaria

Il servizio di regolazione primaria oggi è reso dalle unità di produzione convenzionali di grosse dimensioni (>10 MVA), che riservano alla regolazione primaria l'1,5% della loro potenza nominale (10% nelle isole). Si tratta di un servizio obbligatorio e oggetto di remunerazione, su base volontaria, secondo l'energia di regolazione effettivamente fornita, in accordo a quanto previsto dalla delibera 231/2013/R/EEL dell'AEEGSI. La progressiva diminuzione delle unità di produzione convenzionali in servizio per far posto a quelle FRNP, che hanno priorità di dispacciamento, riduce la potenza regolante disponibile, ma esiste un valore minimo che deve essere garantito al sistema elettrico, pena ripercussioni sulla sicurezza. Assumendo di mantenere l'esenzione dalla fornitura della regolazione primaria per le unità FRNP (riservare una banda di potenza vorrebbe dire non sfruttare appieno la fonte rinnovabile, con conseguente riduzione dell'energia prodotta), si può ipotizzare che la corrispondente banda di regolazione sia fornita da SdA completamente dedicati a tale scopo. Tale ipotesi è stata valutata simulando l'erogazione del servizio da parte di una batteria, con riferimento a una sequenza di alcune settimane del valore della frequenza della rete acquisito con apposita strumentazione. Il risultato della simulazione dimostra che, con l'attuale schema di remunerazione del servizio di regolazione primaria, i ricavi realizzati dalla batteria sono ben lontani dal coprire i suoi costi di investimento. Pertanto, qualora il contributo dei SdA alla regolazione primaria fosse ritenuto necessario per la sicurezza del sistema in quanto quello della generazione convenzionale non è più sufficiente, andrebbe individuato per questi un differente schema di remunerazione rispetto a quello oggi in vigore per gli impianti di generazione. Per esempio, si potrebbe adottare una remunerazione basata sulla capacità, come già oggi avviene in Germania con prezzi che si aggirano sui 4.000 €/ MW/settimana per tutti i generatori.

Inerzia di sistema

Fra le criticità di esercizio del sistema elettrico associate alla crescente penetrazione della generazione FRNP è importante considerare la riduzione dell'inerzia del sistema, una grandezza legata alla massa dei rotori (turbina-alternatore) delle macchine rotanti collegate alla rete.

Infatti, i transitori di frequenza del sistema elettrico a seguito di guasti sono contrastati nei primi istanti dopo il guasto (fino a 500 millisecondi dall'insorgenza del guasto) dall'inerzia delle macchine rotanti. La rapidità e l'entità della risposta del sistema elettrico nei primi istanti successivi a un disturbo sono cruciali per garantire la stabilità e per la continuità del servizio: un valore troppo basso dell'inerzia di sistema potrebbe non essere in grado di far fronte a una contingenza del sistema, che potrebbe diventare critica e provocare l'intervento dei piani di difesa automatici del sistema elettrico, con conseguente disalimentazione di una parte del carico. Quando la generazione FRNP copre una quota rilevante del carico, oltre alla scarsità di capacità di regolazione (margine di riserva di potenza) precedentemente esaminata, può verificarsi nel sistema anche un deficit di inerzia. Infatti i generatori FRNP di solito non sono in grado di fornire risposta inerziale, perché non dispongono di un "volano" energetico (è questo il caso del fotovoltaico) o, quando lo possiedono (come nel caso dell'eolico), le tipologie di macchine elettriche con cui sono realizzati non offrono questa caratteristica. Le criticità sono particolarmente evidenti in sistemi elettrici isolati o debolmente interconnessi (per esempio, quello irlandese), ma si presentano ormai anche in sistemi interconnessi di grandi dimensioni. I SdA possono fornire una risposta in potenza molto rapida, rendendo disponibili per brevi periodi potenze anche nettamente superiori a quella nominale. Questa caratteristica può essere sfruttata, con l'ausilio di opportune logiche di controllo, per incrementare i margini di regolazione e migliorare la risposta inerziale dell'intero sistema elettrico considerato. Il contributo all'inerzia da parte di una batteria di 20 MW è stato simulato nel modello del sistema elettrico della Sardegna, valutando quantitativamente il supporto che la batteria è in grado di fornire alla stabilità della frequenza in occasione di gravi disservizi di rete che avvengano in presenza di grandi quantità di generazione FRNP in esercizio. Occorre tuttavia osservare che a oggi il mercato elettrico non prevede un riconoscimento economico di tale servizio, che si ritiene già intrinsecamente fornito dalle unità convenzionali in esercizio. Qualora risultasse necessario che tale servizio sia reso anche dai SdA, per sopperire alla carenza di generatori "rotanti", andrebbe prevista un'esplicita e adeguata remunerazione del servizio stesso, per contribuire al recupero dei costi di investimento.

Per il mercato di bilanciamento

Un SdA può contribuire alla flessibilità del sistema elettrico partecipando come unità indipendente al mercato del bilanciamento, con opportune offerte a salire (erogazione di energia) e a scendere (assorbimento di energia). Per valutare l'operatività e il risultato economico di un SdA dedicato a tale servizio, si è proceduto a simulare il comportamento di SdA, di diverse taglie e tecnologie - con riferimento alle offerte accettate sul Mercato di Bilanciamento nell'anno compreso tra Maggio 2013 e Aprile 2014. Per ciascun quarto d'ora di tale periodo è stato definito un prezzo di offerta a salire (PUP) e un prezzo di offerta a scendere (PDN) per l'energia gestita dal SdA. Le offerte presentate del SdA vengono quindi confrontate con quelle accettate in MB e quando risultano più convenienti vengono selezionate, con conseguente movimentazione di energia da parte del SdA. In caso di offerta accettata a salire, il SdA ne ottiene un ricavo, valorizzando al prezzo offerto PUP l'energia immessa in rete per quel quarto d'ora, con il limite della quantità di energia accettata e della quantità disponibile accumulata in precedenza. In caso di offerta accettata a scendere, il SdA sostiene un costo, valorizzando al prezzo offerto PDN l'energia prelevata dalla rete per quel quarto d'ora, con il limite della quantità di energia accettata e della quantità accumulabile in funzione dello

stato di carica corrente. I risultati delle simulazioni evidenziano che il ritorno economico per il SdA è maggiore nelle zone Centro-Sud e Sicilia. Tuttavia anche in queste zone i margini ottenibili dal SdA non consentono di recuperare in modo completo i costi di investimento (ai valori attuali) entro la vita tecnica della batteria. Le simulazioni effettuate dimostrano che, stante il corrente quadro regolatorio, i costi della tecnologia e i prezzi dell'energia scambiata sui mercati dei servizi, i SdA ancora non si sostengono con gli attuali meccanismi di mercato. Tuttavia la situazione è in evoluzione, sia in termini di esigenze del sistema elettrico, nel quale i servizi oggi resi dagli impianti convenzionali potrebbero non essere più sufficienti a garantire la sicurezza del sistema determinando un sensibile aumento dei prezzi dei servizi stessi, sia sul fronte tecnologico, dove la maturazione delle soluzioni esistenti e lo sviluppo di nuove tecnologie di accumulo potrebbe portare a una decisa riduzione dei costi.

Integrazione con impianti a carbone

Si è considerata l'ipotesi di integrare un'unità termoelettrica alimentata a carbone con un SdA elettrochimico dimensionato per soddisfare l'obbligo di riserva primaria per la regolazione di frequenza imposto all'unità termoelettrica. La presenza del SdA consentirebbe di offrire sul mercato una quota aggiuntiva di producibilità, che diversamente sarebbe destinata a garantire il servizio di regolazione della frequenza di rete.

La valutazione è stata eseguita prendendo a riferimento un moderno gruppo termoelettrico di grande taglia (660 MW lordi) ed i reali dati – energia offerta e venduta, prezzo di cessione sul Mercato del Giorno Prima (MGP) – relativi ad un periodo della durata di un anno. Si è considerato un SdA avente la potenza complessiva di 10 MW e 10 MWh, ipotizzando un investimento di 12 MEuro. Si è calcolata la quantità di energia che, in aggiunta a quella effettivamente venduta, sarebbe stata prodotta e venduta nel caso in cui la riserva primaria fosse stata garantita non già da una banda di potenza pari a 1,5% della potenza nominale (limitando così la potenza massima che l'impianto è in grado di produrre) mediante un SdA. Sono stati detratti gli autoconsumi e le perdite energetiche associabili al SdA.

Sulla base dei dati relativi al periodo esaminato è stato calcolato un "potenziale maggiore ricavo" pari a 3,1 M€ e, considerando i citati costi marginali di produzione e quelli associati all'autoconsumo del sistema di accumulo, si determina un "potenziale maggiore guadagno" pari a 1,7 M€.

Supponendo che i valori assunti per i calcoli possano essere ritenuti mediamente validi come riferimento anche per gli anni futuri, il potenziale maggiore guadagno associato alla soluzione prospettata (1,7 M€/anno) sarà in grado di ripagare l'investimento necessario per l'acquisto del sistema di accumulo in 7 anni. Raggiunto tale traguardo, si suppone che le batterie impiegate – a seguito dell'adozione di una oculata strategia di gestione dello stato di carica e di un grado di utilizzo non particolarmente gravoso (scariche poco profonde e non molto frequenti) – possano ancora godere di un residuo margine di vita utile, durante il quale generare profitto.

Integrazione con impianti eolici

Allo stato attuale, gli impianti eolici non sono tenuti a partecipare alla regolazione della frequenza di rete, come invece richiesto alle centrali tradizionali. Essi devono fornire un contributo in regimi di sovralfrequenza particolarmente severi, riducendo la propria immissione in rete secondo quanto richiesto dal Codice di Rete (se si tratta di impianti rilevanti connessi alla RTN) o dalle norme CEI 0-16 e 0-21 (in caso di impianti connessi alla rete di distribuzione in media o bassa tensione). E' però plausibile che il quadro regolatorio possa nel prossimo futuro subire modificazioni. Si sono quindi ipotizzati due possibili scenari che vedrebbero il gestore del parco eolico tenuto a fornire un contributo ai servizi di rete riservando, rispettivamente:

- una banda fissa – per riserva primaria – pari all'1,5% della potenza nominale, se l'impianto è in funzione con potenza superiore al 5% della stessa;
- una banda variabile, pari all'1.5% della potenza istantanea prodotta.

Il proprietario del parco dovrà quindi erogare tale servizio riservando una banda di funzionamento e quindi perdendo produzione rispetto alla disponibilità della fonte primaria (soluzione base) oppure asservire all'erogazione della riserva primaria un SdA dedicato, in modo da non intaccare la producibilità del parco.

L'analisi del caso viene svolta prendendo in considerazione un parco eolico realmente esistente – caratterizzato da una potenza nominale installata di 106 MW – , per il quale erano disponibili informazioni relative alla produzione effettivamente realizzata nel corso di un esercizio annuale.

La valutazione economica è stata eseguita considerando due distinte eventualità:

- ribasso del 10% [P1] rispetto al valore a base d'asta;
- ribasso del 30% rispetto al valore a base d'asta (massimo ribasso possibile).

La base d'asta è rappresentata dalla tariffa incentivante omnicomprensiva fissata per l'anno 2013, pari a 127 €/MWh.

Qualora la banda di riserva primaria venga garantita dal parco di generazione stesso, ciò implica una decurtazione dell'energia prodotta, rispetto a quella effettivamente producibile, pari all'ampiezza della banda.

Per evitare tale perdita, si è supposto di installare un sistema di accumulo tale da soddisfare il requisito dell'1,5% della potenza nominale del parco eolico, cioè 1,59 MW. L'investimento stimato è di 1,91 M€.

Il tempo di rientro dell'investimento è stato calcolato rapportando il costo di acquisto del sistema di accumulo alla differenza tra la perdita economica evitata ed il costo funzionamento delle batterie.

Nel caso in cui si assuma l'obbligo di mantenere una riserva primaria fissa, proporzionale alla potenza nominale che il parco eolico è in grado di produrre (1,5% di P_{nom}), il tempo di rientro dell'investimento è stimabile in a 2 anni e mezzo se si considera un ribasso d'asta del 10%, 3 anni e mezzo se si considera un ribasso d'asta del 30%.

Nel caso in cui si assuma l'obbligo di mantenere una riserva primaria variabile, proporzionale alla potenza nominale che il parco eolico produce istante per istante (1,5% di P_{ist}), il tempo di rientro dell'investimento – a prescindere dai costi finanziari dell'operazione – è stimabile essere pari a 9 anni e mezzo se si considera un ribasso d'asta del 10%, che diventano oltre 12 anni considerando un ribasso d'asta del 30%.

La regolazione di tensione

Uno dei servizi di rete che i SdA possono fornire, consiste nel contributo alla regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva. Si tratta in realtà di una caratteristica propria del sistema di conversione, in grado di sfasare la corrente in anticipo o in ritardo rispetto alla tensione ai morsetti di macchina, fino ai limiti di corrente del convertitore stesso.

Per quanto riguarda gli impianti connessi alle reti di alta tensione, valgono i requisiti stabiliti dai gestori delle reti di trasmissione, quando disponibili, in quanto si tratta di dispositivi innovativi, legati spesso a installazioni sperimentali, soprattutto per queste taglie. In Italia ad esempio, Terna ha già individuato le caratteristiche di questo servizio per i SdA che sta realizzando appunto sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e che potranno ragionevolmente costituire i requisiti per futuri impianti costruiti da privati.

Per i SdA connessi alle reti di media e di bassa tensione, sono disponibili rispettivamente le norme CEI 016 e CEO 021, che fissano i requisiti in termini di servizi alla rete, fra cui la regolazione di tensione.

I servizi per l'utente/produttore

La forma di autoproduzione da rinnovabili più frequentemente applicata da diverse categorie di piccoli e medi utenti è basata su impianti fotovoltaici, tipicamente sulle coperture degli edifici.

Negli ultimi anni si sono succeduti più provvedimenti per incentivare la produzione di energia da conversione fotovoltaica (Conto Energia). Con l'ultimo provvedimento (Quinto Conto Energia) è cambiato il meccanismo di incentivazione. Mentre con i precedenti provvedimenti veniva incentivata allo stesso modo tutta l'energia prodotta e si poteva usufruire dello "scambio sul posto" (ovvero era possibile e vantaggioso utilizzare la rete elettrica come un accumulo di energia infinito), con il Quinto Conto Energia è stata introdotta l'incentivazione dell'autoconsumo, cioè dell'energia FV che viene contestualmente consumata là dove è collocato l'impianto FV. Con la fine delle incentivazioni è comunque rimasta conveniente la formula dell'autoconsumo, in quanto il prezzo di acquisto dell'energia elettrica è maggiore di quello di vendita. Per aumentare la frazione di autoconsumo del FV è possibile utilizzare gli accumuli di energia posti nella rete elettrica dell'utente.

È stata svolta un'analisi costi/benefici di un sistema di accumulo per tre tipologie di utenti, nell'ipotesi che venga eliminata la disciplina dello scambi sul posto anche per le installazioni di potenza inferiore ai 500 kW:

- utenti domestici
- utenti industriali
- utenti del terziario

Per gli utenti domestici si è fatto riferimento ai dati di monitoraggio dei consumi di energia elettrica su base oraria di circa di un campione di circa 400 clienti, per i quali è disponibile di consumo orario per un intero anno. Si è ipotizzato che ciascun utente del campione fosse dotato di un impianto FV di 3 kW la cui produzione in parte soddisfa il consumo dell'utente (autoconsumo) e in parte viene immessa in rete. Per aumentare la quota di autoconsumo si è supposto di installare presso l'utente un sistema di accumulo di taglia crescente: quanto più grande è la taglia dell'SdA

tanto maggiore è la quota di autoconsumo e quindi il beneficio per l'utente. In base ai prezzi assunti per il SdA, tale beneficio risulta però insufficiente a giustificare l'investimento nel SdA, non solo ai prezzi attuali ma anche nel caso di una riduzione del 50% del prezzo del sistema di accumulo (in tal caso, solo il 3% degli utenti del campione trarrebbe un beneficio economico dal SdA).

Anche nel caso degli utenti di tipo industriale e terziario considerati nei casi di studio descritti nel rapporto, l'installazione di SdA è risultata, per i casi reali esaminati, di scarso interesse, dal momento che la potenza realisticamente installabile da fonte rinnovabile (fotovoltaico) è limitata dalle superfici di copertura e risulta una frazione modesta dei fabbisogni elettrici degli utenti, per cui la frazione di autoconsumo risulta molto elevata anche senza l'impiego degli accumuli.

L'accumulo nelle piccole isole

Il caso delle piccole isole non connesse alla rete nazionale appare intuitivamente come una situazione particolarmente favorevole allo sfruttamento delle fonti rinnovabili; come conseguenza quasi inevitabile di una maggiore produzione da rinnovabili e di una riduzione dell'impiego di combustibili, tale situazione comporta una forte propensione all'impiego di sistemi di accumulo.

Come esempio su cui valutare in modo quantitativo tali opportunità, è stata esaminata la situazione dell'isola di Pantelleria.

Le fonti rinnovabili dotate di un potenziale significativo sono in quel caso la geotermia, il fotovoltaico e l'eolico. Sono stati sviluppati differenti scenari con differente penetrazione delle fonti e per ciascuno sono state valutate diverse soluzioni di integrazione di differenti SdA, le cui configurazioni si basano sulle tecnologie attualmente più diffuse e su quelle più promettenti per i prossimi anni.

Nei casi risultati di maggior interesse, il confronto fra la situazione con e senza SdA evidenzia come i sistemi di accumulo consentano di minimizzare le situazioni con eccesso di produzione da rinnovabili, garantendo lo sfruttamento pressoché completo delle relative potenzialità produttive, e di conseguenza riducendo dal 20 al 30 % il consumo di combustibili fossili e le emissioni di CO₂. Il tempo di ritorno dell'investimento in sistemi di accumulo si colloca in questi casi fra 7 e 8 anni.

Considerazioni conclusive

L'analisi effettuata su diversi casi applicativi evidenzia la grande varietà di situazioni nelle quali è possibile ipotizzare un impiego di sistemi di accumulo elettrochimico al servizio del sistema elettrico.

I SdA risultano convenienti, ai prezzi di mercato e sulla base delle regolamentazioni attuali, solo in alcune specifiche situazioni, fra cui si citano l'integrazione in impianti alimentati a carbone, dove l'accumulo consente di assolvere all'obbligo di riserva primaria senza limitare la producibilità della centrale, e l'installazione in piccole isole non connesse alla rete nazionale, dove l'opportunità di un ampio sfruttamento delle fonti rinnovabili aleatorie comporterebbe, in assenza dell'accumulo, difficoltà a soddisfare le esigenze di stabilità della rete, mentre l'accumulo consente un pieno sfruttamento delle rinnovabili e la conseguente, forte riduzione delle emissioni e degli esborsi per acquisto di combustibili.[P3]

In altre situazioni (ad esempio i servizi di bilanciamento) la convenienza dell'impiego degli accumuli elettrochimici non è lontana e potrebbe essere raggiunta nei prossimi anni grazie al



miglioramento delle tecnologie e alla produzione di più vasta scala, con importanti riduzioni dei prezzi.

Va sottolineato che le analisi svolte hanno costantemente adottato l'approccio semplificato e prudentiale di considerare sistemi che assolvono ad un'unica funzione, e presentano quindi un solo meccanismo di remunerazione. In varie situazioni, sia nelle applicazioni di rete che in quelle domestiche, è possibile concepire un utilizzo combinato del medesimo sistema di accumulo per diversi scopi (ad esempio, gruppo di continuità, riduzione dei picchi di prelievo, autoconsumo della produzione fotovoltaica locale) ed in questi casi è ovvio attendersi un miglioramento degli indici di redditività.