



Master in
GESTIONE DELLE RISORSE ENERGETICHE
Quattordicesima edizione

Project Work



L'energia non si crea, non si distrugge, si accumula?

Gruppo Fonti Energetiche Rinnovabili

Alessandro Di Placido

Antonino Giordano

Claudia Leonardi

Flavia Li Chiavi

Sacha Ottobre

Luca Sodano



INDICE DEI CONTENUTI

Introduzione	3
1. Politiche climatiche e scelte energetiche	3
2. Il boom delle fonti rinnovabili in rete	4
3. I servizi delle tecnologie di accumulo	5
4. I vantaggi “diffusi” dei sistemi di accumulo	7
5. Il quadro normativo	8
6. Il caso studio.....	8
7. Spunti di riflessione	12

Introduzione

Il panorama energetico italiano sta vivendo dei profondi cambiamenti introdotti dallo sviluppo rapido e imponente delle fonti energetiche rinnovabili (FER).

Tale sviluppo sta infatti determinando un ripensamento dei tradizionali assetti di gestione del sistema al fine di continuare ad assicurarne la sicurezza e la sostenibilità economica.

Partendo da questi presupposti, si è intrapreso uno studio volto ad analizzare le potenzialità dei sistemi di accumulo come una delle possibili risposte alle nuove sfide imposte dalla crescita delle FER.

Sono state, in particolare, esaminate le problematiche che si verificano su un tratto critico della rete di trasmissione italiana, dove l'alta concentrazione di generazione da fonti rinnovabili discontinue supera la capacità di trasporto della stessa, imponendo la limitazione dell'energia elettrica immessa come rimedio per decongestionare la rete.

I potenziali benefici connessi ai sistemi di accumulo sono stati valutati sotto due punti di vista: in termini di benefici per la sicurezza del sistema e di vantaggi per un produttore da fonte eolica.

1. Politiche climatiche e scelte energetiche

Nel corso degli ultimi anni l'Unione europea ha assunto un ruolo di primordine nel dibattito globale sulla questione climatica, impegnando i propri Stati Membri ad avviare una transizione verso un modello di società *low carbon*. La politica ambientale dell'Unione ha avuto inevitabili ripercussioni sulle scelte di politica energetica comunitarie e degli Stati Membri, spingendo tra l'altro, ad un forte sviluppo delle fonti rinnovabili.

Il primo passo per promuovere la sostenibilità energetica ed ambientale è stato compiuto dall'UE nel 2008 con l'approvazione del cosiddetto "pacchetto clima/energia" volto a ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra, ridurre del 20% i consumi di energia, consumare energia per il 20% rinnovabile e consumare energia nei trasporti per il 10% da biocombustibili, entro il 2020.

L'obiettivo sulle fonti rinnovabili è stato recepito a livello nazionale con la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso di energia da FER che ha assegnato ad ogni Stato Membro obiettivi vincolanti in linea con il target complessivo UE.

La transizione energetica che l'Europa ha avviato sta comportando anche una pianificazione delle scelte a lungo termine: in quest'ottica, la Commissione europea nel 2011 ha adottato la "Energy Roadmap 2050", comunicazione dove sono ipotizzati diversi scenari per conseguire una riduzione dell'85% (rispetto al 1990) delle emissioni di CO₂ del settore energetico entro il 2050. Per raggiungere questo ambizioso target il comparto energetico sarà chiamato ad importanti cambiamenti che prevedono, tra l'altro, una penetrazione della quota di energia elettrica sulla domanda finale di energia del 36%-39% al 2050 ed una generazione da energie rinnovabili che traguarderà il 55% dei consumi finali di energia (nell'ipotesi di uno sviluppo dei sistemi di stoccaggio questa quota potrebbe raggiungere anche il 97%).

La Direttiva 2009/28/CE ha assegnato all'Italia l'obiettivo del 17% di energia da fonti rinnovabili sul consumo energetico finale al 2020 ed, in risposta alle richieste dell'Unione europea, il governo italiano ha presentato nel luglio del 2010 il Piano d'Azione Nazionale (PAN) per lo sviluppo delle fonti rinnovabili che scompone l'obiettivo del 17% nei settori Elettricità (26%), Riscaldamento-Raffreddamento (17%) e Trasporti (10%).

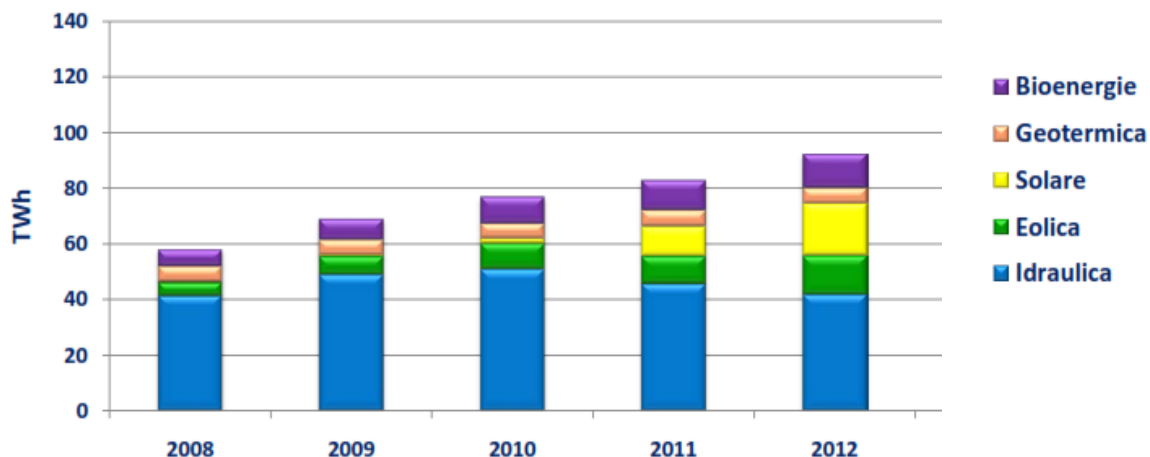
Le scelte energetiche del nostro Paese sono state ribadite nel marzo 2013 con la promulgazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN). Frutto di un'ampia consultazione pubblica, la SEN si ripropone di raggiungere e superare gli obiettivi di generazione rinnovabile assegnati dal pacchetto 20-20-20 e, al contempo, di alleggerire gli oneri per la collettività, allineando gli incentivi alle fonti rinnovabili alla media europea.

Gli obiettivi quantitativi fissati dalla SEN prevedono che la generazione rinnovabile raggiunga il 19-20% dei consumi finali lordi. L'obiettivo del settore elettrico punta al 35-38%, cioè circa 120-130 TWh/anno.

2. Il boom delle fonti rinnovabili in rete

Lo scenario politico fin qui analizzato rappresenta il contesto che ha favorito lo sviluppo delle rinnovabili nel nostro Paese, assicurandone un trend di crescita costante. Il peso delle fonti rinnovabili nel mix energetico è aumentato in poco più di cinque anni di quasi il 60%: la produzione di energia rinnovabile nel 2008 si attestava infatti a 58 TWh e nel 2012 ha raggiunto 92 TWh (Figura 1).

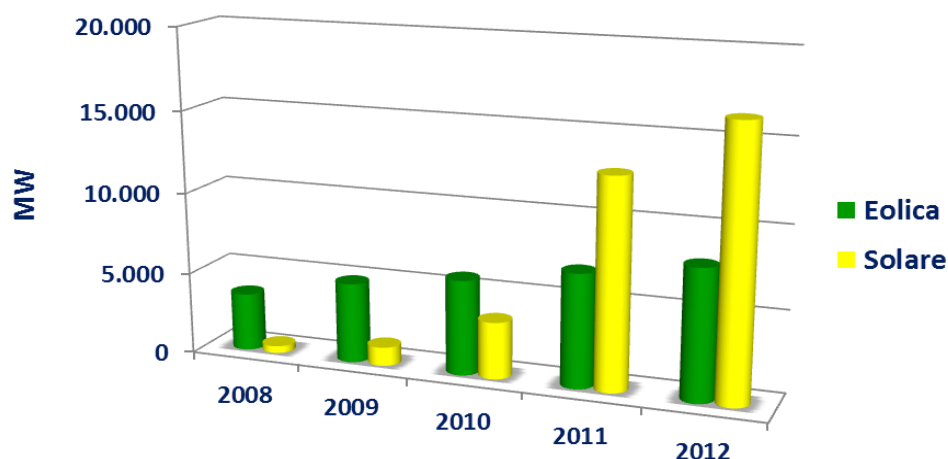
Figura 1: Evoluzione della produzione lorda rinnovabile in Italia 2008-2012



Fonte: Elaborazione SAFE su dati GSE

Lo sviluppo più imponente l'hanno fatto registrare le fonti energetiche discontinue, altrimenti dette "non programmabili", che sono cresciute in pochi anni del 512%. Dal 2008 al 2012, la fonte solare da 432 MW ha raggiunto i 16.350 MW, e la fonte eolica è aumentata da 3.538 MW a 7.970 MW (Figura 2).

Figura 2: Crescita potenza eolica e solare 2008-2012



Fonte: Elaborazione SAFE su dati GSE

La crescita delle immissioni in rete da fonte eolica e solare ha introdotto un grado di aleatorietà e complessità nei delicati equilibri del sistema di trasmissione. La rete elettrica nazionale è stata infatti concepita per gestire flussi di energia prevedibili e monodirezionali, orientati da pochi punti di produzione a molti centri di consumo. Questo paradigma di gestione "top-down" è stato messo però in discussione dai presupposti della generazione diffusa: molti punti di immissione di produzione intermittente sparsi sul

territorio e il doppio ruolo “produttore/consumatore” assunto da una quota sempre maggiore di utenti, i cosiddetti “prosumers”. Governare le criticità che le rinnovabili pongono per la sicurezza e la sostenibilità economica del sistema, significa rendere le reti elettriche attive e flessibili, in una parola, intelligenti, e capaci quindi di risolvere:

- l’aumento delle ore di congestione in alta, media e bassa tensione, che si verifica a causa del fatto che lo sviluppo della capacità di generazione rinnovabile non è andato di pari passo al rinforzo delle infrastrutture di rete. Ciò comporta un aumento della separazione in zone del sistema e impatta sugli esiti del Mercato del Giorno Prima;
- il mancato dispacciamento dell’energia rinnovabile, a causa del raggiungimento dei limiti di transito di alcune direttrici critiche, e la conseguente necessità di limitare la produzione delle fonti rinnovabili e aumento del rischio di energia non fornita agli utenti finali;
- l’aumento del fabbisogno di capacità di regolazione primaria, servizio fino ad oggi fornito da impianti a fonti tradizionali che però sono chiamati a produrre sempre di meno a causa della crescita delle fonti rinnovabili non programmabili e alla loro priorità di dispacciamento, cosa che comporta una riduzione continua dello spazio contendibile sul mercato elettrico. La non completa programmabilità del solare e dell’eolico, unita alla loro crescente incidenza, provoca inoltre un aumento dei quantitativi di riserva terziaria da approvvigionare sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (il gestore stima che al 2020 il fabbisogno di riserva subirà un incremento di circa 1.200 MW e 2.000 MW, rispettivamente nel 50% e nel 20% delle ore dell’anno, rispetto ad un fabbisogno attuale di circa 2.500 MW);
- la crescita delle esigenze di bilanciamento con elevate caratteristiche di rapidità, per far fronte alle rampe di carico serali dovute al calo della produzione fotovoltaica e all’aumento dei consumi di elettricità. Questa criticità implica la necessità di approvvigionare “riserva rotante” sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, cioè avere a disposizione diverse unità di produzione che funzionano a carico parziale, che sono soggette a frequenti transitori e che aumentano i costi marginali del sistema.

Delle possibili risposte a queste esigenze possono essere individuate nel potenziamento delle infrastrutture di rete, nel miglioramento delle previsioni delle immissioni come parte di un percorso di responsabilizzazione dei produttori da fonte rinnovabile, e nell’aumento della flessibilità del sistema, attraverso l’installazione di sistemi di accumulo dell’energia elettrica.

3. I servizi delle tecnologie di accumulo

I sistemi di stoccaggio di energia offrono due possibili macro famiglie di servizi, *Energy Intensive* e *Power Intensive*. In entrambi i casi si tratta di poter immettere e prelevare dalla rete notevoli quantità di energia: nel caso di un servizio *Power* questa prestazione è garantita per brevi periodi, mentre un’applicazione *Energy* svolge il servizio per lunghi periodi.

Tra le possibili applicazioni *Energy* rientrano i servizi di risoluzione delle congestioni, riaccensione del sistema e regolazione con riserva terziaria. Mentre i servizi *Power* offrono regolazione con riserva primaria e secondaria.

L’unica tecnologia ad oggi matura per l’accumulo di energia è rappresentata dagli impianti di pompaggio. Si tratta di sistemi che da decenni vengono impiegati nelle reti elettriche per ottenere un disaccoppiamento tra produzione ed utilizzo di energia e che, a livello globale nel 2010, coprivano il 99% dei sistemi di accumulo dell’energia elettrica in termini di potenza installata. In tali tecnologie, l’energia elettrica è accumulata sottoforma di energia potenziale meccanica, grazie alla possibilità di generare un flusso d’acqua ciclico tra due invasi posti a quote differenti. Durante la fase di generazione (tipicamente durante le ore di punta dei consumi) l’acqua scende a valle andando a muovere una turbina idraulica producendo energia elettrica. Quando c’è un eccesso di disponibilità di energia elettrica, questa è sfruttata per azionare delle pompe che riportano l’acqua all’invaso superiore, rendendo disponibile un nuovo contenuto di energia potenziale per un nuovo ciclo di generazione. L’efficienza di questi sistemi, con turbine reversibili, è circa

dell'80%. I benefici connessi ai pompaggi sono due: lo sfruttamento dell'energia prodotta a basso costo anche nelle ore di scarsa domanda (*time shift*) e la riduzione degli avviamenti delle centrali termoelettriche. In Italia la capacità installata di pompaggi è di 7,5 GW, in gran parte situati nelle regioni del nord.

L'incremento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, ha portato anche ad un interesse nei confronti di tecnologie caratterizzate da una bassa diffusione e da alti costi: da questo punto di vista i sistemi più appetibili sono i CAES (*Compressed Air Energy Storage*) e gli accumulatori di tipo elettrochimico, o batterie.

I sistemi CAES, si avvalgono di un compressore multistadio azionato da un motore elettrico durante i periodi di eccesso di produzione o bassa richiesta di energia elettrica: l'aria compressa stoccata in un sistema di accumulo che può essere una caverna salina o un acquifero profondo, successivamente viene fatta espandere in una turbina a gas che aziona un generatore. Questi sistemi hanno efficienze complessive del 65% e consentono, a parità di consumo di gas naturale, di ottenere un'efficienza di utilizzo del combustibile equivalente ai migliori cicli combinati, con una flessibilità operativa superiore.

Al 2010 risultano installati 440 MW di sistemi CAES, di cui gli esempi più significativi si trovano in Germania (290 MW) e negli Stati Uniti (110 MW); in Italia ENEL ha testato la tecnologia presso Sesta (Sicilia) con una piccola unità da 25 MW.

I sistemi di accumulo elettrochimici hanno caratteristiche di versatilità e si prestano bene sia per applicazioni *Energy* che *Power Intensive*.

I principali parametri che caratterizzano le batterie sono:

- *Capacità (C)*: si ottiene moltiplicando l'intensità di corrente che la batteria può erogare continuamente per il tempo necessario a scaricarla fino a 10,5 Volt (valore convenzionale di batteria completamente scarica). Viene misurata in ampère-ora (Ah).
- *Numero di cicli di carica/scarica*: è il numero di cicli di carica/scarica che la batteria può sopportare prima che la sua capacità decada ad un valore minore di una data percentuale del suo valore nominale (tipicamente il 50%). Il fenomeno segue una legge di decremento pressappoco lineare, che porta una riduzione della capacità all'80% del valore iniziale dopo 4.500 cicli (numero di cicli che dipendono dal tipo di tecnologia utilizzata): quindi la capacità decresce ad un tasso dello 0,04% per ogni ciclo.
- *Vita*: con l'uso, e nel corso del tempo, le prestazioni della batteria possono degradarsi, in termini di potenza, capacità e sicurezza. Il periodo di vita è la capacità della batteria di essere in grado di sopportare tale degrado nel tempo.
- *Tasso di scarica dell'accumulatore (C/x)*: la corrente che scarica la batteria in x ore. Per esempio, una batteria di capacità pari a 90 Ah con un tasso di scarica di C/2, eroga una corrente di 45 A.
- *Tasso di autoscarica*: è la percentuale di diminuzione, nel tempo indicato e alle condizioni ambientali riferite, della quantità di energia accumulata nella batteria.
- *Stato di carica (State Of Charge, SOC)*: è la percentuale di energia residua posseduta dall'accumulatore. Una batteria può essere considerata "completamente" carica se il SOC è inferiore al 100%, e può essere considerata come "scarica" intorno al 25%.
- *Profondità di scarica (Depth Of Discharge, DOD)*: è il valore ottenuto dalla differenza tra il massimo ed il minimo SOC.

Le batterie differiscono a seconda della chimica utilizzata presentando una vasta gamma di soluzioni. In particolare le batterie Sodio/Zolfo (Na/S) e quelle Ioni di Litio (Li/Ion) si prestano meglio allo stoccaggio dell'energia elettrica.

Gli accumulatori agli Ioni di Litio sono costituiti da un anodo in strati di grafite dove sono "immersi" atomi di litio, mentre il catodo è un sale di litio (solitamente LiMn_2O_4) e l'elettrolita è una soluzione di perclorato di litio LiClO_4 in etilencarbonato $\text{C}_2\text{H}_4\text{CO}_3$, un solvente organico.

Tali batterie hanno densità energetica, numero di cicli di carica-scarica e prestazioni complessive elevate. Vengono usati nei *laptop*, nei moderni telefoni e praticamente in tutti i dispositivi portatili ad alta tecnologia. Durante il processo di carica, il litio presente nell'elettrodo positivo si ionizza e si sposta sull'elettrodo negativo; durante la scarica si ha il processo opposto ed il composto iniziale si ricrea. Una volta terminata la carica, la maggior parte degli ioni si trova sull'elettrodo negativo. La reattività chimica del

litio resta elevata e rappresenta una maggiore minaccia per la sicurezza dell'utente: elevate tensioni, cariche eccessive e cortocircuiti sono potenzialmente in grado di innescare un transitorio termico fuori controllo ed anche la combustione del solvente elettrolitico. Le batterie Li-Ion richiedono perciò un maggiore livello di controllo sul potenziale e sulla temperatura delle cellule rispetto ad altre batterie. A causa del piccolo consumo del circuito di monitoraggio della tensione, le batterie Li-Ion si autoscaricano lentamente. Le efficienze raggiungono il 90% e si stima una vita attesa (con DOD 80%) di 6.000 cicli.

Le batterie Sodio/Zolfo (Na/S) lavorano ad una temperatura attorno ai 300 °C, necessaria sia per mantenere allo stato fuso gli elettrodi (sodio all'anodo e zolfo al catodo), sia per aumentare la conducibilità dell'elettrolita (ossido di alluminio solido); questa caratteristica consente di ottenere energie specifiche molto elevate senza il bisogno di ricorrere a materiali eccessivamente pregiati. Durante la fase di scarica il sodio si ossida e gli ioni positivi attraversano l'elettrolita congiungendosi al catodo con lo zolfo formando polisolfuri di zolfo; essendo il processo reversibile, nella fase di carica l'energia elettrica induce i polisolfuri di sodio a liberare gli ioni positivi che attraversano l'elettrolita per ricombinarsi come sodio elementare. Le efficienze raggiungono l'80% e si stima una vita attesa (con DOD 80%) di 4.500 cicli. Attualmente si stimano 316 MW installati a livello mondiale, con in particolare una batteria da 34 MW in Giappone a servizio di un parco eolico.

Analizziamo meglio gli accumuli elettrochimici.

4. I vantaggi “diffusi” dei sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo elettrochimico presentano molteplici vantaggi rispetto alle altre tecnologie utilizzabili per stoccare l'energia elettrica, ma hanno anche degli aspetti critici da risolvere.

Tra gli aspetti positivi si possono annoverare l'elevata modularità e la facilità d'installazione che garantisce una notevole flessibilità di utilizzo in molteplici siti; la breve tempistica di realizzazione e l'assenza di iter autorizzativi; la localizzazione diffusa sulla rete e la conseguente possibilità di posizionare le batterie in prossimità dei numerosi punti di generazione da fonti rinnovabili intermittenti; l'amovibilità dei dispositivi che ne consente il reimpiego per rispondere alle criticità nel medio e lungo periodo; un impatto visivo ridotto qualora i dispositivi siano localizzati all'interno delle stazioni elettriche.

Tra gli aspetti negativi rientrano gli ampi spazi occupati (1 MW occupa 15 m²); gli elevati investimenti rispetto alla durata del ciclo di vita (il *Department of Energy of United States* stima un costo di 1.500.000 €/MW comprendente il costo capitale delle batterie, sistemi di conversione e l'ingegneria-costruzione); il rischio d'impatto ambientale dovuto alla possibile fuoriuscita di agenti chimici.

Nello studio effettuato si è scelto di analizzare i potenziali benefici connessi ad un accumulo elettrochimico Sodio-Zolfo (Na/S).

Rispetto alle batterie a Litio-Ioni, tale tecnologia ha infatti un rapporto energia/potenza idoneo a svolgere la risoluzione delle congestioni derivanti dall'ingente potenza eolica installata nell'area considerata, ovvero idonea all'applicazione *Energy Intensive*. È inoltre una batteria matura da un punto di vista tecnologico e presenta, tra gli accumuli elettrochimici, una buona diffusione nel mondo: gli accumuli elettrochimici presentano circa 430 MW di potenza installata e, considerando le Na/S, queste ne rappresentano il 74%, ovvero 316 MW. In futuro, secondo uno studio McKinsey, si avranno valori della potenza installata di circa 2.000 MW.

Come tutti i sistemi di accumulo elettrochimico anche le batterie Na/S presentano degli aspetti critici: nella probabilità, molto bassa, di un evento incidentale si avrebbe un impatto atmosferico definito dal rilascio di anidride solforosa - SO₂ (inquinante a base di zolfo impattante sulla salute umana se inalata in maniera prolungata) o acido solfidrico - H₂S (veleno ad ampio spettro). È inoltre necessario, a fine vita, avviare un processo di recupero/smaltimento: il Decreto 20 novembre 2008 n° 188 (recezione della direttiva europea 2006/66/CE) impone a tal proposito l'invio delle batterie in impianti di recupero autorizzati i quali assicurino che tra tutti i rifiuti trattati, in termini di pile e accumulatori, una percentuale del 50% venga riciclata, mentre la rimanente percentuale sia inviata a smaltimento. Il costo di recupero e smaltimento si aggira intorno ai 30.000 – 50.000 €/MW.

5. Il quadro normativo

La sempre più impellente necessità di governare i cambiamenti legati allo sviluppo delle fonti rinnovabili e i vantaggi che le batterie possono offrire nel breve periodo in tal senso, ha portato il legislatore a pronunciarsi con diversi provvedimenti sull'argomento. La prima legge inerente i sistemi di accumulo è il D.Lgs. n. 28 del 3 Marzo 2011 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili che, al Titolo IV, art. 17.3, recita che *“ le sezioni del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale... possono includere sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili”*.

Nello stesso anno, il D.Lgs. n. 93 del 1 Giugno 2011 afferma che il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie.

La successiva delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ARG/elt 199/11 stabilisce invece che: *“il tasso di remunerazione del capitale investito netto in reti di trasmissione è pari all' 8,4% per gli investimenti effettuati dopo il 31 Dicembre 2011”* e che *“gli investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo hanno diritto ad una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito del 2% per dodici anni”*.

L'AEEG ha anche promosso una serie di progetti pilota in sistemi di accumulo elettrochimico volti a migliorare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico. In particolare la Del. 288/2012/R/EEL definisce le procedure di ammissione e i criteri di selezione per tali sperimentazioni mentre le Del. 43/2013/R/EEL e la 66/2013/R/EEL riguardano l'approvazione rispettivamente di due progetti pilota, di tipo *Power Intensive*, da realizzare in Sicilia e Sardegna con una taglia massima di 8 MW e di tre progetti *Energy Intensive* da realizzare in due porzioni di rete critica nella zona Sud, per una capacità complessiva di 35 MW.

6. Il caso studio

Questo è il contesto in cui si inserisce la ricerca effettuata con l'obiettivo di valutare l'impatto dei sistemi di accumulo elettrochimici su una direttrice critica della rete di trasmissione, la Benevento - Montefalcone a 150 kV.

Si sono considerati due punti di vista, valutando cosa cambierebbe per la rete e per il produttore di energia eolica, se avessero a disposizione dei sistemi di accumulo diffuso a batteria.

Nel primo caso sono stati esaminati gli effetti sulla riduzione delle ore di congestione e nel secondo caso è stata valutata la convenienza per il produttore di installare un sistema di batterie in base alla riduzione della mancata produzione eolica (MPE) e alla possibilità di rendere programmabile la produzione e offrire servizi accessori. Il modello creato per lo studio si avvale dei dati ricavati attraverso una campagna anemometrica svolta presso il comune di Montefalcone (BN), iniziata il 19 marzo 2010 e terminata il 2 marzo 2011.

In generale, l'obiettivo principale di uno studio anemometrico consiste nella valutazione della risorsa eolica disponibile in sito. Ai fini di questa ricerca, i dati sono stati utilizzati per ricavare l'energia massima che in teoria potrebbe essere prodotta ma che, a causa della limitata capacità di transito della rete di trasmissione, non è possibile spacciare.

La variabilità della fonte eolica implicherebbe di effettuare un'acquisizione duratura nel tempo, al fine di avere una migliore caratterizzazione del sito. Nel modello si è ipotizzato di applicare i dati ottenuti a tutta l'area interessata (zona Centro-Sud) e di ritenerli costanti negli anni futuri rispetto al 2010/2011. Tale ipotesi risulta convalidata da una seconda campagna: confrontando i dati si nota che, anche nei mesi invernali, la distribuzione statistica del vento è pressoché identica. Ciò ha spinto a considerare l'acquisizione annuale come base per l'elaborazione degli scenari oggetto dello studio.

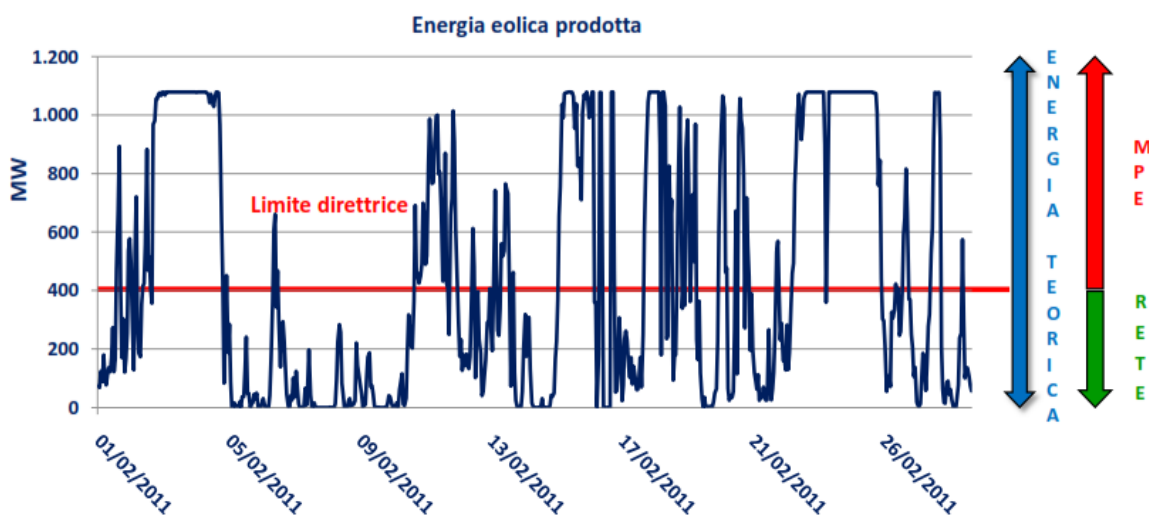
I dati anemometrici sono stati acquisiti in serie temporali, ovvero come file giornalieri, riportando il valore della velocità del vento e delle raffiche, a 20 ed a 40 metri dal livello del suolo. È stata poi effettuata una proiezione del vento ad un'altezza di 100 m, ovvero l'altezza media del mozzo degli aerogeneratori più diffusi (Vestas V90 da 2 MW e da 3 MW, ed Enercon E70 da 2,3 MW). Questi valori correlati alle curve di producibilità hanno fornito i livelli dell'energia teorica che nelle varie ore dell'anno è possibile ottenere dalla potenza eolica installata sulla direttrice.

I requisiti di sicurezza imposti dalla ENTSO-E prevedono che la direttrice di trasmissione venga esercita in assetto magliato, così da minimizzare il rischio di non alimentare i carichi sottostanti. Quando la produzione di energia da fonti rinnovabili supera questo limite di sicurezza, il gestore della rete attua un'azione di "smagliatura" per massimizzare l'energia dispacciabile. Questa modalità d'esercizio in assetto radiale provoca un aumento del rischio di non fornitura del servizio. La capacità di trasporto della direttrice in questi due assetti risulta essere variabile nell'arco delle varie ore dell'anno. Si è ipotizzato di considerare tale capacità costante per tutto l'anno, con un limite dell'assetto magliato di 250 MW e di 400 MW per l'assetto radiale.

Questi limiti di capacità indicano i livelli massimi di energia eolica che può essere accolta in rete: emerge che l'energia effettivamente dispacciata è inferiore ai livelli dell'energia teorica producibile. La differenza tra la potenza che potrebbe essere prodotta dai parchi eolici installati e la potenza massima che può transitare sulla direttrice dà luogo alla mancata produzione eolica.

Di seguito si riporta il grafico (Figura 3) di un mese tipo che evidenzia l'energia eolica immessa in rete e la mancata produzione.

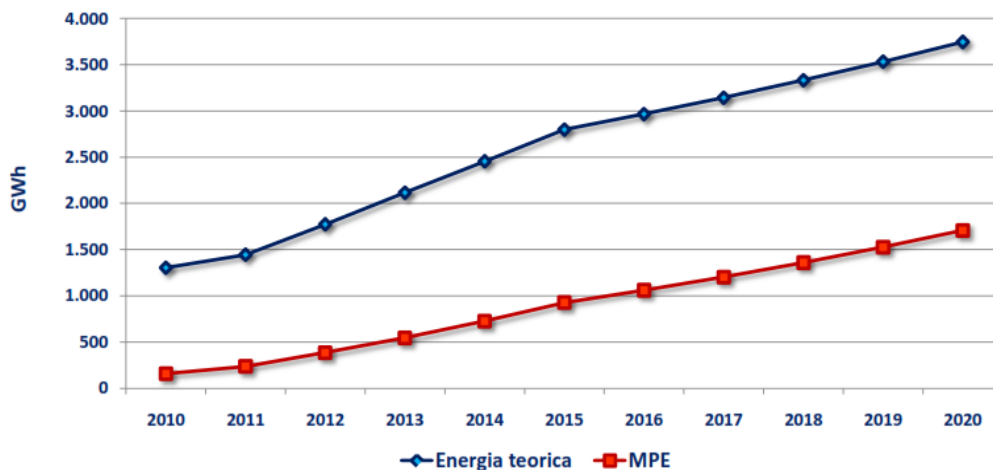
Figura 3: Energia eolica teorica producibile



Fonte: Elaborazione SAFE su dati GSE, Terna

Estendendo l'arco temporale ricaviamo l'energia producibile e la relativa MPE di un singolo anno.

Figura 4: Proiezione al 2020 dell'energia teorica producibile e della Mancata Produzione Eolica



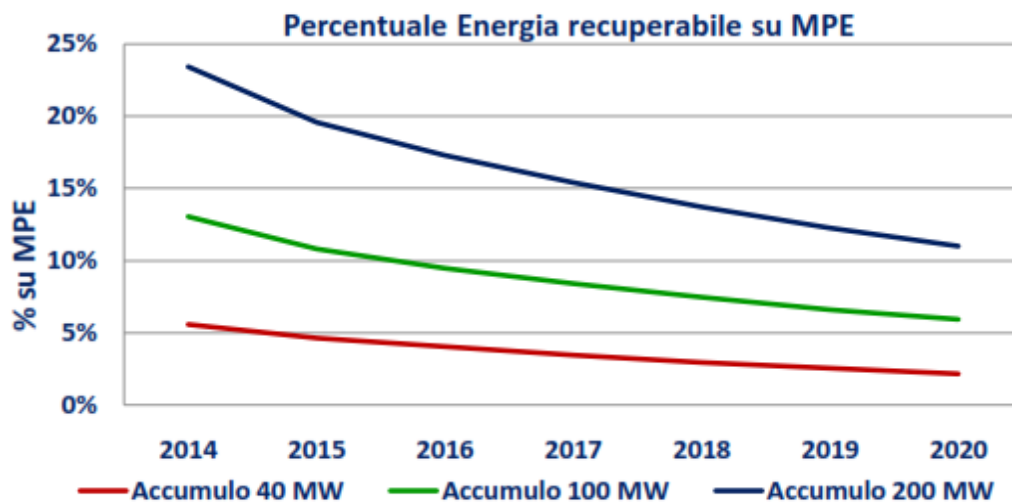
Fonte: Elaborazione SAFE su dati GSE, Terna

Dal 2010 al 2015, la potenza eolica installata è stata ricavata dai dati e dalle proiezioni GSE e Terna; successivamente, dal 2015, è stata effettuata una previsione della potenza che verrà installata, prendendo a riferimento l'asta per l'allocatione degli incentivi relativa al D.M 6 luglio 2012 (incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici), e ritenendo la crescita del 6% annua costante fino al 2020. Dal grafico si evince che nel 2013, ad un valore di circa 500 GWh di MPE corrispondono circa 2.800 ore di congestione. Al 2020, ipotizzando di mantenere invariate le condizioni attuali della direttrice, e con questo trend di crescita della potenza installata, le ore di congestione potrebbero aumentare del 30%, il che significherebbe perdere quasi la metà dell'energia rinnovabile di cui potremmo disporre.

Quanta di questa energia potremmo recuperare, migliorando al tempo stesso la sicurezza, attraverso l'applicazione di un sistema di accumulo sulla direttrice critica? Si è considerata una batteria Na/S dal rapporto energia/potenza pari a 6,6 ed un'efficienza di round trip pari al 76%.

Nel modello il processo di carica viene effettuato solo nel momento in cui si verificano le congestioni. L'analisi della campagna anemometrica rileva una variabilità elevata della fonte eolica; la potenza stoccabile massima è stata calcolata sotto l'ipotesi di integrare il sistema di gestione della batteria (*Battery Management System*) con un sistema di *forecast* meteorologico, comunicanti con il sistema di *dynamic thermal rating* (sistema che consente di determinare la portata massima della rete in funzione delle condizioni meteorologiche). Queste condizioni sono necessarie per far entrare in carica l'accumulo ogni qual volta si ha una congestione per più di due ore consecutive, tutelandolo allo stesso tempo dal degrado precoce causato da frequenti cicli di carica/scarica parziali e brevi. Il processo di scarica viene effettuato rispettando i limiti di rete e considerando gli effetti del degrado delle prestazioni della batteria nel tempo. L'energia reimessa nel sistema aumenta o diminuisce a seconda che prevalga l'effetto dell'aumento della potenza o del degrado della batteria: si possono recuperare 40 GWh di mancata produzione eolica con una batteria da 40 MW, e 170 GWh con un accumulo diffuso da 200 MW.

Figura 5: Proiezione al 2020 dell'energia reimessa in rete per varie taglie di accumulo



Con la taglia da 40 MW si recupera il 6% della mancata produzione eolica e si riducono le ore di congestione del 7,5%; con un accumulo diffuso da 200 MW si riduce la mancata produzione eolica del 24%, che in termini di sicurezza significa ridurre del 17% le ore di congestione (Figura 5).

Il secondo punto di vista dello studio è quello di un produttore che valuta l'installazione un sistema di accumulo al servizio di un parco eolico da 35 MW che insiste sulla medesima direttrice, ed è incentivato dal D.M. 6 luglio 2012. Nel modello si è partiti dal presupposto che la produzione dell'impianto viene limitata in maniera proporzionale alla MPE che si ha su tutta la direttrice, e che si abbia la possibilità di immettere l'energia in rete solo quando questo non violi i limiti della direttrice.

Le voci di costo prese in analisi sono state:

- Un sistema di *storage* da 1,5 mln €/MW, in cui la componente batteria incide per il 90%;
- Operation and Maintenance;
- Prezzo medio zonale orario, calcolato effettuando una media per le singole 24 ore di ogni giorno dei singoli mesi, degli ultimi tre anni (2010, 2011, 2012).

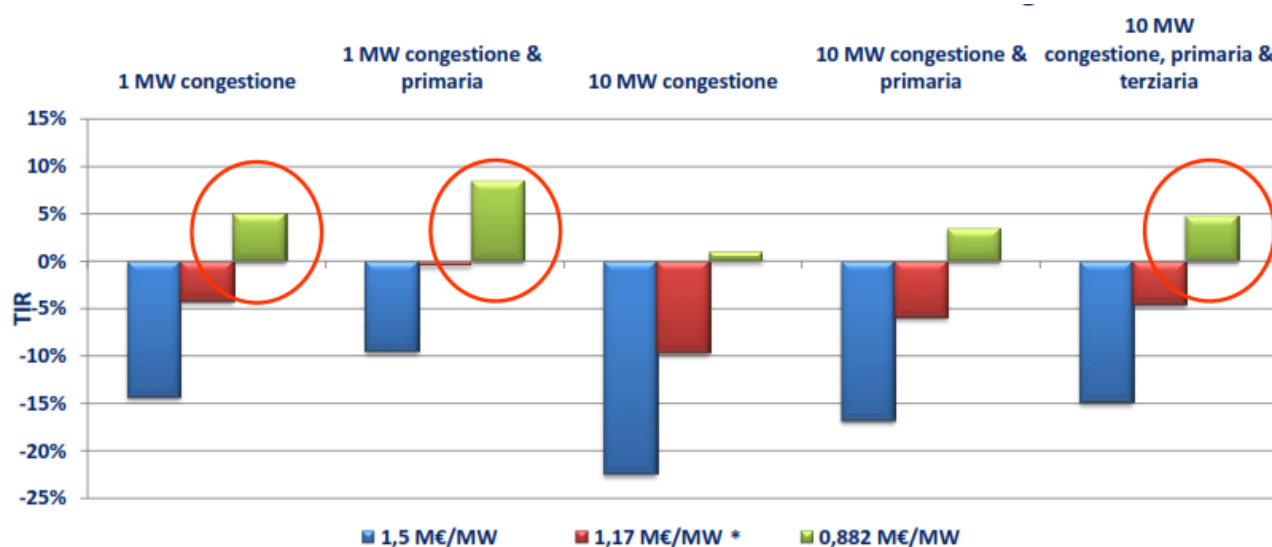
I sistemi di accumulo da 1 MW e 10 MW che offrono soltanto il servizio di risoluzione delle congestioni presentano flussi di cassa negativi. È stata quindi aggiunta un'ulteriore ipotesi, ovvero la possibilità di estendere ad un impianto eolico l'applicazione della delibera 231/2013/EEL dell'Autorità che prevede di remunerare la riserva primaria. È emerso che sommando la remunerazione per l'offerta del servizio di risoluzione delle congestioni alla remunerazione per l'offerta di riserva primaria, e aggiungendo anche la remunerazione per l'offerta del servizio di riserva terziaria, i tassi di rendimento continuano ad essere negativi (Tabella 1).

Tabella 1: Input economici

Output	1 MW	10 MW	1 MW	10 MW	10 MW
TIR a 15 anni [%]	-14	-23	-10	-17	-15
VAN [k€]	-157	-3.770	-0,53	-2.200	-1.500
IP	0,37	0,18	0,53	0,30	0,36

Di quanto dovrebbe quindi scendere il costo della tecnologia affinché l'investimento generi flussi di cassa positivi? Dall'analisi di sensitività effettuata è emerso che il costo della tecnologia dovrebbe scendere del 44% per conseguire tassi di rendimento positivi in tutti gli scenari.

Figura 6: Analisi di sensitività del tasso di rendimento al variare dei costi della tecnologia



* Proiezione U.S. DOE al 2019

In particolare la taglia da 1 MW offrirebbe rendimenti superiori rispetto ad un Titolo di Stato a 15 anni (4,67%) sia svolgendo il solo servizio di risoluzione delle congestioni che con il servizio di risoluzione delle congestioni e riserva primaria. La taglia da 10 MW presenterebbe invece un rendimento superiore al 4,67% solo con tutti i servizi (risoluzione delle congestioni, riserva primaria e terziaria).

7. Spunti di riflessione

La fase di transizione del panorama energetico impone con urgenza la necessità di integrare le fonti rinnovabili nel sistema e i sistemi di accumulo di energia elettrica sono in grado di offrire un contributo per rispondere alle nuove esigenze del comparto elettrico e dei produttori di energia da fonti rinnovabili discontinue.

La possibilità di accumulare energia potrebbe infatti aumentare la flessibilità e la sicurezza della rete di trasmissione: consentirebbe di diminuire le ore di congestione e di recuperare una parte dell'energia rinnovabile che viene dispersa a causa delle limitazioni imposte dal gestore per garantire la sicurezza del sistema.

Dallo studio effettuato emerge che installando un sistema di accumulo da 40 MW si recupera il 6% della mancata produzione eolica e si riducono le ore di congestione del 7,5%; con un accumulo diffuso da 200 MW si riduce la mancata produzione eolica del 24%, che in termini di sicurezza significa ridurre del 17 % le ore di congestione.

Ipotizzare di poter disporre di un sistema di accumulo al servizio di un parco eolico significa rendere programmabile la produzione e offrire servizi accessori. La convenienza economica di installare questi dispositivi dipenderà tuttavia dall'evoluzione della normativa e dalla diffusione della tecnologia. L'analisi di sensitività suggerisce infatti che l'investimento in un sistema di accumulo diffuso potrebbe conseguire tassi di rendimento superiori al 4,67% qualora il costo dei dispositivi scendesse del 44%.

Affinché il contributo dei sistemi di accumulo possa essere ritenuto un'opzione economicamente sostenibile è necessario avviare un programma di investimenti in ricerca e diffusione delle tecnologie, compiendo dei passi in avanti nell'integrazione efficiente delle fonti rinnovabili nel sistema.

L'Italia sta affrontando questa sfida con un ruolo da capofila: "l'ingegno nazionale" ancora una volta è chiamato a trovare delle soluzioni innovative a criticità che anche le altre nazioni affronteranno a breve. Questa sfida è un'opportunità per sviluppare una filiera nazionale in un settore innovativo, in grado di valorizzare il *know how* italiano e di favorirne l'esportazione nel mondo.