



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo
di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di
distribuzione attive automatizzate

Report 1 – Analisi dello stato dell'arte

M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo



Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni

Università degli Studi di Palermo

Report RdS/2011/303

ANALISI E DEFINIZIONE DI STRATEGIE DI GESTIONE E CONTROLLO DI SISTEMI DI
ACCUMULO ELETTRICO PER APPLICAZIONI IN RETI DI DISTRIBUZIONE ATTIVE
AUTOMATIZZATE
REPORT 1 – ANALISI DELLO STATO DELL'ARTE

M. Conte, G. Graditi (ENEA)

M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo (DIEET-Università di Palermo)

Settembre 2011

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale

Progetto: Sistemi avanzati di accumulo di energia

Responsabile Progetto: Mario Conte, ENEA



DIEET - DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA,
ELETTRONICA E DELLE TELECOMUNICAZIONI

Università degli Studi di Palermo

Accordo di Programma MSE-ENEA

Area: “Governare, Gestione e Sviluppo del Sistema Elettrico Nazionale”

Tema di ricerca: “Infrastrutture: accumulo dell’energia elettrica”

Progetto 1.2.2: “Sistemi avanzati di accumulo”

**Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo
di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione
attive automatizzate**

Report 1 – Analisi dello stato dell’arte

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO

Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni

Viale delle Scienze - Parco d'Orleans,

90128 - PALERMO

Cod. Fisc. 80023730825



INDICE

Premessa generale	pag. 6
I. Generalità sui sistemi di accumulo dell'energia elettrica	pag. 7
I.1 Caratteristiche principali	pag. 7
I.2 Cenni introduttivi sulle finalità applicative nel sistema elettrico di potenza	pag. 15
II. Sistemi di accumulo di tipo elettrochimico	pag. 19
II.1 Premessa	pag. 19
II.2 Batterie al piombo acido	pag. 20
II.2.1 Prestazioni	
II.2.2 Modello matematico	
II.3 Batterie a base di nichel	pag. 25
II.3.1 Batterie nichel/cadmio	
II.3.2 Batterie nichel/idruri metallici	
II.4 Batterie ad alta temperatura	pag. 28
II.4.1 Batterie sodio/zolfo	
II.4.2 Batterie sodio/cloruro di nichel (ZEBRA)	
II.5 Batterie al litio	pag. 32
II.6 Batterie a circolazione di elettrolita	pag. 35
II.6.1 Batterie zinco-bromo	
II.6.2 Batterie ai sali di vanadio	
III. Sistemi di accumulo di tipo meccanico ed elettrico	pag. 40
III.1 Premessa	pag. 40
III.2 Sistemi di accumulo ad aria compressa	pag. 40
III.3 Volani	pag. 42
III.3.1 Prestazioni e possibili applicazioni	
III.4 SMES - Superconducting Magnetic Energy Storage	pag. 46
III.4.1 Vantaggi e limiti	
III.5 Supercapacitori	pag. 50
III.5.1 Modello matematico di un supercapacitore	
III.5.2 Prestazioni e possibili applicazioni	
IV. Possibile ruolo dei sistemi di accumulo nell'integrazione della generazione di energia da fonti rinnovabili	pag. 57
IV.1 Premessa	pag. 57
IV.2 Cenni sulle problematiche di bilanciamento della potenza e sui servizi di dispacciamento nei sistemi elettrici	pag. 57
IV.3 Impatto degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nella gestione del sistema elettrico	pag. 61
IV.4 Principali criticità nell'integrazione di energia da fonte eolica e fotovoltaica	pag. 63
IV.5 Confronto tra diverse soluzioni possibili per aumentare la flessibilità del sistema elettrico	pag. 73
IV.6 Aspetti di localizzazione ottimale dei sistemi di accumulo	pag. 74
V. L'interfaccia sistemi di accumulo-rete	pag. 77

V.1 Premessa	pag. 77
V.2 Dispositivi di conversione della potenza utilizzati per i sistemi di accumulo	pag. 77
V.3 Configurazioni dei sistemi di conversione utilizzati per i sistemi di accumulo	pag. 81
V.4 Il sistema messo a punto dalla <i>Mitsubishi Heavy Industries</i> utilizzando batterie al litio	pag. 89

**VI. Benefici tecnico-economici per diverse applicazioni dei sistemi di
accumulo nel sistema elettrico: valutazioni e sinergie** pag. 97

VI.1 Premessa	pag. 97
VI.2 Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico	pag. 98
VI.2.1 <i>Electric Energy Time Shift</i>	
VI.2.2 <i>Electric Supply Capacity</i>	
VI.2.3 <i>Load Following</i>	
VI.2.4 <i>Area Regulation</i>	
VI.2.5 <i>Electric Supply Reserve Capacity</i>	
VI.2.6 <i>Voltage support</i>	
VI.2.7 <i>Transmission support</i>	
VI.2.8 <i>Transmission Congestion Relief</i>	
VI.2.9 <i>Transmission and Distribution Upgrade Deferral</i>	
VI.2.10 <i>Substation on-site power</i>	
VI.2.11 <i>Time of use energy cost management</i>	
VI.2.12 <i>Demand Charge management</i>	
VI.2.13 <i>Electric service reliability</i>	
VI.2.14 <i>Electric service power quality</i>	
VI.2.15 <i>Renewable Energy Time Shift</i>	
VI.2.16 <i>Renewable Capacity Firming</i>	
VI.2.17 <i>Wind generation grid integration</i>	
VI.3 Sinergie tra le diverse applicazioni	pag. 122

Fonti e riferimenti	pag. 124
----------------------------------	-----------------

Premessa generale

Il presente Report riferisce sui contenuti e sui risultati della prima fase delle attività svolte nell'ambito della ricerca dal titolo: "*Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate*", oggetto dell'Accordo di Collaborazione tra ENEA e DIEET sottoscritto nel corso del 2011.

Nel corso della prima fase delle attività, a partire da un inquadramento generale dei diversi tipi di accumulo di energia elettrica (elettrochimico, meccanico ed elettrico), è stata condotta un'analisi preliminare su metodologie, sistemi d'interfaccia e tecniche di controllo dei sistemi di accumulo, in una visione il più possibile integrata con le esigenze "di sistema", ovvero in relazione ai principali aspetti che nei prossimi anni caratterizzeranno il funzionamento delle reti di distribuzione e dei loro diversi componenti/sottosistemi, nell'ottica di transizione verso infrastrutture elettriche efficienti, flessibili, dinamiche ed interattive.

Tra tali aspetti, in relazione al contesto generale della ricerca, è stato analizzato in particolare il possibile ruolo dei sistemi di accumulo per:

- favorire l'integrazione di generazione di energia da fonti rinnovabili contribuendo a risolvere alcune criticità nei servizi di regolazione della tensione e della frequenza della rete;
- contribuire ad elevare i livelli di qualità del servizio elettrico;
- partecipare ad una gestione ottimale, in termini tecnico-economici, di tutte le risorse di rete: fonti energetiche, unità di accumulo e carichi (implementando idonei programmi di *demand-response*).

Le attività sono state condotte in sinergia con il personale tecnico di ENEA e sono state svolte prevalentemente all'interno dei locali e dei laboratori del DIEET di Palermo.

I. GENERALITA' SUI SISTEMI DI ACCUMULO DELL'ENERGIA ELETTRICA

I.1 Caratteristiche principali

I sistemi di accumulo elettrico sono definibili come sistemi che immagazzinano l'energia elettrica convertendola in un'altra forma di energia (chimica, meccanica, elettrostatica, elettromagnetica).

La prima e, per certi versi, più generale classificazione tra le tecnologie di accumulo elettrico è basata quindi sulle modalità di conversione dell'energia. Gli accumulatori elettrochimici (batterie al piombo, litio, ecc) convertono l'energia elettrica in energia chimica. L'accumulo di tipo meccanico comprende i sistemi di accumulo ad aria compressa (CAES), i volani meccanici ad alta e bassa velocità, il pompaggio di acqua. L'accumulo elettrico è costituito dai condensatori, supercapacitori, SMES.

Una seconda classificazione è basata sulle modalità di lavoro e sulle prestazioni che caratterizzano le tecnologie. Si hanno quindi sistemi che lavorano "in energia", in grado di erogare potenze con autonomie di qualche ora, tipiche delle applicazioni di *peak-shaving* o in accoppiamento con generatori a fonti rinnovabili, e sistemi che lavorano "in potenza", in grado di erogare forti potenze per tempi brevi (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi) con tempi di risposta molto rapidi, adatti ad applicazioni di *Power Quality* [1].

I sistemi di accumulo sono caratterizzati da una serie di grandezze che ne descrivono il comportamento in termini quantitativi e che sono necessarie per confrontare tecnologie di tipo diverso [2].

La capacità, espressa in Ah, è la quantità di carica elettrica che può essere estratta dal sistema durante la scarica. Nella maggior parte degli accumulatori elettrochimici questo parametro non è univoco ma dipende dal valore della corrente di scarica e dalla temperatura. La capacità nominale, dunque, è la capacità corrispondente ad un particolare regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata e ad una temperatura di riferimento (tipicamente 25 °C).

In figura I.1 sono mostrati, a titolo di esempio, gli andamenti delle capacità normalizzate (rapportate alla capacità nominale) al variare della corrente di scarica (espressa in funzione della capacità nominale della batteria, C) per una batteria litio-

ioni ed una litio-ioni-polimeri, per un valore di temperatura costante e pari a 20 °C [3].

In figura I.2, per le stesse tipologie di sistemi di accumulo, sono riportati gli andamenti delle capacità al variare della temperatura ambiente, per un valore di corrente di scarica costante, uguale alla capacità nominale della batteria [3].

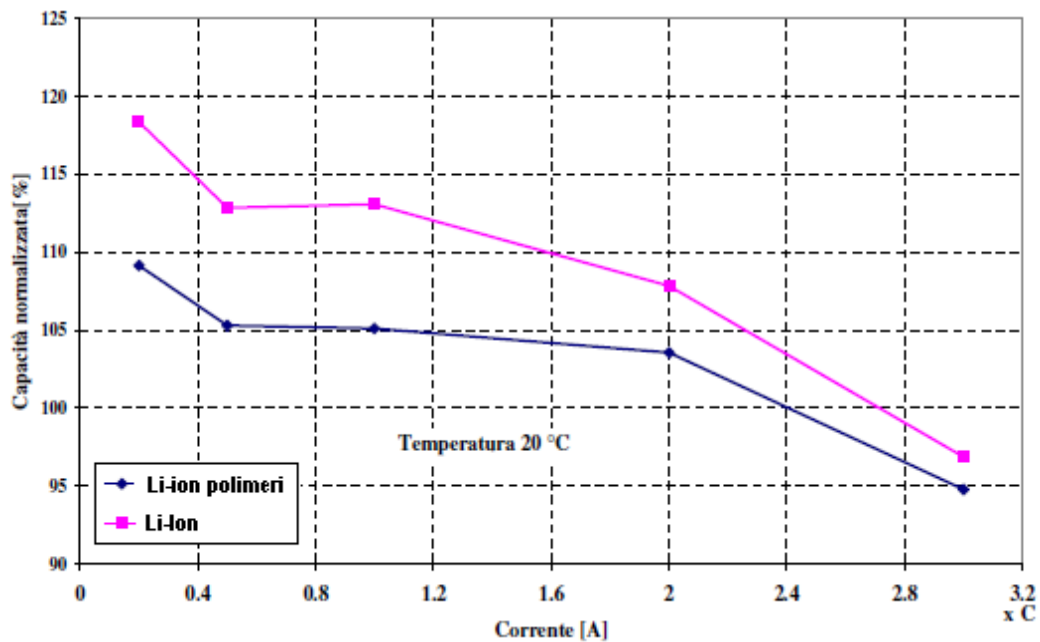


Fig. I.1 - Capacità (normalizzata in funzione della capacità nominale) al variare del regime di scarica

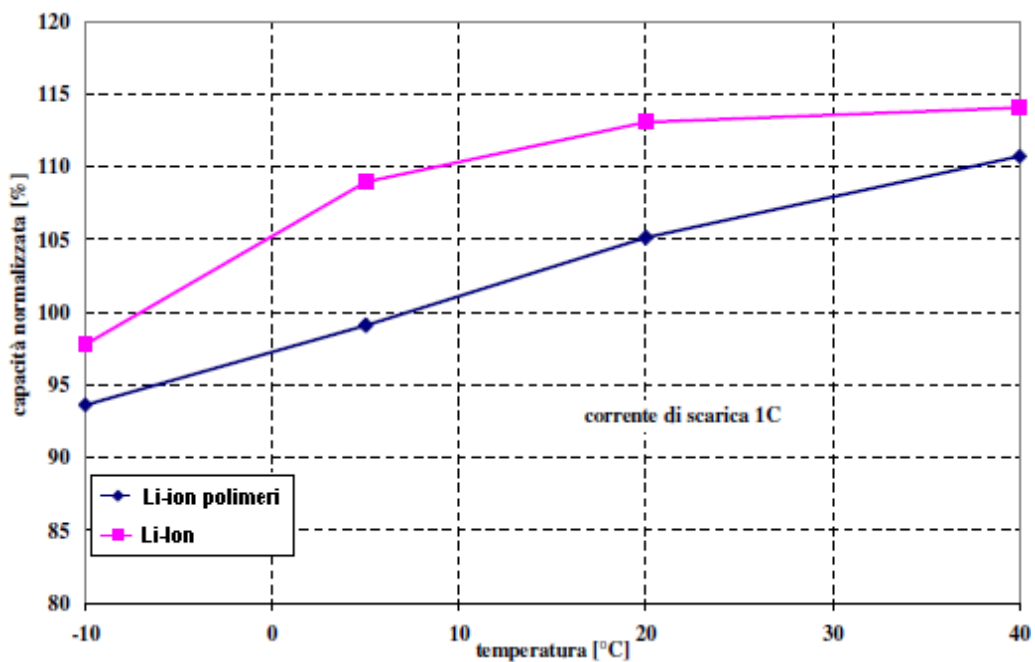


Fig. I.2 - Capacità (normalizzata in funzione della capacità nominale) al variare della temperatura ambiente

Dalla prima figura si nota che la capacità tende a diminuire all'aumentare della corrente di scarica, dalla seconda figura si vede che la capacità aumenta con la temperatura.

L'aumento della capacità con la temperatura è dovuto al fatto che la resistenza interna della batteria è influenzata dalla temperatura di esercizio e tende ad aumentare al ridursi di quest'ultima.

L'energia, espressa in Wh, è l'energia che il sistema fornisce durante la scarica, partendo da una condizione di piena carica fino alla scarica completa, ed è data dal prodotto della capacità per la tensione dell'accumulatore. Anche questo parametro dipende dal regime di lavoro.

Per confrontare sistemi di tipo diverso, si utilizzano i parametri specifici, quali l'energia specifica e la potenza specifica, riferite al peso (in kg) del sistema ed espresse rispettivamente in Wh/kg e W/kg e la densità di energia e densità di potenza, riferite al volume in litri del sistema ed espresse in Wh/l e W/l. È da tener conto che mentre le grandezze gravimetriche sono univoche, le grandezze volumetriche possono dipendere dalle scelte costruttive delle diverse case produttrici. Il diagramma di Ragone, riportato in fig. I.3, mette in relazione l'energia e la potenza specifiche delle diverse tecnologie di accumulo [1].

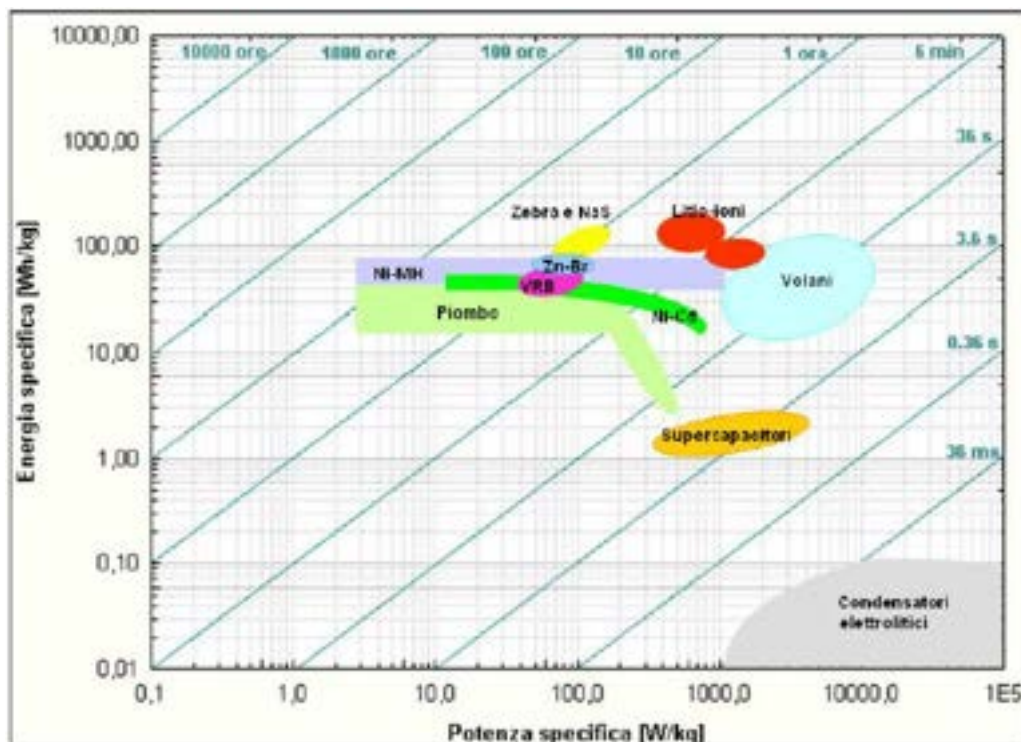


Figura I.3 – Digramma di Ragone – Energia specifica vs Potenza specifica

L'efficienza energetica, o rendimento di carica/scarica, è definita come il rapporto tra l'energia scaricata e l'energia spesa per riportare il sistema di accumulo nello stato di carica iniziale. In fig. I.4 sono confrontate le efficienze energetiche di alcune tra le principali tecnologie di accumulo, riferite ad un regime di scarica non intenso [1].

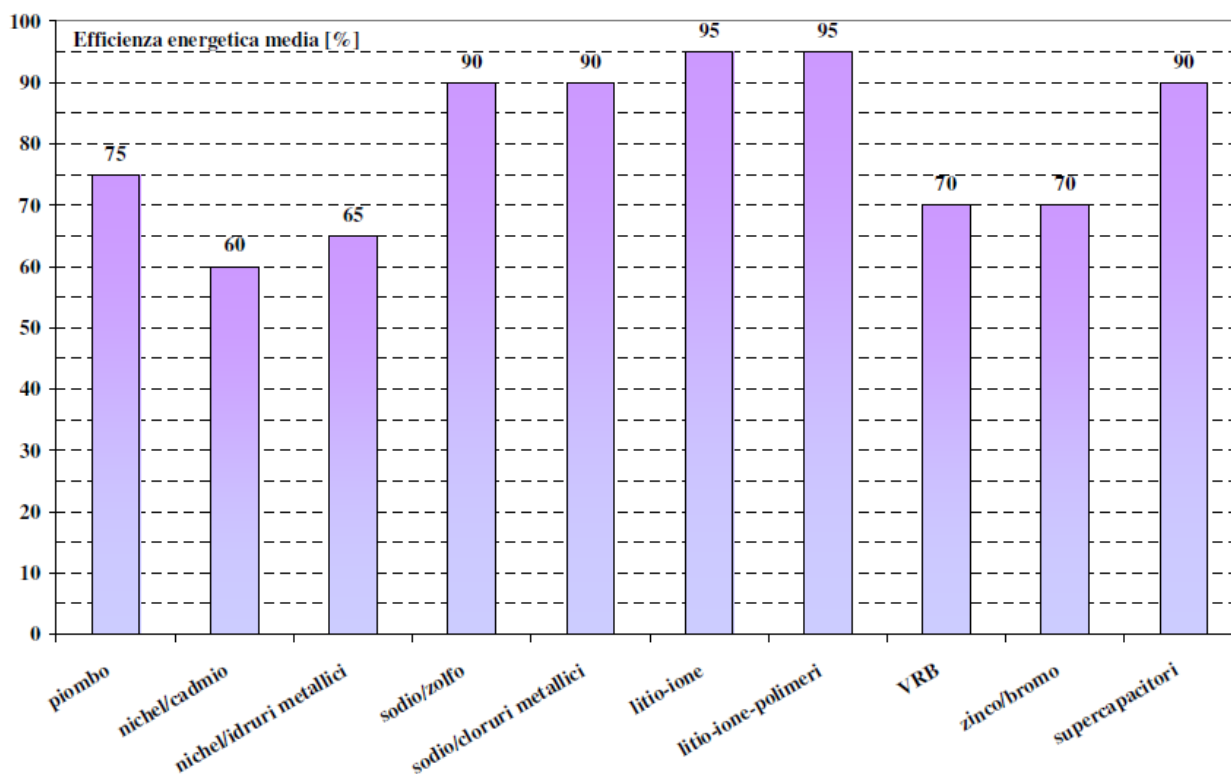


Fig. I.4 – Efficienze energetiche di alcune tecnologie di accumulo

Un altro parametro è il rendimento amperometrico, definito come il rapporto tra la quantità di carica, misurata in Ah, erogata durante la scarica e la quantità necessaria per ripristinare lo stato di carica iniziale. Questo parametro ha valore unitario solo per alcuni accumulatori elettrochimici mentre per molti altri, come ad esempio gli accumulatori al piombo, a causa di reazioni parassite che avvengono durante la ricarica ha un valore non costante e inferiore all'unità. Un rendimento amperometrico unitario semplifica in modo importante la gestione dell'accumulatore perché permette di misurare lo stato di carica semplicemente tramite una integrazione della corrente di carica/scarica.

Anche in questo caso si riportano, per le stesse tipologie di accumulo considerate precedentemente (litio-ioni e litio-ioni-polimeri), gli andamenti del rendimento amperometrico e del rendimento energetico in funzione della corrente di scarica e della temperatura (vedi figure I.5-I.8) [3].

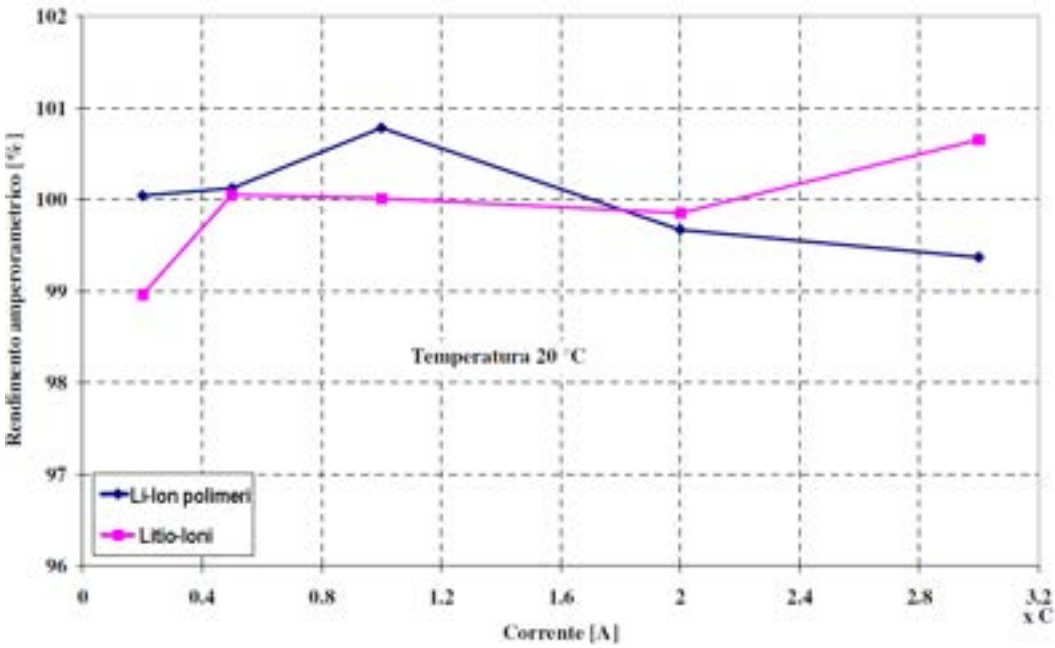


Fig. I.5 – Rendimento amperometrico in funzione della corrente di scarica

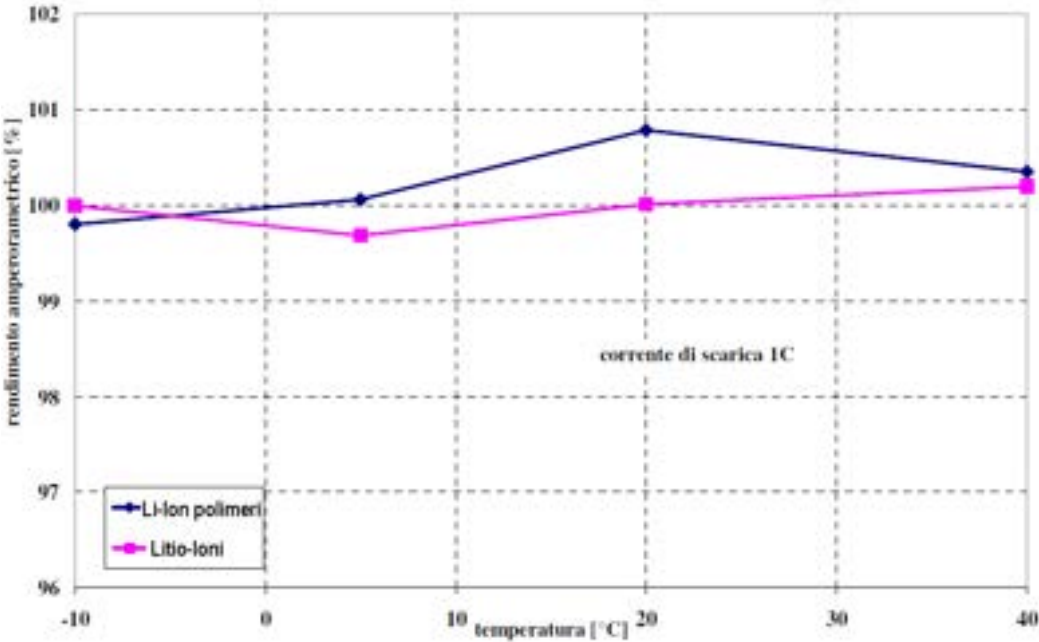


Fig. I.6 – Rendimento amperometrico in funzione della temperatura

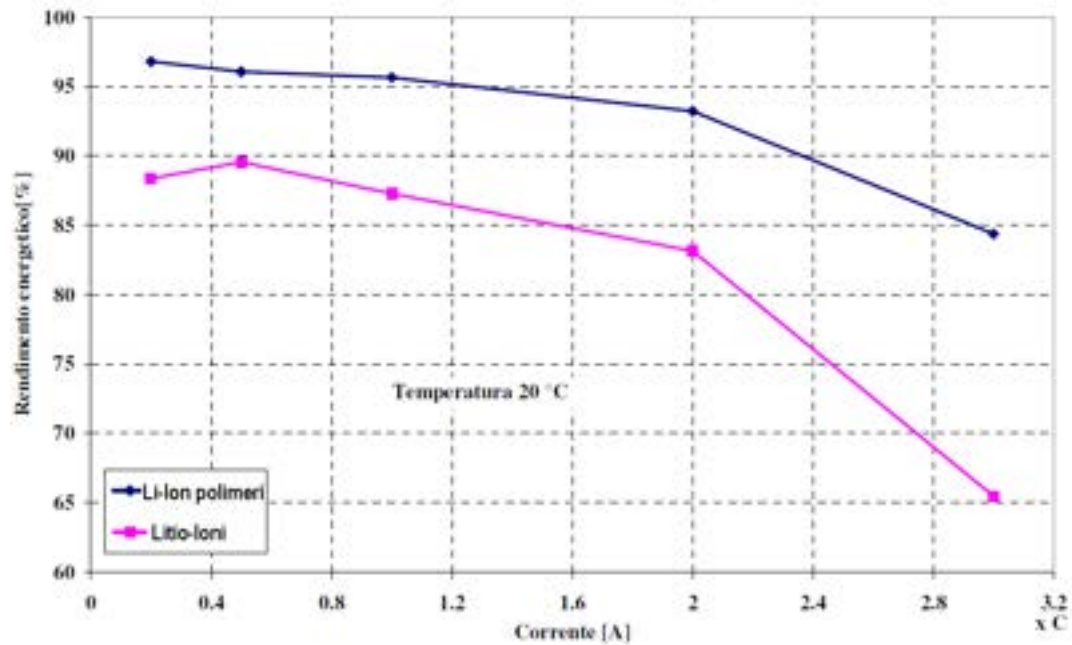


Fig. I.7 – Rendimento energetico in funzione della corrente di scarica

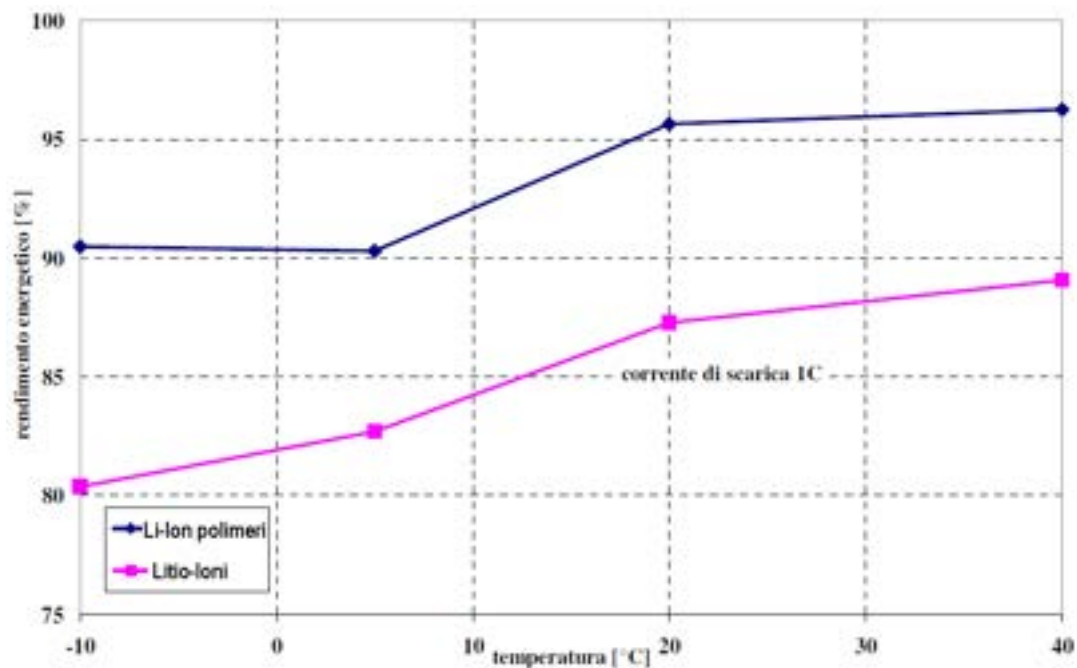


Fig. I.8 – Rendimento energetico in funzione della temperatura

Si può notare che il rendimento amperometrico è praticamente unitario in tutte le condizioni operative (per questa particolare tipologia di stoccaggio), mentre il rendimento energetico tende ad aumentare con la temperatura (per la riduzione della resistenza interna) e a diminuire con l'aumento della corrente di scarica perché a parità di resistenza interna si ha un aumento delle perdite ohmiche.

Con durata di vita si intende il tempo di esercizio dell'accumulatore che ha termine quando le prestazioni del sistema degradano al di sotto dei limiti operativi. A seconda delle applicazioni, questo parametro può essere espresso in anni o in cicli di carica/scarica, con una profondità di scarica generalmente tra l'80 e il 90%, a seconda della tecnologia. La fig.I.9, ad esempio, mostra il numero di cicli tipici delle diverse tecnologie, anche se bisogna considerare che la durata di vita di un accumulatore dipende fortemente dalle modalità di lavoro e si riduce drasticamente se è sottoposto ad una gestione non corretta. I valori in istogramma sono quindi dei valori medi basati sul presupposto che il sistema di accumulo sia correttamente gestito [1].

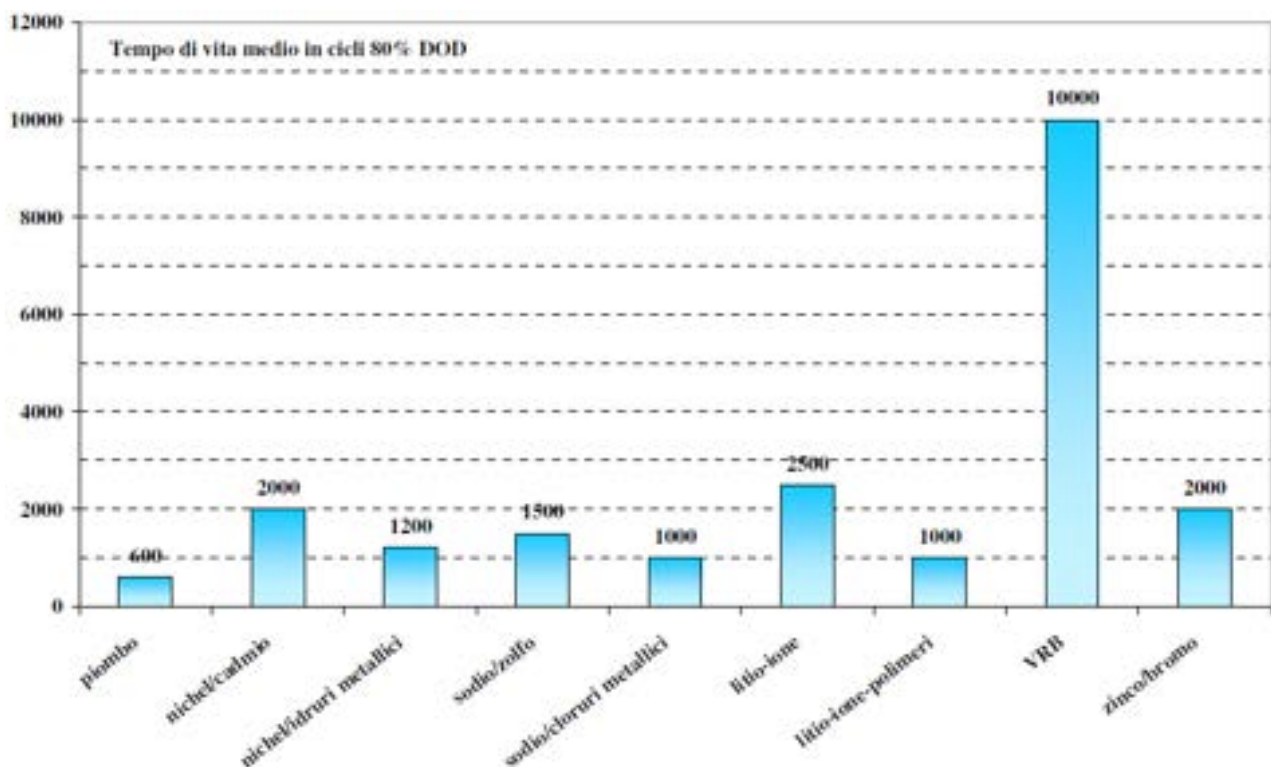


Fig. I.9 - Durata di vita espressa in numero di cicli di alcune batterie

Nelle figure I.10 e I.11 sono riportati, rispettivamente, i costi specifici medi ed i costi medi per ciclo di lavoro per alcune tipologie di sistemi di accumulo [1].

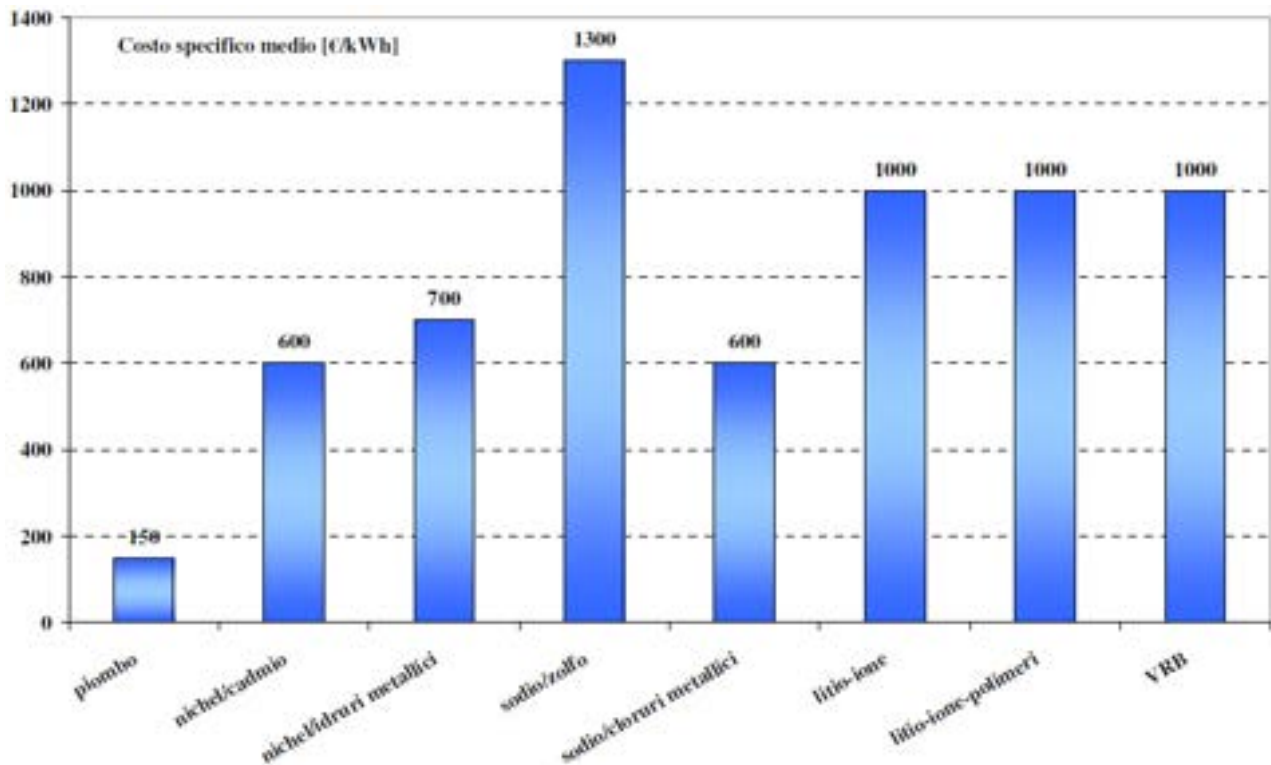


Fig. I.10 – Costo specifico medio di alcune tecnologie di accumulo

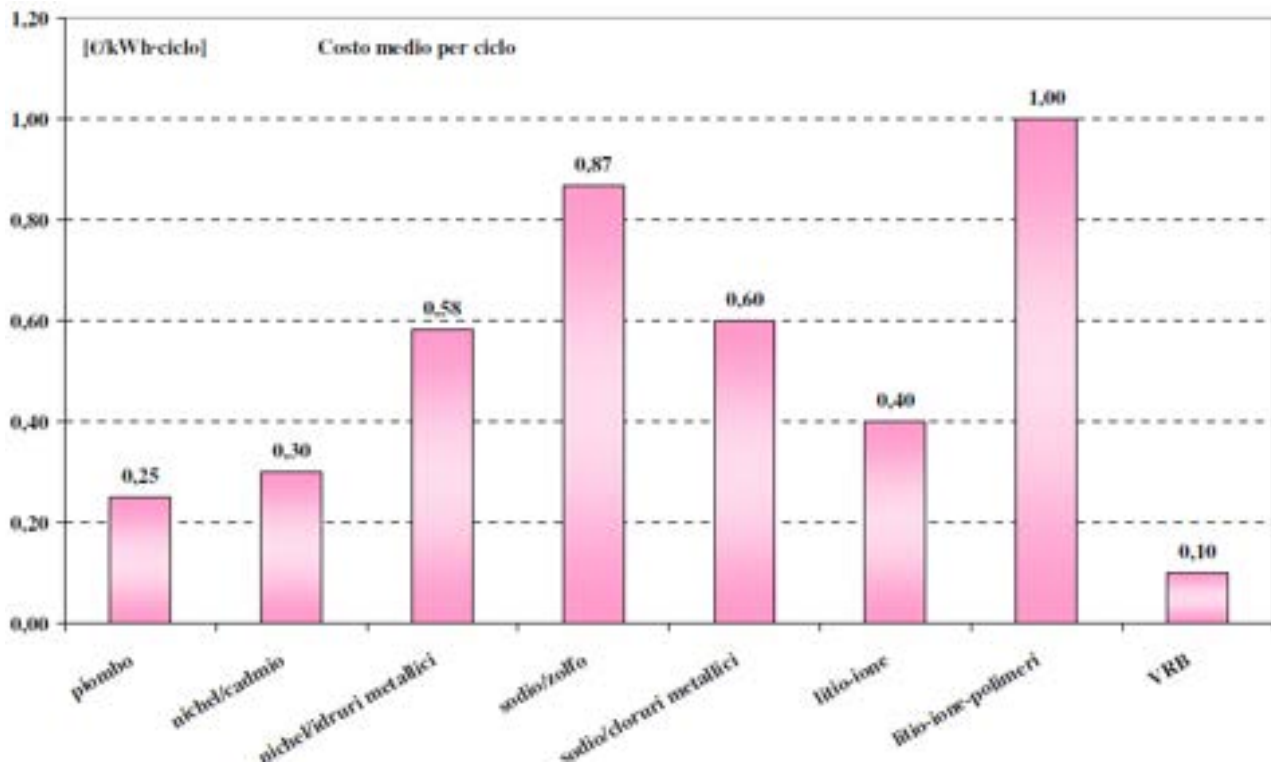


Fig. I.11 – Costi medi per ciclo di lavoro di diverse tecnologie di accumulo

Si tenga conto che i costi riportati nelle figure precedenti sono da considerarsi indicativi giacché possono variare nel tempo, in particolare per le tecnologie innovative che non sono ancora commercialmente mature.

I.2 Cenni introduttivi sulle finalità applicative nel sistema elettrico di potenza

Il sistema elettrico è da alcuni anni in evoluzione da una struttura centralizzata, che vede una netta separazione tra la rete passiva dell'utente e quella attiva dell'*utility* verso una struttura mista, che vede la presenza di generazione distribuita e sistemi di generazione a fonte rinnovabile e aleatoria a livelli intermedi e in prossimità dell'utenza.

In questo scenario i sistemi di accumulo di energia assumono un ruolo strategico. Alle applicazioni tradizionali, come alimentazione di emergenza per carichi privilegiati e sistemi isolati, o alimentazione di piccoli elettrodomestici e apparecchiature portatili, si sono gradualmente aggiunte una serie di applicazioni d'importanza strategica per il sistema elettrico.

L'accumulo permette di disaccoppiare temporalmente la produzione e il consumo di energia elettrica, favorendo una maggiore penetrazione dei sistemi di generazione a fonte rinnovabile che, per la loro natura aleatoria, hanno curve di produzione non facilmente prevedibili e spesso non coincidenti con quelle del carico. In questa situazione, come conseguenza dell'incostanza della fonte energetica, è necessario che il sistema elettrico aumenti la riserva per far fronte a variazioni impreviste della potenza generata. I sistemi di accumulo possono quindi essere impiegati come riserva rapida e contribuire alla regolazione della frequenza di rete in presenza di generatori caratterizzati da una rapida fluttuazione della potenza, in particolare generatori eolici. In sistemi isolati o in isola virtuale l'accumulo è indispensabile per garantire la continuità della fornitura nei periodi di mancanza di produzione da parte dei generatori (ad esempio di notte nel caso dei generatori fotovoltaici).

I sistemi di accumulo opportunamente programmati possono permettere di ottimizzare lo sfruttamento delle risorse energetiche, con funzioni quali il *load-levelling* o il *peak-shaving*. Il termine *load-levelling* si riferisce alla disomogenea distribuzione del carico su una rete elettrica nelle varie ore del giorno e, da altri punti di vista, anche nei vari giorni della settimana e nelle varie stagioni ed è un problema di pertinenza dell'*utility* che fornisce l'energia elettrica o che gestisce la rete elettrica,

che deve necessariamente dimensionare la rete e i generatori sul picco di potenza. L'utilizzo di sistemi di accumulo di energia con funzioni di *load-levelling* consente di migliorare lo sfruttamento della generazione di potenza esistente e può permettere in certi casi anche il differimento degli investimenti per il potenziamento della rete elettrica fornendo localmente al carico la quota di potenza e di energia che la rete elettrica non potrebbe fornire.

Con la dizione *peak-shaving* si intende invece la questione, vista questa volta con gli occhi dell'utente, della disuniformità della richiesta di potenza dalla rete elettrica. L'utilizzo di un sistema di accumulo per effettuare il *peak-shaving* permette all'utente di non dimensionare il suo impianto sul picco di potenza e di stipulare con l'ente fornitore dell'energia un contratto con una potenza massima inferiore, per lui economicamente vantaggioso. Il sistema di accumulo ha il compito di fornire l'integrazione alla potenza richiesta dai carichi al di sopra del livello massimo stabilito dagli accordi con l'ente fornitore dell'energia elettrica. Inoltre l'utente può sfruttare il sistema di *peak-shaving* per comprare e immagazzinare energia nelle ore in cui costa di meno e rivenderla nelle ore a tariffazione più alta [1].

Sistemi di accumulo con specifiche caratteristiche integrati con opportuni convertitori elettronici (i cosiddetti filtri attivi o APQC – *Active Power Quality Conditioner*) possono essere impiegati con funzione di *Power Quality*, per proteggere il carico da perturbazioni che possono interessare la rete di alimentazione (buchi di tensione, microinterruzioni, disturbi armonici) e di proteggere al tempo stesso la rete da disturbi dovuti a rapide variazioni della potenza richiesta dal carico o alla presenza di carichi squilibrati. Le richieste di un'alimentazione elettrica di alta qualità sono aumentate sensibilmente negli ultimi anni con il diffondersi dell'automazione nei settori industriali e del terziario, dove le microinterruzioni possono comportare rilevanti perdite di produzione o una diminuzione della qualità dei prodotti o dei servizi offerti. In tali applicazioni il sistema di accumulo è in stand-by per gran parte del tempo e lavora a piena potenza per un tempo che va da qualche frazione di secondo a qualche secondo, con tempi d'intervento che possono essere anche dell'ordine della frazione di secondo. È inoltre importante che il sistema abbia un'elevata potenza specifica, cui corrispondono ingombri ridotti e una vita attesa (in cicli) molto elevata. I supercapacitori e i volani meccanici ad alta velocità, con potenze specifiche dell'ordine delle migliaia di W/kg e una vita attesa di oltre 500000 cicli, sono i sistemi di accumulo che meglio corrispondono a queste specifiche.

La tabella seguente, sviluppata dal DOE (US *Department of Energy*), elenca le applicazioni più interessanti dei sistemi di accumulo al sistema elettrico, suddivise nei tre settori di riferimento. Per ciascuna applicazione sono riportate la potenza e l'autonomia richiesta al sistema di accumulo, le modalità di lavoro in cui si trova ad operare e il livello di tensione AC in cui sarebbe installato. La classificazione non è rigida e non esclude che uno stesso sistema di accumulo non possa essere utilizzato contemporaneamente in diverse applicazioni [1].

	Applicazione	Potenza richiesta [MW]	Autonomia del sistema [min]	Modalità operative	Livello di tensione AC
Generazione	riserva rapida	10 - 100	10-100	pochi interventi l'anno	MT - AT
	riserva rapida per regolazione di frequenza	10 - 100	< 10	continui cicli di carica/scarica non profondi	MT - AT
	load levelling	1 - 100	100-1000	cicli di carica e scarica giornalieri	MT - AT
T & D	regolazione di tensione	1 - 10	10-100	cicli di carica e scarica giornalieri	MT - AT
	T & D facility deferral	0.1 - 10	100	cicli di carica e scarica giornalieri	MT - AT
servizi ancillari	peak shaving	0.01 - 10	10-100	cicli di carica e scarica giornalieri	BT - MT
	accoppiamento alle fonti rinnovabili	0.01 - 100	0.001-1000	variabile a seconda dell'applicazione	variabile
	power quality	0.01 - 10	0.001-1	il sistema eroga forti potenze per tempi brevi	BT - MT

Tabella I.1 - Applicazioni dei sistemi di accumulo al sistema elettrico, fonte DOE

In figura I.12 sono riportate le prestazioni richieste ai sistemi di accumulo dalle diverse applicazioni [1].

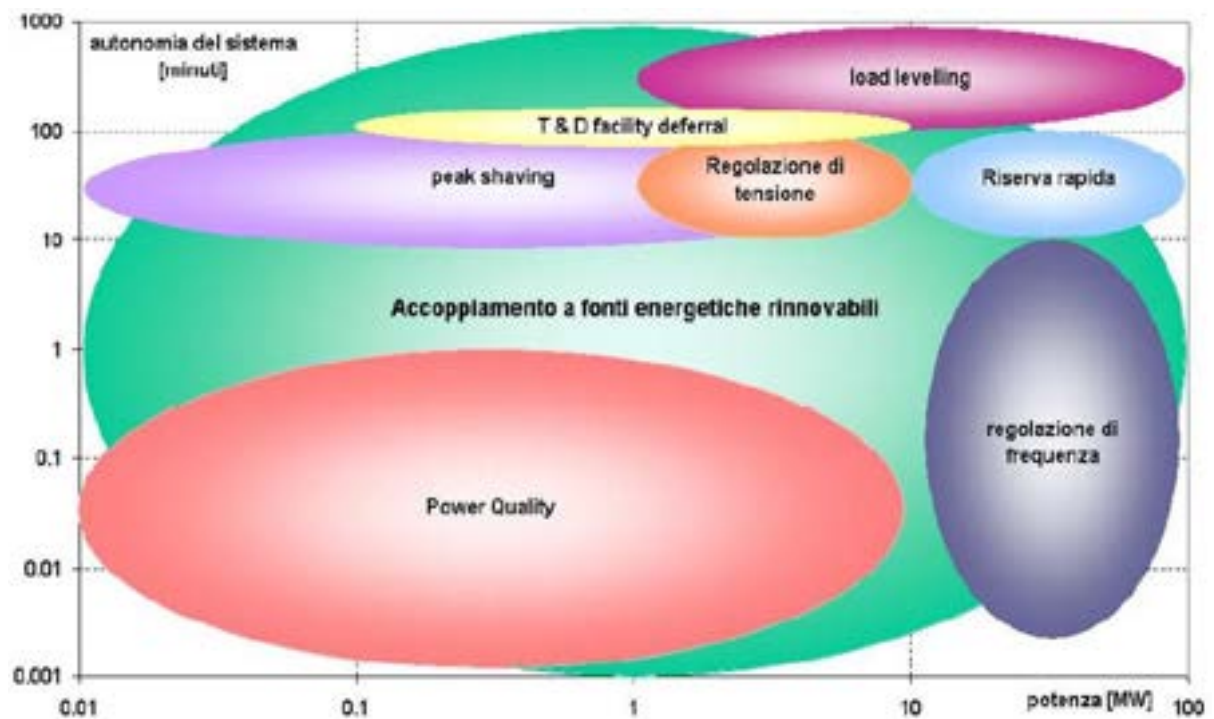


Fig. I.12 - Prestazioni richieste ai sistemi di accumulo dalle diverse applicazioni

II. SISTEMI DI ACCUMULO DI TIPO ELETTROCHIMICO

II.1 Premessa

Gli accumulatori elettrochimici, noti anche come batterie, costituiscono la tecnologia più convenzionale per l'accumulo di energia elettrica. Essi immagazzinano l'energia elettrica in forma elettrochimica, e sono caratterizzati da reazioni di conversione totalmente reversibili. Il loro funzionamento sia in fase di carica che in fase di scarica è riconducibile a reazioni elettrochimiche di ossidoriduzione [4].

Quando una batteria è collegata ad un carico elettrico, l'elettrodo positivo (catodo) si riduce, acquistando elettroni, invece l'elettrodo negativo (anodo) si ossida, cedendo elettroni, mentre all'interno dell'elettrolita gli ioni positivi si muovono verso il catodo e gli ioni negativi verso l'anodo. Durante il processo di carica i moti degli ioni si invertono e gli elettrodi recuperano gradualmente il loro stato di ossidazione iniziale.

Il materiale impiegato per realizzare gli elettrodi e il tipo di elettrolita individuano la coppia elettrochimica con cui viene normalmente denominato un accumulatore. Nella tabella I.2 viene presentato un confronto tra le principali coppie elettrochimiche in relazione alle loro più importanti caratteristiche [5].

Categoria	Coppia elettrochimica	Costruttori Sviluppatori	Stadio di sviluppo	Energia specifica		Efficienza conversione	Apparato di gestione	Rischi sicurezza	Costo materie prime
				Wh/kg	Wh/l				
Temperatura Ambiente Elettrolita acquoso	Piombo-acido Pb	a livello mondiale	industriale consolidato	30	80	75%	normalmente non usato	accettati	medio basso
	Nichel-Cadmio Ni-Cd	a livello mondiale	industriale consolidato	50	60	60%	normalmente non usato	accettati	medio
	Nichel-Idr.Met Ni-MH	a livello mondiale	industriale consolidato	60	65	70%	controllo della carica	accettati	alto
	Nichel-Zinco Ni-Zn	a livello pre- indust.	limitato	70	70	60%	controllo della carica	accettati	medio
Litio	Li-Ioni	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	150	200	90%	complesso	(instabilità termica)	molto alto
	Li-Ion Polimeri	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	130	180	90%	complesso	limitati	molto alto
	Li-Metal	a livello preindust.	sviluppo	180	150	90%	molto complesso	presenti	molto alto
	Li-Metal	Canada	avviata ma interrotta	120	120	88%	molto complesso	presenti	molto alto
Celle alta temperatura	Sodio-Zolfo Na-S	Giappone	industriale limitato	120	140	85%	complesso	presenti	medio
	Sodio-Clor.Met Na-NiCl ₂	Svizzera	industriale limitato	120	120	85%	complesso	limitati	medio

Tabella I.2 - Confronto tra le diverse coppie elettrochimiche

Gli accumulatori elettrochimici si distinguono, inoltre, nelle tre seguenti categorie:

- stazionari: sono gli accumulatori destinati ai sistemi di generazione distribuita e a tutte le applicazioni di sicurezza ed emergenza;
- per trazione: sono gli accumulatori destinati alla propulsione di veicoli elettrici;
- per avviamento: sono le comuni batterie installate sui veicoli e destinate all'avviamento del motore a scoppio e a tutti quei servizi ausiliari dove si richiede energia elettrica

II.2 Batterie al piombo acido

Le batterie elettrochimiche costituiscono la tecnologia più convenzionale per l'accumulo di energia elettrica. Anche se sono disponibili sul mercato diverse coppie elettrochimiche, le batterie al piombo acido per le loro caratteristiche energetiche (densità di energia, densità di potenza) e per i loro costi contenuti, rappresentano la soluzione più adottata per l'accumulo elettrochimico sia nelle applicazioni industriali sia nella generazione distribuita.

Il loro successo è essenzialmente dovuto al basso costo e alla larga disponibilità del piombo, oltre ad una tecnologia relativamente semplice e ormai affermata di manifattura. Si aggiungono infine i vantaggi di buona affidabilità e di infrastrutture di servizio e di riciclaggio diffuse e ben consolidate. Di contro hanno diversi aspetti negativi, quali una vita attesa abbastanza bassa, una densità di energia e di potenza non eccessivamente elevate, che ha come conseguenza la necessità di un ampio ingombro superficiale, la necessità di installare sistemi di ventilazione adeguati dal momento che in fase di ricarica si può avere la produzione di idrogeno ai morsetti. Inoltre uno degli aspetti più critici nella gestione di una batteria di accumulatori al piombo acido è legato al fatto che il rendimento amperometrico è inferiore all'unità, e questo complica notevolmente la misura dello stato di carica.

La cella elementare di un accumulatore al piombo è costituita da un elettrodo negativo di piombo metallico, un elettrodo positivo di biossido di piombo e l'elettrolita è una soluzione acquosa di acido solforico, circa il 37% in peso, con elevata conducibilità ionica.

Alla reazione di carica si sovrappone un'altra reazione, che, in termini macroscopici, produce l'elettrolisi dell'acqua, con liberazione di idrogeno all'elettrodo negativo ed ossigeno all'elettrodo positivo. Questo fenomeno si manifesta quando la cella si

avvicina alla completa ricarica e la tensione ai morsetti aumenta oltre un certo valore (tensione di gassificazione). Questa reazione ha come conseguenza la riduzione del rendimento di ricarica, il consumo di acqua dell'elettrolita, e la produzione di gas che possono formare delle miscele potenzialmente esplosive [6].

Esistono molteplici tipologie di accumulatori, che possono essere raggruppate in due categorie principali:

- gli accumulatori aperti, o *VLA - Vented Lead Acid*,
- gli accumulatori ermetici, o *VRLA - Valve Regulated Lead Acid*.

Gli accumulatori VLA, tuttora i più diffusi, sono caratterizzati dalla presenza di aperture che permettono l'uscita nell'ambiente circostante dei gas, essenzialmente idrogeno e ossigeno, prodotti durante la ricarica e trovano largo impiego in applicazioni stazionarie e nella trazione.

Negli accumulatori VRLA, l'idrogeno prodotto sulla piastra negativa viene convogliato verso la positiva dove si ricombina con l'ossigeno ricostituendo acqua.

Gli accumulatori ermetici sono ormai ampiamente diffusi grazie al fatto di richiedere minore manutenzione, minore ingombro e di emettere quantità di idrogeno limitate.

Il loro uso, inizialmente limitato alle installazioni in armadio per gli UPS, si è esteso anche ad altre installazioni stazionarie, come servizi di sicurezza ed emergenza o nel campo telefonico.

Tali accumulatori hanno due svantaggi principali, che ne hanno limitato l'impiego:

- la forte disomogeneità costruttiva di questi accumulatori;
- i gas prodotti si ricombinano completamente soltanto fino a un certo valore della corrente di ricarica, oltre il quale parte di essi viene evacuata nell'ambiente esterno attraverso le valvole di sicurezza, provocando un graduale consumo dell'elettrolita ed un accelerato degradamento della batteria.

II.2.1 Prestazioni

In genere gli accumulatori di tipo VLA hanno valori di energia specifica compresi tra 15 e 25 Wh/kg (corrispondenti ad una densità di energia di 30 – 50 Wh/l) e picchi di potenza specifica di 20-40 W/kg (40-80 W/l). Nelle realizzazioni speciali per la trazione elettrica stradale si raggiungono potenze specifiche di 70-80 W/kg.

Gli accumulatori ermetici di tipo VRLA essendo più compatti hanno delle migliori prestazioni in termini di contenuto energetico, hanno infatti valori di energia specifica compresa tra 20 e 45 Wh/kg (40-90 Wh/l), con picchi di potenza di 60-150 W/kg (120-300 W/l).

La forza elettromotrice (FEM) della celle al piombo acido è nominalmente di 2 V. Il suo valore effettivo in realtà dipende da diversi fattori esterni, come la densità dell'elettrolito, la temperatura, lo stato di carica, la corrente circolante, lo stato di invecchiamento. In pratica, si ottengono curve di tensione in carica e scarica che si possono considerare abbastanza ripetitive, a parità di condizioni al contorno. Un esempio è riportato in fig. II.1 e fig. II.2, per un processo di carica e scarica a corrente costante.

Un altro fenomeno di cui tenere conto è l'autoscarica. Nelle batterie al piombo l'autoscarica è dovuta a varie reazioni parassite che consumano lentamente le cariche presenti e portano nel tempo alla scarica completa della batteria. In condizioni normali l'autoscarica determina una riduzione della carica della batteria pari a circa il 2-3% al mese.

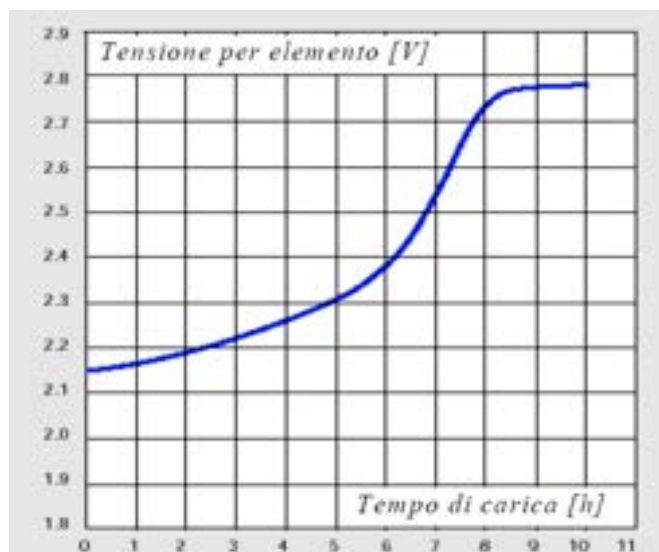


Fig. II.1 – Curva di tensione in carica

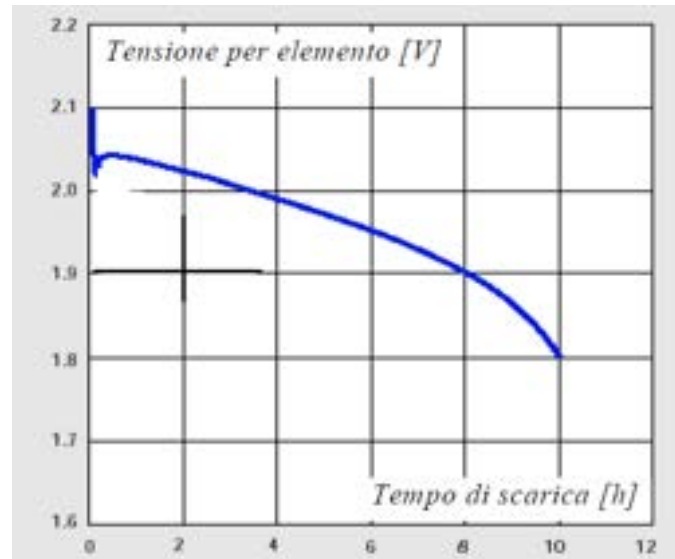


Fig. II.2 - Curva di tensione in scarica

Oltre che dalla temperatura, dalla tensione e dallo stato di invecchiamento, la capacità di un accumulatore al piombo dipende anche dalla corrente di scarica. In particolare la capacità diminuisce all'aumentare del valore della corrente di scarica. Ciò determina, come già detto, notevoli complicazioni nella misura dello stato di carica della batteria. Poiché la capacità è il prodotto della corrente di scarica per la durata della scarica stessa, se ne deduce che la capacità dipende anche dalla durata della scarica, con legge crescente.

Un esempio di andamento della capacità in funzione della durata della scarica è riportato qualitativamente in fig. II.3.

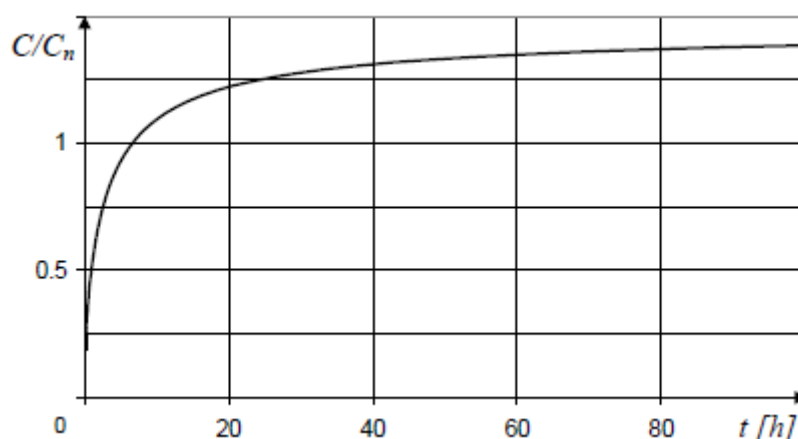


Fig. II.3 - Capacità in funzione della durata della scarica

La figura evidenzia che la capacità ha un asintoto orizzontale per una durata della scarica tendente ad infinito. Tale limite asintotico è impiegato nelle applicazioni più avanzate come riferimento per la definizione dello stato di carica.

La capacità nominale dunque è la capacità corrispondente ad un particolare regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata. Generalmente per applicazioni stazionarie si assume come capacità nominale la capacità al regime delle 10 h. Le capacità di una cella al piombo disponibili industrialmente possono variare da poche decine fino a migliaia di amperora.

La vita attesa di un accumulatore al piombo può variare in base alla tipologia e alla gestione. Una batteria tipo SLI (per l'avviamento di motori a combustione interna) ha una vita attesa di 3-4 anni, mentre un accumulatore aperto stazionario, gestito in tampone e correttamente mantenuto può arrivare ad una vita di oltre 20 anni. Il numero di cicli di carica/scarica di una cella al piombo, con una profondità di scarica dell'80%, è tra 500 e 800.

Nonostante la batteria al piombo abbia raggiunto una buona maturità sia tecnologica che commerciale sono ancora in corso attività di ricerca per migliorare le prestazioni. Si cerca in particolare di aumentare il tempo di vita della batteria studiando nuove tipologie di elettrodi, sulla stima dello stato di carica della batteria e sullo sviluppo di sistemi di gestione (*Battery Management Interface* – BMI) e diagnostica per semplificare e migliorare la gestione della batteria [7] [8].

II.2.2 Modello matematico

L'analisi teorica delle caratteristiche di funzionamento dei sistemi di accumulo con batterie elettrochimiche è abbastanza complessa per i molteplici fenomeni non lineari che intervengono durante le operazioni di carica e scarica. In prima approssimazione, il comportamento macroscopico di un insieme di batterie elettrochimiche può, tuttavia, essere efficacemente rappresentato anche mediante semplici modelli matematici e le corrispondenti configurazioni circuitali. Ricerche precedenti hanno dimostrato che il comportamento di un sistema di batterie può essere caratterizzato in funzione delle correnti erogate e dello stato di carica (S.O.C.). Un semplice circuito equivalente è costituito dalla serie di un generatore di tensione V_B con una resistenza R_B variabile in funzione della corrente erogata, I_B , e dello stato di carica, Q_B (fig.II.4). Il generatore ideale ha tensione uguale alla tensione a vuoto sul sistema di batterie.

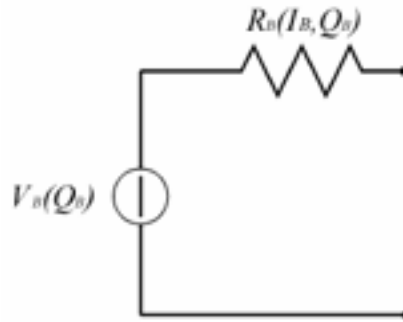


Fig. II.4 – Schema elettrico equivalente di una batteria al piombo

La resistenza equivalente variabile può essere valutata assumendo che essa sia esprimibile come una funzione polinomiale della corrente erogata, nella quale i coefficienti dipendono dallo stato di carica:

$$R_B(i_B, Q_B) = \sum_{v=0}^N \alpha_v(Q_B) \cdot i_B^v \quad (\text{II.1})$$

La determinazione dei coefficienti α_v può essere difficilmente eseguita per via teorica. Dal punto di vista applicativo è opportuna la loro valutazione sulla base di valori connessi a condizioni di esercizio, memorizzate in banche dati.

II.3 Batterie a base di nichel

L'accumulatore al nichel/cadmio, fino a qualche anno largamente diffuso grazie ad alcuni innegabili vantaggi rispetto all'accumulatore al piombo, tra cui la maggiore durata di vita, robustezza, affidabilità, ed il comportamento migliore alle basse temperature, è a tutt'oggi in fase di declino, sostituito quando possibile dalla tecnologia nichel/idruri metallici, sia per motivi economici sia in particolare per i problemi ambientali legati alla presenza del cadmio, alla scarsità di centri di smaltimento e all'emissione di diverse direttive europee che indirizzano verso la proibizione dell'uso del cadmio.

II.3.1 Batterie nichel/cadmio

L'elettrodo positivo è costituito da ossido di nichel idrato ($\text{NiO}(\text{OH})$), mentre quello negativo da cadmio. L'elettrolita è una soluzione acquosa contenente idrossido di potassio, sodio o litio, di tipo alcalino.

Sia durante la scarica che durante la ricarica, la concentrazione dell'elettrolita resta praticamente costante e quindi, a differenza della batteria al piombo, tale grandezza non può essere usata quale indice dello stato di carica.

Come per la batteria al piombo, anche nella batteria nichel/cadmio sono presenti delle reazioni parassite, che portano allo sviluppo di gas durante la ricarica. In particolare, all'approssimarsi della piena carica, si manifesta lo sviluppo di ossigeno all'elettrodo positivo e la produzione di idrogeno all'elettrodo negativo. Queste reazioni parassite comportano una perdita di carica e di energia e la necessità di periodici rabbocchi con acqua negli accumulatori non ermetici.

Gli accumulatori nichel/cadmio, hanno una tensione nominale di 1,2 V e possono avere valori di capacità da frazioni di Ah a parecchie centinaia di Ah.

Inoltre in commercio si possono trovare monoblocchi costituiti dalla combinazione in serie di diverse celle elementari, tipicamente fino a 12 celle, con una tensione nominale di 14,4 V.

Le batterie al nichel/cadmio sono realizzate secondo due principali tecnologie costruttive:

- con elettrodi "a tasca", in cui le materie attive di entrambi gli elettrodi sono contenute all'interno di una tasca in foglia di acciaio fittamente traforata per consentire la penetrazione dell'elettrolita;
- con elettrodi "sinterizzati", che permette di ottenere prestazioni migliori (maggiore energia specifica, potenze molto più elevate, riduzione della resistenza interna).

La capacità di erogare forti potenze viene ottenuta realizzando una grande superficie degli elettrodi.

Analogamente all'accumulatore al piombo le batterie nichel/cadmio possono essere di tipo aperto e di tipo ermetico.

Il rendimento energetico complessivo di carica/scarica è inferiore a quello delle batterie al piombo, generalmente ha un valore attorno al 60%. Gli accumulatori hanno una energia specifica dell'ordine di 50 – 60 Wh/kg (60-100 Wh/l) (valori più elevati rispetto alle batterie al piombo). La potenza specifica erogabile da queste batterie varia da poche decine fino a 500 W/kg a seconda della tecnologia costruttiva, con punte che possono arrivare a 800 W/kg.

L'autoscarica di questa batteria è inferiore al 5% al mese, mentre le batterie di tipo ermetico possono raggiungere il 25% al mese.

Un grande vantaggio rispetto ad altre tipologie di accumulatori risiede nella modesta dipendenza dell'energia erogabile sia dal regime di scarica che dalla temperatura.

Questo accumulatore è molto robusto e può arrivare a 1500-2000 cicli di lavoro con profondità di scarica dell'80%. Uno dei vantaggi rispetto ad altri accumulatori è che può essere scaricato a fondo senza problemi.

Nonostante le problematiche ambientali e il costo elevato abbiano determinato il declino di questa tecnologia, essa trova ancora numerose applicazioni, in ambito spaziale, militare, come alimentazione di emergenza e in UPS, nella trazione ferroviaria, negli impianti fotovoltaici isolati da rete. In ogni caso lo sviluppo di questa tecnologia è da considerarsi praticamente fermo.

II.3.2 Batterie nichel/idruri metallici

L'accumulatore nichel/idruri metallici, è derivato da quello nichel/cadmio con la sostituzione dell'elettrodo di cadmio con una miscela di idruri metallici. Questo ha permesso di eliminare le problematiche ambientali legate all'uso del cadmio. La tecnologia degli idruri metallici comporta l'uso di materie prime costose, per questo motivo questi accumulatori sono molto utilizzati nel settore delle applicazioni portatili di piccola taglia, dove i benefici dell'effetto volume compensano parzialmente i maggiori costi.

L'elettrodo positivo è costituito da ossido di nichel idrato, come nella cella nichel/cadmio, mentre l'elettrodo negativo è invece costituito da leghe metalliche (Me) capaci di assorbire e accumulare idrogeno con formazione di idruri (MeH). L'elettrolita è alcalino (una soluzione acquosa di idrossido di potassio, sodio o litio).

L'energia specifica delle batterie nichel/idruri metallici ha valori compresi tra i 40 e gli 85 Wh/kg, leggermente superiori rispetto alle celle nichel/cadmio. La potenza specifica può raggiungere anche i 1500 W/kg.

A temperatura ambiente attorno ai 20 °C, la loro capacità risente poco della velocità di scarica e il loro rendimento energetico risulta attorno al 65%. A basse temperature si osserva un deterioramento delle prestazioni comunque inferiore a quello sofferto dagli accumulatori al piombo.

La loro autoscarica ha un valore piuttosto elevato. A temperatura ambiente essa ammonta 20%/mese, ma sono possibili valori di 2-3% al giorno. Essa cresce inoltre rapidamente con la temperatura.

Le celle Ni/MeH per usi portatili possono presentare perdite di capacità temporanee, per effetto memoria, quando vengono solo parzialmente scaricate per parecchi cicli, anche se in misura inferiore alle nichel-cadmio. Per evitare questo inconveniente, è richiesta ogni mese una scarica completa perché, se questa viene omessa per molti mesi, la riduzione di capacità diventa irreversibile.

Le celle Ni/MeH maggiormente diffuse e disponibili in commercio sono destinate principalmente all'alimentazione di apparecchiature portatili. Si tratta quindi di celle di piccola capacità (frazioni di Ah), che possono essere di tipo prismatico, cilindrico o a bottone.

Sono prodotte, anche se in misura limitata, anche celle di grossa taglia che possono essere combinate in moduli di diverse unità collegate in serie, utilizzate principalmente nell'alimentazione di veicoli ibridi o elettrici e, in misura limitata, anche per i sistemi di accumulo stazionario, soprattutto in Giappone. Sebbene le maggiori case automobilistiche abbiano presentato prototipi dotati di celle al litio, la maggior parte dei veicoli ibridi attualmente commercializzati sono equipaggiati con batterie al Ni/MeH.

II.4 Batterie ad alta temperatura

La famiglia delle batterie "ad alta temperatura" comprende la batteria sodio/zolfo e la batteria sodio/cloruro di nichel (ZEBRA). La caratteristica di questa tecnologia è il fatto che la temperatura di lavoro della cella si aggira attorno ai 300 °C, necessari sia per mantenere allo stato fuso gli elettrodi, sia per aumentare la conducibilità dell'elettrolita. Lo sviluppo di queste nuove tipologie di celle è stato spinto dall'esigenza di individuare coppie elettrochimiche in grado di fornire energie specifiche molto elevate senza ricorrere all'utilizzo di materiali eccessivamente pregiati e rari.

II.4.1 Batterie sodio/zolfo

Il punto di forza di questa tecnologia è l'energia specifica molto più elevata di quella degli accumulatori con elettrolita acquoso (circa quattro volte quella di un accumulatore al piombo), per tale motivo essa ha visto, a partire dagli anni '70, una notevole attività di ricerca e sviluppo principalmente per applicazioni su veicoli elettrici (ci sono state comunque applicazioni sperimentali anche nello stazionario).

Lo sviluppo della cella sodio/zolfo è stato iniziato dalla ABB e ripreso successivamente dalla giapponese NGK, che ha apportato diverse modifiche per ridurre il grado di pericolosità, arrivando alla commercializzazione della batteria a partire dal 2002. NGK produce celle sodio/zolfo utilizzate esclusivamente in moduli ad alta potenza per applicazioni nella distribuzione di energia elettrica (*power quality, load-levelling, peak-shaving*) e sono già presenti diverse installazioni di grossa dimensione negli Stati Uniti e in Giappone.

Dal punto di vista costruttivo presenta caratteristiche molto diverse rispetto a quelle dei tradizionali accumulatori, infatti i due elettrodi, come già detto in precedenza, sono allo stato fuso e sono divisi dal separatore ceramico (beta allumina), che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni dell'elettrolita [9], [10].

Trattandosi, come già detto, di una batteria ad alta temperatura essa ha bisogno di una coibentazione termica particolarmente efficace per diminuire la dispersione termica. Essa è inoltre dotata di un sistema di riscaldamento interno che si attiva quando la temperatura scende sotto un certo limite. Con la batteria a riposo l'autonomia termica può essere di qualche giorno ma non è infinita. Questo costringe il sistema di riscaldamento ad essere attivo e a collegare la batteria alla rete elettrica per alimentarlo.

La risposta dinamica della cella sodio/zolfo è molto veloce e rende la batteria particolarmente adatta ad applicazioni di *Power Quality*.

Uno degli aspetti più interessanti della cella sodio/zolfo è il rendimento amperometrico praticamente unitario, grazie alla mancanza di reazioni parassite.

Altri punti di vantaggio della cella sodio/zolfo sono l'assenza di auto scarica, grazie al fatto che l'elettrolita solido è un perfetto isolante elettronico, e il fatto che la capacità della cella è indipendente dal regime di scarica e dalla temperatura. In generale le prestazioni della batteria non sono influenzate dalla temperatura ambiente, come conseguenza dell'elevata coibentazione termica.

In figura II.5 sono riportate in dettaglio le caratteristiche di alcuni moduli disponibili in commercio [1].

I moduli di tipo PS hanno un'energia specifica di 130 Wh/kg (corrispondente ad una densità di energia di 160 Wh/l). I moduli di tipo PQ hanno energie specifiche di 110 Wh/kg, possono raggiungere un picco di potenza di 250 kW, pari a 5 volte la potenza nominale, e hanno una potenza specifica di 100 W/kg.

Parametri	Modulo E50 PS	Modulo G50	Modulo PQ50
Tensione [V]	64 o 128	64 o 128	640
Temperatura di lavoro [°C]	290 – 360	290 – 360	290 – 360
Numero di celle	384	320	320
Disposizione celle (s=serie, p=parallelo)	(8s x 6p) x 8s (8s x 12p) x 4s	(8s x 5p) x 8s (8s x 10p) x 4s	320 s
Capacità nominale ¹ [kWh]	430	360	360
Potenza nominale [kW]	50	50	50
Potenza massima [kW]	100 kW x 2 h	100 kW x 2 h	250 kW x 30 s
Efficienza energetica del sistema [%]	85	85	85
Perdite termiche in stand-by [kW]	3,4	3,4	2,2 kW se usato solo per PQ
Dimensioni [mm]	2270 x 1740 x 720	2270 x 1740 x 720	2270 x 1740 x 720
Peso [kg]	3500	3500	3500

Fig. II.5 – Caratteristiche di alcuni moduli NaS disponibili in commercio

Il tempo di vita di una batteria è legato alle modalità di lavoro cui è sottoposta; in particolare esiste una relazione di inversa proporzionalità tra il numero di cicli di lavoro che la batteria riuscirà a completare nella sua vita utile e la profondità di scarica, come si può vedere nella figura II.6.

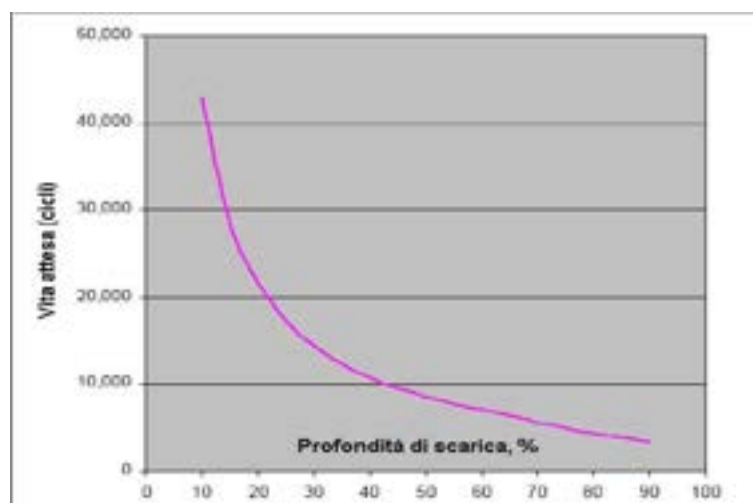


Fig. II.6 – Vita attesa di una batteria NaS in funzione del regime di lavoro

II.4.2 Batterie sodio/cloruro di nichel (ZEBRA)

La batteria ZEBRA (*Zero Emission Battery Research Activity*) è, dal punto di vista delle prestazioni, sostanzialmente simile alla sodio/zolfo ma è intrinsecamente più sicura [9]. Per tale motivo la batteria sodio/zolfo è attualmente progettata e impiegata in applicazioni stazionarie, generalmente di grossa taglia (*peak-shaving, load-levelling*), in cui non ci sono rischi di crash di tipo meccanico, mentre la batteria ZEBRA è attualmente impiegata principalmente nella trazione elettrica stradale e la si sta testando per applicazioni stazionarie.

Nella batteria ZEBRA i due elettrodi si trovano allo stato fuso e sono divisi da un separatore di materiale ceramico, la β -allumina, che consente il passaggio ionico.

L'elettrodo positivo è costituito da cloruro di nichel, e si trova immerso in un elettrolita liquido costituito da una soluzione di tetracloroalluminato di sodio (rispetto al quale naturalmente risulta insolubile) mentre, l'elettrodo negativo è costituito da sodio.

La forza elettromotrice di una cella sodio/cloruro di nichel, ad una temperatura di lavoro di 300 °C è pari a 2,58 V ed è indipendente dallo stato di carica della cella.

Per ottenere una struttura omogenea ed affidabile la cella elementare è in genere di dimensioni ridotte avendo, di conseguenza, una piccola capacità. Pertanto, per realizzare una batteria avente una certa capacità complessiva ed una certa tensione ai morsetti, si ricorre al collegamento in serie e parallelo di un numero molto elevato di celle elementari

L'involucro della batteria è caratterizzato da un'adeguata coibentazione termica, per consentire di minimizzare l'energia necessaria per riscaldare e tener caldi gli elementi e ridurre lo scambio termico con l'ambiente circostante.

Le reazioni che avvengono al suo interno non determinano la produzione di gas, riducendo (o risolvendo) il problema di ventilazione del locale batterie per diluire eventuali emissioni pericolose.

La batteria ZEBRA ha prestazioni molto simili a quelle della batteria sodio/zolfo. I moduli disponibili in commercio, che sono comprensivi quindi di sistema di riscaldamento, coibentazione e BMI (*Battery Management Interface*), hanno un'energia specifica di 100 – 130 Wh/kg (corrispondente ad una densità di energia di 160 – 190 Wh/l) ed una potenza specifica di 160 – 190 W/kg (circa 260 – 290 W/l).

Il rendimento energetico della batteria è molto elevato, con valori attorno all'80 – 93 % a seconda del ciclo di lavoro.

Come per la batteria NaS, le prestazioni della batteria non sono influenzate dalla temperatura ambiente, come conseguenza dell'elevata coibentazione termica ed il rendimento amperometrico è praticamente unitario.

II.5 Batterie al litio

Una delle tecnologie di accumulo elettrochimico più promettente è rappresentata dalle batterie al litio, che ha avuto negli ultimi anni uno sviluppo molto rapido spinto in parte dalla possibilità di impiego per l'alimentazione dei veicoli elettrici e che ora trova le prime applicazioni anche nello stazionario.

Le batterie al litio possono essere suddivise in tre categorie. Le più diffuse e tecnicamente mature sono le batterie agli ioni di litio con elettrolita liquido (comunemente dette litio-ioni). In commercio sono disponibili comunemente batterie litio-ioni di piccola taglia (da frazioni di Ah fino alla decina di Ah) che sono diventate lo standard indiscusso per l'alimentazione di piccoli elettrodomestici portatili (telefoni cellulari, cordless, laptop, ecc), mentre le celle di taglia maggiori sono prodotte in modo limitato e per applicazioni specifiche.

Accanto a queste si stanno oggi diffondendo anche le celle litio-ioni-polimeri, che hanno un elettrolita solido di tipo polimerico e presentano minori rischi in termini di sicurezza.

La terza tipologia sono le celle litio metallo-polimeri, in cui il litio è in forma metallica, allo stato liquido, che però hanno uno sviluppo limitato perché presentano maggiori problemi di sicurezza e al momento non sono commercialmente disponibili.

La ricerca nel settore delle celle al litio è molto attiva, in particolare negli ultimi anni, e si propone il miglioramento o lo sviluppo di nuovi materiali elettrodici ed elettrolitici, il miglioramento delle prestazioni, della vita attesa e dell'affidabilità. Tra i vari obiettivi vi è anche l'aumento delle capacità delle celle: al momento infatti il grosso della produzione delle batterie al litio è assorbito dal mercato dell'elettronica di consumo e le celle prodotte sono di taglia limitata (al massimo pochi Ah), ma la prospettiva di sviluppo e di impiego delle celle per la propulsione dei veicoli elettrici e nel sistema elettrico ha portato alcuni produttori a sviluppare celle di taglia medio grande (ordine della decina di Ah).

Esistono diverse tipologie di batterie litio-ioni ma sono caratterizzate da una struttura comune. L'anodo è costituito da grafite, il catodo è solitamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (ad esempio ossido di cobalto, fosfato di ferro, ecc.)

che garantisce una struttura a strati o a tunnel dove gli ioni litio possono essere inseriti ed estratti facilmente.

Un elettrolita liquido o polimerico che permette la conduzione degli ioni litio agisce da collegamento tra l'elettrodo positivo e quello negativo, che risultano tra loro separati da un opportuno strato isolante elettronico costituito di solito da poliolefina.

Le reazioni elettrochimiche variano a seconda delle diverse tipologie di cella.

La tensione a circuito aperto è di 3,6 V.

Le batterie al litio sono sistemi ad elevata energia e come tali devono essere trattati con la massima cura. Gli abusi elettrici, meccanici e termici possono determinare processi, come ad esempio la fuga termica, che danneggiano la cella e nel caso peggiore possono determinare anche la gassificazione e il rilascio di vapori infiammabili del solvente presente nell'elettrolita.

Per tali motivi le celle Li-Ion sono spesso dotate di un apparato di controllo elettronico (BMS – *Battery Management System*) per la gestione delle grandezze di cella quali tensione, corrente, temperatura, che regola la carica ed interviene nel caso in cui i parametri di funzionamento superino i limiti prefissati. Inoltre, sempre per motivi di sicurezza le celle sono spesso dotate di contenitori metallici robusti.

Molta attenzione deve essere inoltre prestata al progetto e alla realizzazione della cella ed in particolare alla gestione di batterie costituite dal collegamento in serie e/o parallelo di più celle. Il collegamento di un numero elevato di elementi comporta una serie di criticità da affrontare, infatti per questa tipologia di celle elettrochimiche è necessario l'uso di sistemi di bilanciamento delle tensioni di cella (BMI) per evitare che, a causa della disomogeneità di comportamento, alcune celle si portino a lavorare con valori di tensione non ammissibili, causando situazioni di pericolo. La presenza di tali sistemi ha un forte impatto sui costi e sull'affidabilità complessiva della batteria.

Le celle litio-ioni polimeri, sviluppate agli inizi del 1999, hanno una struttura analoga a quella delle celle litio-ioni ma sono caratterizzate dall'impiego di elettroliti solidi, dove gli ioni-litio migrano attraverso un polimero composto solido (ossido di polietilene, poliacrilonile). A differenza delle celle litio-ioni, che sono contenute in contenitori rigidi in metallo, le celle polimeriche hanno una struttura a fogli flessibili, spesso pieghevoli (laminato polimerico). Esse, proprio perché costituite da film plastici flessibili, si adattano a tutte le forme richieste per i vari dispositivi elettronici e consentono un processo di manifattura più semplice e, in prospettiva, meno costoso. Inoltre le celle polimeriche sono avvantaggiate da uno spessore minore rispetto alle litio-ioni. Le celle polimeriche sono generalmente considerate più sicure delle litio-ioni perché il loro

elettrolita gelificato, meno reattivo di quello liquido, non viene rilasciato anche nelle eventualità di sovraccariche e sovrascariche. Dunque, anche la minore necessità di sistemi di controllo le rende competitive dal punto di vista economico.

Le celle con elettrolita liquido sono realizzate in contenitori metallici rigidi e possono essere realizzate con struttura cilindrica, prismatica, a bottone, mentre le celle polimeriche sono tipicamente piatte.

La struttura a bottone è utilizzata principalmente per batterie di capacità molto piccole, mentre per livelli energetici maggiori sono preferibili le ulteriori due tipologie.

Le celle litio-ioni hanno un'energia specifica tra 130 – 180 Wh/kg, corrispondente a una densità di energia di 270 – 380 Wh/l (la più elevata tra tutti i sistemi di accumulo elettrochimici). La potenza specifica può arrivare a valori di picco di 1800 W/kg (con energia specifica ridotta), per celle specificatamente progettate per lavorare ad alta potenza. Le celle litio-ioni-polimeri hanno valori di energia specifica e densità di energia molto simili (140 – 150 Wh/kg), mentre la potenza specifica può arrivare a 2800 W/kg. Il rendimento energetico è molto elevato per entrambe le tecnologie, con valori fino al 95% dipendentemente dalle condizioni operative.

Il tempo di vita in cicli delle celle è di 500 cicli con una profondità di scarica del 100%, ed è legato con legge logaritmica alla profondità di scarica.

Uno dei punti negativi delle celle litio-ioni è che presenta un progressivo degrado, che si traduce in una progressiva riduzione della sua capacità, a partire dal momento di fabbricazione, indipendentemente dal numero di cicli di carica/scarica, quindi anche se non viene utilizzata.

Il range di temperatura di lavoro è molto ampio, può andare da -30 °C (per alcune celle di tipo commerciale fino a -60 °C) fino a 60 °C (la temperatura consigliata è 30 °C).

Attualmente è in corso una rilevante attività di ricerca nel settore degli accumulatori al litio, concentrata sullo sviluppo di nuovi materiali di cella e di batterie di taglia maggiore (decine di kWh), per impieghi in particolare nella trazione elettrica. Le applicazioni in ambito stazionario sono al momento limitate, ma le prestazioni offerte da questa tipologia di batterie le rendono molto interessanti anche in questo campo [11]. Ad esempio, avendo una densità di potenza molto alta e una vita attesa lunga possono essere impiegate in applicazioni di *Power Quality*. Altri settori di impiego possono essere le telecomunicazioni, UPS, in accoppiamento a generatori a fonte rinnovabile e in generale nei casi in cui è necessario ridurre gli spazi, dal momento che hanno una densità di energia e di potenza molto elevate.

Un esempio di applicazione di batterie litio-ione nello stazionario è uno *Static Var Compensator* sviluppato da ABB in collaborazione con SAFT batteries. Il sistema ha una potenza massima di 600 kW e svolge funzioni di controllo attivo della tensione e della potenza di rete e mitiga le variazioni rapide del carico e della generazione. Il sistema è equipaggiato con 8 moduli in serie di celle litio ioni, ciascuno da 646 V / 41 Ah.

Un esempio di applicazione delle batterie litio-ioni in accoppiamento a fonti rinnovabili è fornito dal sistema sviluppato da *Mitsubishi Heavy Industries* (sul quale si riferirà anche nel successivo paragrafo V.4.8) e da *Kyushu Electric Power Co*, in collaborazione con il *New Energy and Industrial Technology Development Organization* (NEDO).

Negli Stati Uniti, l'*AES corporation* ha realizzato un sistema prototipale comprendente una batteria realizzata con moduli di celle litio-ioni con anodo al titanato di litio della Altairnano, dimensionata per soddisfare un carico da 1 MW per 15 minuti (250 kWh), integrata con un convertitore elettronico e un sistema di controllo, il tutto installato in un container per facilitarne il trasporto. Il sistema è stato progettato per essere utilizzato per la regolazione della frequenza e per compensare le fluttuazioni della potenza in presenza di generatori eolici. Due sistemi, per una capacità complessiva di 500 kWh, sono stati installati e sottoposti a sperimentazione in una sottostazione di proprietà della *Indianapolis Power&Light* (IPL).

II.6 Batterie a circolazione di elettrolita

Le batterie a circolazione di elettrolita, note anche con il termine "*redox*", sono in grado di accumulare energia elettrica utilizzando reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti, sia i prodotti di reazione, in forma ionica, sono completamente disciolti in soluzione acquosa.

Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi, messi in circolazione da pompe e si interfacciano attraverso una membrana (separator) che permette lo scambio ionico (e quindi le reazioni di carica/scarica) impedendo però il mescolamento delle soluzioni.

La caratteristica più importante di questa tecnologia di accumulo è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia. La potenza che la batteria può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (chiaramente compatibilmente con la velocità della reazione) e, quindi,

dalla superficie della membrana e dalla velocità delle pompe. La capacità di accumulo è invece legata alla quantità di liquido totale e quindi alla capienza dei serbatoi, pertanto, a parità di potenza installata, è possibile aumentare la capacità della batteria aumentando le dimensioni dei serbatoi. Gli accumulatori a flusso di elettrolita si prestano in modo particolare ad applicazioni di taglia molto grande (ordine del megawattora), come ad esempio il *load-levelling*.

Le batterie a circolazione di elettrolita di più diffuso impiego sono:

- batterie zinco-bromo;
- batterie ai sali di vanadio.

II.6.1 Batterie zinco-bromo

E' una batteria utilizzata in applicazioni di grossa taglia come il *load-levelling* e lavora, tipicamente, ai regimi di scarica compresi fra 2 e 10 ore.

Le caratteristiche peculiari di tale sistema di accumulo sono:

- l'elevata densità di energia;
- il costo relativamente contenuto (tipico delle tecnologie a base di zinco).

Lo sviluppo di tale tecnologia è ancora alle prime fasi di commercializzazione con sistemi prototipali di taglia da alcune decine ad alcune centinaia di chilowattora.

L'elettrodo negativo è zinco, in forma solida quando la batteria è carica, l'elettrodo positivo è invece bromo, liquido a temperatura ambiente, e l'elettrolita è costituito da una soluzione acquosa di bromuro di zinco (ZnBr_2).

Nella cella elementare il flusso dei due elettroliti è separato da una membrana in poliolefina microporosa e gli elettrodi sono formati da un composto carbonio/plastico.

La forza elettromotrice della cella zinco/bromo è di 1,8 V.

La batteria zinco/bromo utilizza un sistema a circolazione per alimentare continuamente i reagenti verso lo *stack*. Il sistema è composto dallo *stack* della batteria, dai serbatoi di contenimento dell'elettrolita e da un sistema di pompe e tubazioni per la circolazione dell'elettrolita.

Uno schema semplificato della batteria zinco/bromo a quattro celle è illustrato nella Fig II.7 [1].

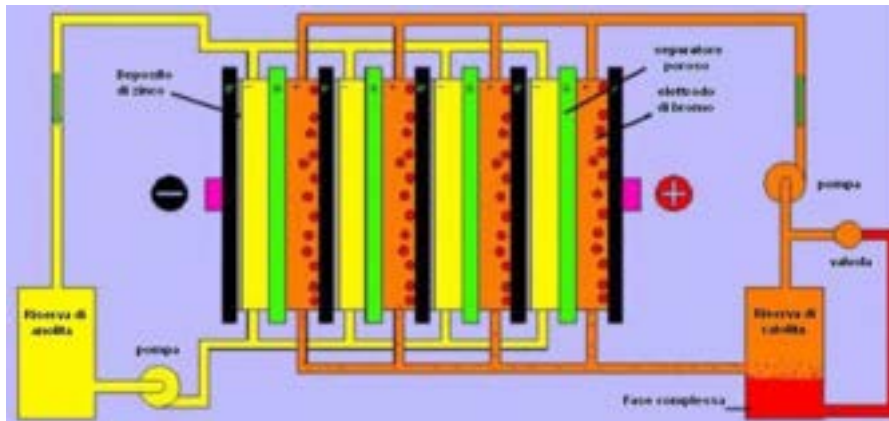


Fig. II.7 – Schema della batteria zinco-bromo

La batteria ha una energia specifica di 60 – 85 Wh/kg, ed una potenza specifica di 50 – 150 W/kg a seconda però del tipo di realizzazione.

L'efficienza energetica di una batteria zinco/bromo è compresa tra il 70 e l'80%, a seconda delle modalità di lavoro e a patto che venga gestita in modo corretto. Ad esempio l'efficienza del sistema si riduce notevolmente se la batteria è lasciata per lunghi periodi in *stand-by* ma con le pompe per la circolazione dell'elettrolita in funzione. In queste condizioni l'autoscarica può raggiungere valori dell'1% all'ora. L'efficienza amperometrica della batteria è generalmente superiore al 90%. la durata di vita della batteria è di 6000 ore, corrispondenti approssimativamente a 2000 cicli.

Il sistema di accumulo zinco/bromo non è ancora arrivato alla maturità tecnologica e commerciale. Al momento viene prodotto e installato da pochi produttori, tra cui la ZBB, che produce il modulo F25000 e la *Premium Power*, che produce anch'essa un modulo standard denominato Zinc-Flow 45, da 30 kW – 45 kWh.

II.6.2 Batterie ai sali di vanadio

Le batterie ai sali di vanadio detta anche VRB, l'acronimo di "*Vanadium Redox Battery*", sono state utilizzate inizialmente come sistemi di emergenza e successivamente per applicazioni di accumulo stazionario (sistemi di accumulo accoppiato a generatori a fonte rinnovabile per le zone remote), come sistema per il livellamento del carico giornaliero in rete e per i veicoli elettrici.

La cella elementare di una batteria VRB è costituita da una membrana di scambio ionico, dagli elettrodi e dalle piastre bipolari. La caratteristica fondamentale di tale membrana è quella di essere permeabile agli ioni H^+ ma impermeabile agli elettroni. La membrana separa l'anolita dal catolita, entrambi costituiti da ioni vanadio in

differenti stati di ossidazione, disciolti in una soluzione di acido solforico (vedi figura II.8). Essa, inoltre, impedisce il mescolamento delle due soluzioni evitando quindi l'autoscarica.

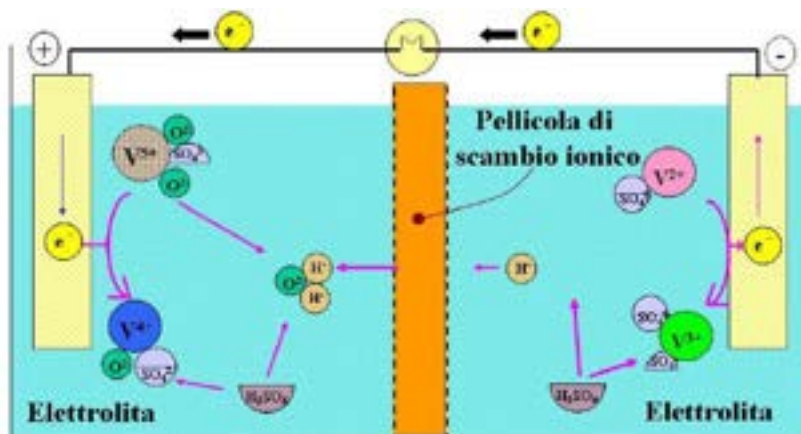


Fig. II.8 – Schema della batteria ai sali di vanadio

La forza elettromotrice di una cella elementare è di 1,25 V [12].

I componenti fondamentali di una batteria VRB sono lo stack, costituito da un determinato numero di celle elementari elettricamente collegate in serie, i due serbatoi contenenti il catolita e l'anolita, le pompe e il circuito idraulico necessari per la circolazione dell'elettrolita. Generalmente la batteria è integrata in un sistema che comprende anche un convertitore elettronico DC/AC, un sistema di controllo e un sistema di raffreddamento.

Come tutte le batterie redox a flusso, la batteria VRB è caratterizzata dal disaccoppiamento della potenza installata dall'energia immagazzinabile, che dipende dal volume di elettrolita e quindi dalle dimensioni dei serbatoi.

La durata di vita della batteria è teoricamente illimitata, dal momento che gli elettrodi/elettroliti non partecipano direttamente alle reazioni di cella se non come portatori di elettroni. La vita attesa di 20 anni, corrispondente a oltre 10000 cicli, dichiarata dai costruttori coincide fondamentalmente con la durata di vita della membrana.

Il rendimento energetico ha valori compresi tra il 60 e 85%, a seconda delle modalità di lavoro.

Nei sistemi attuali le pompe sono gestite a velocità variabile in funzione della potenza erogata, in modo da limitare l'autoscarica della batteria.

Un parametro che influenza fortemente il comportamento di questa batteria è la temperatura. Per prevenire danneggiamenti e malfunzionamenti la batteria lavora in un intervallo di temperature non molto ampio, tra 0 e 40 °C.

Il costo d'installazione è ancora molto elevato (2500-3000 €/kW), anche se la lunga vita attesa della batteria compensa il maggior investimento iniziale.

Tra i vantaggi dei sistemi di accumulo VRB si ricorda [13]:

- la possibilità di controllare facilmente e con continuità il livello di carica della batteria monitorando il valore della tensione a vuoto;
- sono adatte alla ricarica meccanica, cioè al ricambio per via idraulica delle soluzioni esaurite con quelle fresche;
- tra tutti i sistemi di accumulo di tipo elettrochimico sono quelli a minore impatto ambientale.

Per contro i sistemi VRB presentano le seguenti limitazioni:

- la circolazione idraulica in parallelo attraverso le celle tra loro collegate elettricamente in serie porta ad una sorta di autoscarica. Per i sistemi di grossa taglia queste perdite sono dell'ordine del 3%;
- la presenza di parti meccaniche in movimento introduce un elemento di inaffidabilità da valutare;
- la solubilità ridotta dei sali non consente di raggiungere valori teorici di energia specifica superiori ai 65 Wh/kg (75 Wh/l) inferiore rispetto alle altre batterie innovative come le ZEBRA (760 Wh/kg). In effetti, anche per i sistemi di grossa taglia, i valori pratici, attualmente prossimi ai 25 Wh/kg, non potranno oltrepassare in futuro i 40-50 Wh/kg.

III. SISTEMI DI ACCUMULO DI TIPO MECCANICO ED ELETTRICO

III.1 Premessa

Si descrivono di seguito i principali sistemi di accumulo di tipo meccanico (sistemi ad aria compressa e volani) e di tipo elettrico (superconduttori e supercapacitori). Si tratta di soluzioni attualmente meno note e meno diffuse dell'accumulo elettrochimico, ma che presentano interessanti prospettive di sviluppo ed un ampio quadro di possibili applicazioni per il sistema elettrico di potenza.

III.2 Sistemi ad aria compressa

Esistono diverse esperienze di accumulo-recupero di energia elettrica per mezzo di sistemi ad aria compressa, noti comunemente con il termine CAES l'acronimo di "*Compressed Air Energy Storage*". Tali sistemi utilizzano compressori i quali vengono alimentati da energia elettrica prelevata dalla rete e prodotta durante le ore notturne con costi ridotti. L'aria compressa viene generalmente immagazzinata in cavità sotterranee ermetiche, ad una pressione che può variare dai 7 ai 10 MPa (70, 100 bar), per poi essere successivamente sfruttata per produrre energia elettrica tramite un impianto turbogas tradizionale [14].

Il compressore può così lavorare nelle ore in cui l'energia elettrica ha un basso costo mentre, durante le ore di alto costo, l'impianto può produrre energia elettrica utilizzando l'aria precedentemente compressa e accumulata.

Per realizzare il serbatoio di immagazzinamento dell'aria compressa si sfruttano le formazioni geologiche; in particolare, gli strati acquiferi naturali, caverne di sale o caverne costruite nella roccia.

Per realizzare un impianto CAES sono richiesti cinque diversi componenti:

- motore/generatore che, a mezzo di giunti a frizione, si aggancia o alla turbina o al compressore;
- compressore;
- scambiatore rigenerativo;
- centro di controllo per le operazioni di funzionamento;
- apparecchiature ausiliarie (per esempio accumulo combustibile).

La produzione di energia elettrica avviene estraendo l'aria dal serbatoio in pressione; essa viene preriscaldata nello scambiatore rigenerativo a spese del contenuto entalpico dei fumi in uscita dalla turbina. L'aria preriscaldata viene successivamente mescolata con gas naturale e, quindi, avviata in camera di combustione. Il gas caldo che esce dalla camera di combustione viene inviato in turbina per l'espansione e la conversione in energia meccanica, che verrà infine convertita in energia elettrica attraverso l'alternatore.

In fig. III.1 è riportato lo schema di una centrale turbogas tradizionale integrata con un sistema di accumulo per mezzo di aria compressa [15].

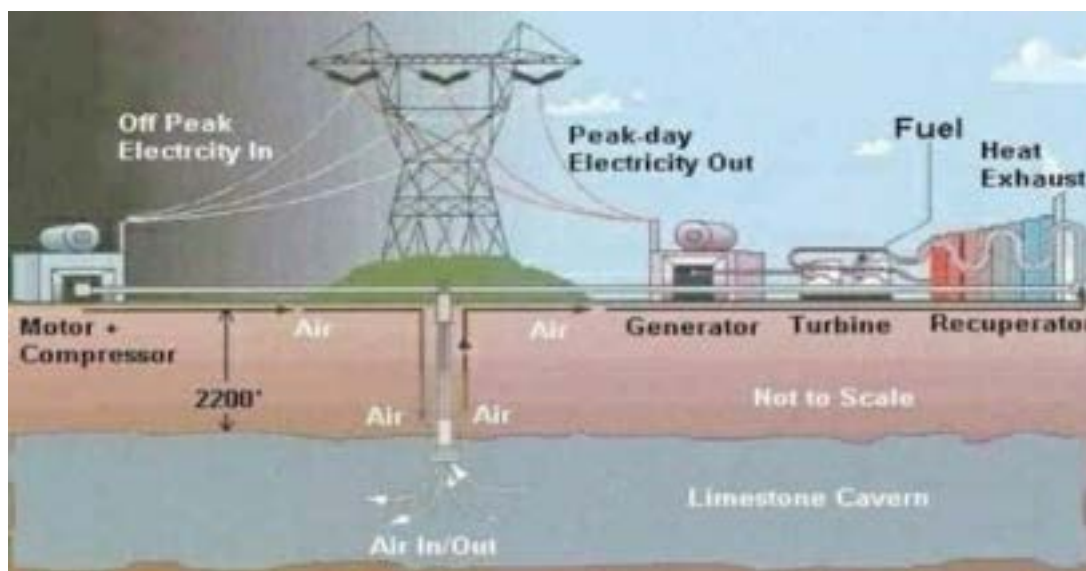


Fig. III.1 - Schema di una centrale turbogas con sistema CAES

I sistemi d'immagazzinamento tramite aria compressa hanno una buona capacità di accumulo (dai 2 ai 3 kWh/m³), per avere un'idea basti pensare che i sistemi di accumulo idroelettrici (serbatoi e bacini idrici) hanno una densità energetica di appena 0,3 kWh/m³; però di contro l'efficienza energetica netta è sicuramente a favore dei sistemi di accumulo idroelettrici i quali permettono di restituire più dell' 80% dell'energia di origine.

Gli impianti CAES, per le loro particolari caratteristiche, si prestano bene in numerose applicazioni. Essi vengono normalmente impiegati per ridurre i picchi di potenza richiesti alla rete di alimentazione effettuando il *peak-shaving*, inoltre vengono impiegati per realizzare una riserva rotante e come supporto per la produzione di potenza reattiva. Questi impianti si integrano perfettamente con i sistemi di produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili intermittenti (eolico e solare).

Infatti, l'energia elettrica prodotta da tali fonti può essere utilizzata per alimentare il compressore, l'aria compressa viene immagazzinata nelle cavità sotterranee e si rende disponibile per essere utilizzata in un secondo momento; si va così a costituire una riserva di energia particolarmente utile per esempio nei periodi estivi quando si ha una maggiore richiesta da parte delle utenze.

Uno degli svantaggi principali è la dipendenza dalle formazioni geologiche che limita la possibilità d'installazione degli impianti solo a determinate aree.

III.3 Volani

I volani sono dei dispositivi elettromeccanici in grado di accumulare energia. Essi, infatti, sfruttano l'energia cinetica posseduta da una massa posta in rotazione attorno ad un asse verticale. Affinché l'energia accumulata possa essere immessa nella rete elettrica questi dispositivi sono accoppiati a macchine elettriche reversibili. In particolare la macchina elettrica funge da motore nelle fasi di ricarica del volano che viene portato a funzionare a un numero di giri di rotazione pari a quelli nominali, mentre nelle fasi di scarica il macchinario elettrico funge da generatore e il regime di rotazione del volano è a velocità decrescente.

Nella maggior parte delle applicazioni viene utilizzato anche un convertitore di potenza per regolare la macchina elettrica e provvedere a un funzionamento in un range operativo più ampio [16]. L'energia immagazzinata è data dalla seguente relazione [1]:

$$W = \frac{1}{2}J\omega^2 \quad (\text{III.1})$$

dove:

- W indica energia accumulata, espressa in [J];
- J è il momento d'inerzia della massa rotante, espressa in [$\text{kg}\cdot\text{m}^2$];
- ω è la velocità angolare, espressa in [$\text{rad}\cdot\text{s}^{-1}$].

Nella costruzione di volani per applicazioni di potenza esistono due strategie:

- aumentare il momento di inerzia utilizzando una massa di acciaio con raggio della struttura elevato e con un regime di rotazione intorno ai 10.000 giri al minuto. Sono diversi i volani che utilizzano questa struttura, che vengono principalmente utilizzati come UPS, ed il cui limite principale risiede nell'ingombro e nel peso;

- realizzare volani con rotori più leggeri e regimi di rotazione molto elevati, superiori ai 100.000 giri al minuto. Questo approccio determina dei volani più compatti con la possibilità di realizzazioni modulari.

Naturalmente, raggiungendo velocità di rotazione così elevate sorgono diversi problemi di natura tecnica. Per poter ovviare a tali inconvenienti sono state sviluppate apposite soluzioni, che consistono:

- nello studio di nuove leghe metalliche più resistenti, impiegate per evitare che il volano letteralmente esploda a causa delle enormi forze centrifughe associate alle elevate velocità di rotazione;
- nell'inclusione del volano in robusti contenitori cilindrici all'interno dei quali viene mantenuto un certo grado di vuoto al fine di ridurre rumorosità ed attriti aerodinamici del rotore;
- nell'utilizzo di cuscinetti a sospensione magnetica per eliminare l'attrito. Sono comunque presenti cuscinetti tradizionali pronti ad intervenire in caso di guasto alla sospensione magnetica;
- nell'inserimento e prelievo dell'energia senza contatto meccanico, per esempio sfruttando il fenomeno dell'induzione magnetica.

Per quanto concerne la parte rotante essa presenta le seguenti caratteristiche:

- è costituita da un monoblocco;
- non necessita di avvolgimenti elettrici;
- non dà luogo ad eccessive vibrazioni;
- non necessita di un sistema di contatti striscianti;
- è molto robusta;
- non richiede la presenza di un sistema di raffreddamento.

Il convertitore di potenza permette l'utilizzo dei volani alla velocità desiderata in quanto adatta l'onda di tensione prodotta a quella della rete. Dopo aver raggiunto l'elevata velocità di regime nominale il rotore può cedere energia quando necessario e lo fa sotto forma di corrente alternata ad alta frequenza variabile. Questa corrente viene raddrizzata da un convertitore a frequenza variabile in una corrente continua. Successivamente la corrente continua viene convertita, da un inverter a frequenza fissa, in corrente alternata a frequenza di rete (50 Hz).

La funzione di alimentatore del volano per la ricarica dalla rete viene svolta dallo stesso convertitore, con possibilità di eseguire la carica in tempi più o meno brevi, in funzione della disponibilità di corrente sulla linea in corrente continua. In fig. III.2 è riportato lo schema di collegamento di un volano alla rete elettrica trifase.

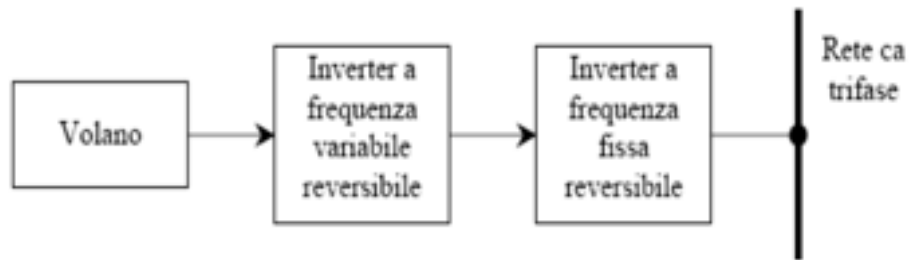


Fig. III.2 - Schema di collegamento di un volano alla rete elettrica trifase

In fig. III.3, invece, è riportata la sezione di un volano della *Beacon Power* da 2 kW. Esso ha una capacità di accumulo di 6 kWh, ha una durata di vita di 20 anni e necessita di ridotta manutenzione.



Fig. III.3 - Schema di un volano da 6 kWh prodotto dalla *Beacon Power*

III.3.1 Prestazioni e possibili applicazioni

I punti di forza di questa tipologia di accumulo sono:

- bassa manutenzione;
- elevata efficienza (>90%);
- lunga vita (20-30 anni o oltre 500.000 cicli);

- lo stato di carica (SOC) si determina attraverso una semplice misurazione della velocità angolare del rotore;
- realizzazione con materiali inerti.

Questi sistemi vengono attualmente impiegati in installazioni con caratteristiche che spaziano dai 2 kW/6 kWh per applicazioni nelle telecomunicazioni, sino ad 1 MW per alcuni minuti di autonomia in applicazioni di potenza elevata.

E' stata sperimentata una applicazione nell'ambito della trazione elettrica a bordo di tram, per consentire ai mezzi il superamento di alcuni tratti eliminando i cavi di alimentazione (ad esempio le piazze nei centri storici). Sono stati utilizzati anche per il recupero dell'energia in frenatura nelle metropolitane.

Tra i vari progetti di ricerca condotti con lo scopo di individuare possibili applicazioni per questa tecnologia di stoccaggio nell'ambito della generazione distribuita si registra lo studio effettuato dal CESI nel progetto GENDIS 21. In tale studio un volano ad alta velocità della "URENCO" viene installato nella "Test Facility" di generazione distribuita in una applicazione di *Power Quality* (PQ). Il volano installato al CESI (sede di Milano) è in grado di fornire 100 kW per 30 s è equipaggiato con un convertitore per PQ (chiamato QuPS). Il rotore, in fibra di carbonio, è inserito all'interno di un cilindro metallico completamente ermetico. Nel cilindro è praticato un vuoto molto spinto grazie a due diverse pompe da vuoto. E' previsto l'uso di cuscinetti magnetici in modo da ridurre al minimo gli attriti.

La fig. III.4 illustra lo schema di principio del sistema [17]. In presenza di un abbassamento della tensione di rete si ha l'apertura dell'interruttore statico. Il convertitore QuPS genera una tensione attingendo dal volano l'energia per alimentare il carico. Al termine dell'abbassamento di tensione il sistema si disconnette e richiude l'interruttore statico, con un ritardo necessario per la sincronizzazione delle tensioni. Il sistema è in grado di rilevare i buchi di tensione perché controlla il valore efficace della tensione di rete per mezzo di un algoritmo (che si ricava a partire dalla trasformata di *Parks*) ed è in grado di entrare in erogazione in un tempo massimo pari a 700 μ s.

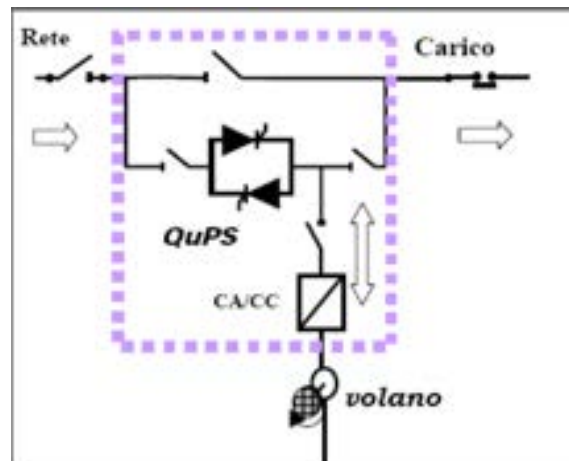


Fig. III.4 - Schema di principio del sistema

III.4 SMES - *Superconducting Magnetic Energy Storage*

A partire dalla seconda metà degli anni '80 molte aziende, soprattutto americane, hanno concentrato la loro attenzione sullo sviluppo di sistemi di accumulo di energia elettrica basati sull'utilizzo di materiali superconduttori, denominati SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*). Tali sistemi di accumulo sono stati introdotti per applicazioni di *Power Quality*, per proteggere impianti o sezioni di essi alimentanti carichi sensibili.

I sistemi SMES immagazzinano l'energia elettrica sotto forma di campo magnetico utilizzando una bobina superconduttiva mantenuta a temperatura criogenica all'interno di un contenitore isolato termicamente.

La bobina viene alimentata in corrente continua, tramite un raddrizzatore che trasforma la tensione alternata di rete. Appena caricata con una corrente di alcune migliaia di ampere, la bobina viene cortocircuitata da un semiconduttore, mantenuto anch'esso a temperatura criogenica, e la corrente circola in continuazione, esercitando la funzione di volano elettrico. In questo modo si riesce ad accumulare un'elevata quantità d'energia, immediatamente disponibile e iniettabile rapidamente nella rete attraverso un inverter. Naturalmente, una volta caricato l'avvolgimento superconduttivo in regime persistente (*loop* di corrente), non si ha dissipazione di energia elettrica nei conduttori e quindi l'energia magnetica può rimanere immagazzinata indefinitamente. E' però necessario sopperire all'energia richiesta per il mantenimento del raffreddamento dell'avvolgimento superconduttivo [18].

L'energia che una bobina superconduttiva riesce ad immagazzinare è data dalla seguente espressione:

$$E = \frac{1}{2}LI^2 \quad (\text{III.2})$$

dove L è l'induttanza della bobina ed I è la corrente circolante su di essa.

L'energia immagazzinata viene ceduta, quando necessario, al sistema a corrente alternata tramite un inverter ed opportuni dispositivi di controllo a commutazione.

Per un sistema SMES esistono due diverse tipologie di connessione alla rete, in serie ed in parallelo, dalle scelte delle quali dipendono le prestazioni del sistema. In fig. III.5 ed in fig. III.6 sono riportati gli schemi unifilari di due sistemi SMES rispettivamente connessi in serie ed in parallelo alla rete elettrica [18]. Entrambi gli schemi vengono largamente impiegati in tutte le applicazioni di *Power Quality*. In particolare i due sistemi si prestano bene nella ricostruzione della forma d'onda della tensione di rete che presenta una insellatura dovuta a un buco di tensione.

L'alimentazione in serie è un metodo consolidato per ricostruire un'onda di tensione che presenta un'insellatura dovuta ad un buco di tensione. Applicando una terna di tensioni sull'avvolgimento secondario di un trasformatore d'alimentazione, si può sommare una tensione sul lato primario e riportare la tensione lato carico al valore corretto.

Il massimo aumento di tensione è fissato dal rapporto d'avvolgimento tra primario e secondario ed il massimo carico alimentabile determina il dimensionamento del trasformatore.

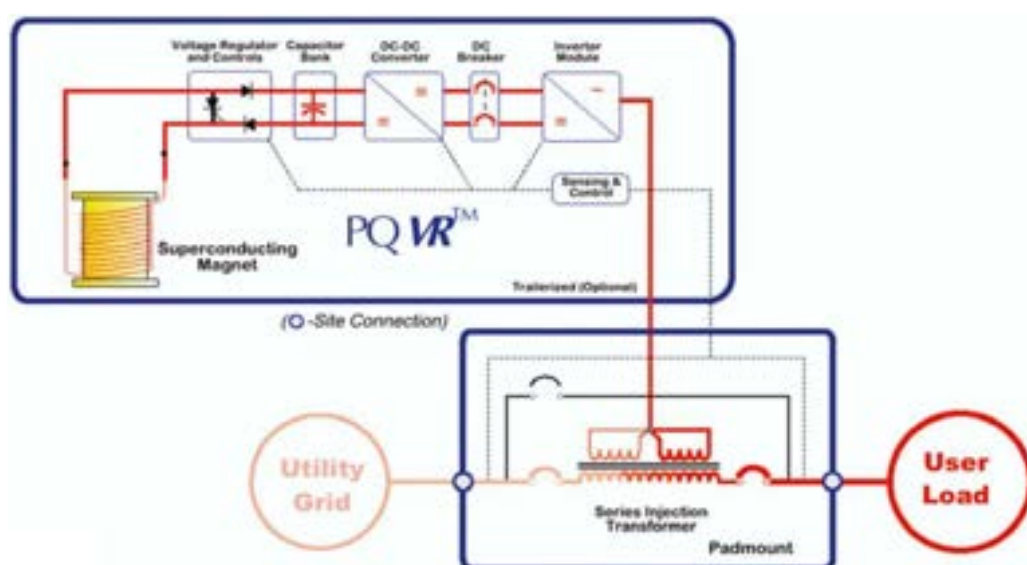


Fig. III.5 -Schema unifilare di un sistema SMES connesso in serie alla rete elettrica

Per un buon funzionamento, al sistema in serie è richiesto di fornire l'esatta potenza necessaria per compensare l'abbassamento di tensione. La potenza è determinata dall'effettiva richiesta del carico in quel momento, dalla profondità dell'abbassamento e dal numero di fasi interessate. Il sistema di accumulo magnetico è in grado di fornire esattamente la potenza mancante.

Nei sistemi ad alimentazione in serie, che sono continuamente on-line, si controllano le tre fasi comparandole con le sinusoidi ideali. Quando la deviazione supera i valori prefissati in una finestra con tolleranze variabili, s'inizia un ciclo di "*carry over*", cioè un'azione compensativa di trasferimento d'energia dalla bobina al carico, per riportare la tensione al valore nominale.

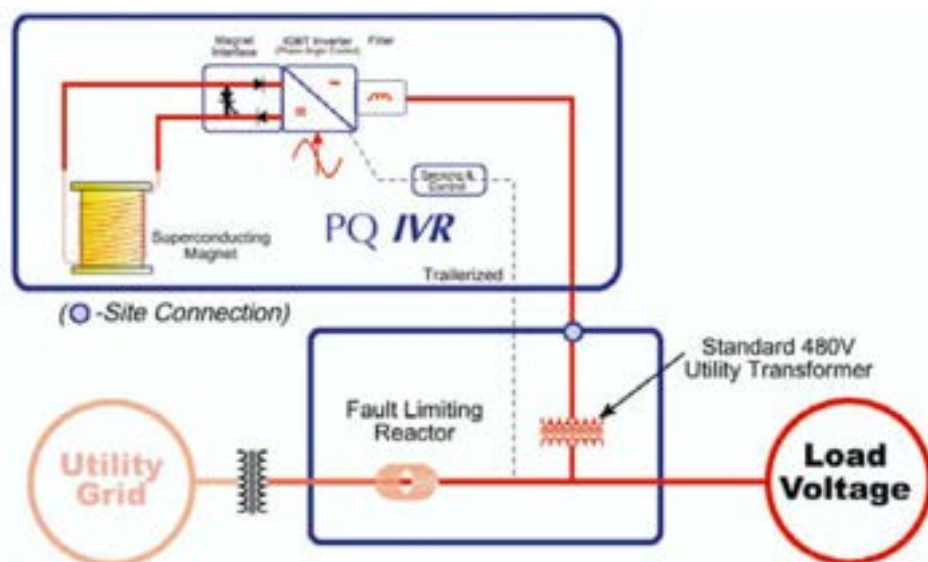


Fig. III.6 - Schema unifilare di un sistema SMES connesso in parallelo alla rete elettrica

La capacità di un sistema di compensazione in parallelo (figura III.6) di ricostruire l'onda di tensione è determinata in prima approssimazione dal rapporto fra la potenza iniettata nel punto di collegamento alla rete e la potenza di corto circuito della rete stessa nel punto d'allacciamento.

Il sistema ad alimentazione in parallelo lavora con gli inverter in modalità *stand-by*, finché non viene richiesta l'azione di compensazione a fronte di un'improvvisa mancanza d'energia. Si tratta, quindi, di un sistema ad alto rendimento per l'utilizzatore, molto superiore a qualsiasi altro sistema concorrente.

Con un singolo accumulatore a superconduttori da 20 MVAR si può così proteggere un impianto che presenta una potenza di corto circuito di 50 MVAR al punto di

collegamento con la rete, offrendo una capacità di compensazione del 37% della tensione di linea.

Per aumentare il livello della compensazione di tensione, laddove la potenza di corto circuito è molto alta, è possibile aggiungere un limitatore della corrente di guasto nel lato verso il carico.

Per tutte le applicazioni di controllo e miglioramento della qualità dell'energia elettrica, è richiesta una velocità di risposta molto elevata, al di sotto del tempo di un ciclo (20 ms).

III.4.1 Vantaggi e limiti

Un sistema SMES, rispetto alle altre tecnologie di accumulo, offre i seguenti vantaggi:

- rende disponibile quasi istantaneamente una potenza attiva e reattiva anche molto elevata, infatti immagazzinando energia in un campo magnetico sotto forma di corrente elettrica permette un rapido ed efficiente accesso all'energia con un tempo di risposta decisamente più breve rispetto a qualsiasi altra tecnologia;
- un singolo sistema di accumulo può erogare più di 3 MW di potenza istantanea;
- i sistemi SMES sono intrinsecamente sicuri; nel caso di problemi inattesi o d'imprevisti essi si spengono da soli, entro pochi secondi. I sistemi criogenici usati per mantenere le basse temperature sono sicuri dal punto di vista ambientale, in quanto non vengono impiegati prodotti chimici pericolosi;
- l'efficienza di un sistema SMES è limitata dal sistema di raffreddamento al 97-98% con perdite dell'ordine dello 0,1%/ora, a fronte, ad esempio, di un sistema flywheels che ne produce l'1%/ora;
- non ci sono parti mobili associate all'accumulatore, eliminando quindi usura e necessità di manutenzione;
- la funzionalità del sistema e la vita utile non sono influenzate né dal numero di cicli di carica-scarica, né dalla profondità della scarica.

Di contro però i sistemi SMES hanno un contenuto energetico relativamente basso, se confrontato con altre tecnologie di accumulo (ad esempio gli accumulatori elettrochimici), e grandi quantità di energia accumulata sono ottenibili solo con ingombri elevati. Inoltre la criogenia del dispositivo rappresenta una complicazione del

sistema non trascurabile, con ovvie ripercussioni sulla sua adattabilità agli ambienti industriali in cui deve operare e soprattutto sul costo.

Gli SMES realizzati sino ad oggi non hanno avuto un importante sviluppo su larga scala, a causa soprattutto dell'alto costo richiesto dall'uso dei materiali superconduttori a bassa temperatura critica (LTS) refrigerati con elio liquido alla temperatura di 4,2 K. Si prevede che lo sviluppo di superconduttori ad alta temperatura critica (HTS) dovrebbe rendere in tempi brevi il sistema SMES sempre più interessante e conveniente [19].

III.5 Supercapacitori

I supercapacitori (SC), conosciuti anche come condensatori elettrochimici, costituiscono un'innovativa tecnologia di accumulo di energia elettrica attraverso campi elettrostatici [20]. Essi suscitano notevole interesse perché presentano caratteristiche funzionali intermedie rispetto alle batterie elettrochimiche ed ai condensatori di costruzione tradizionale. Le batterie, infatti, sono caratterizzate da un'elevata densità di energia e da una bassa densità di potenza e sono, cioè, adatte a processi di carica e scarica lenti (durata di ore). I condensatori tradizionali presentano, invece, una bassa densità di energia e un'elevata densità di potenza e possono essere utilizzati, perciò, in processi di carica e scarica estremamente rapidi (durata di frazioni di secondo). I supercapacitori, per le loro caratteristiche intermedie di densità di energia e di densità di potenza, sono adatti a processi di carica scarica di durata intorno al minuto.

I condensatori elettrochimici possono essere efficacemente adottati, quindi, come sistemi di accumulo di supporto per assistere le batterie elettrochimiche durante picchi di carico di breve durata sia per le applicazioni ai veicoli elettrici sia per applicazioni di accumulo stazionario in impianti di generazione distribuita.

Una cella elementare è costituita essenzialmente da due elettrodi porosi, caratterizzati da un elevato rapporto tra superficie e peso, immersi in una soluzione elettrolitica (figura III.7).

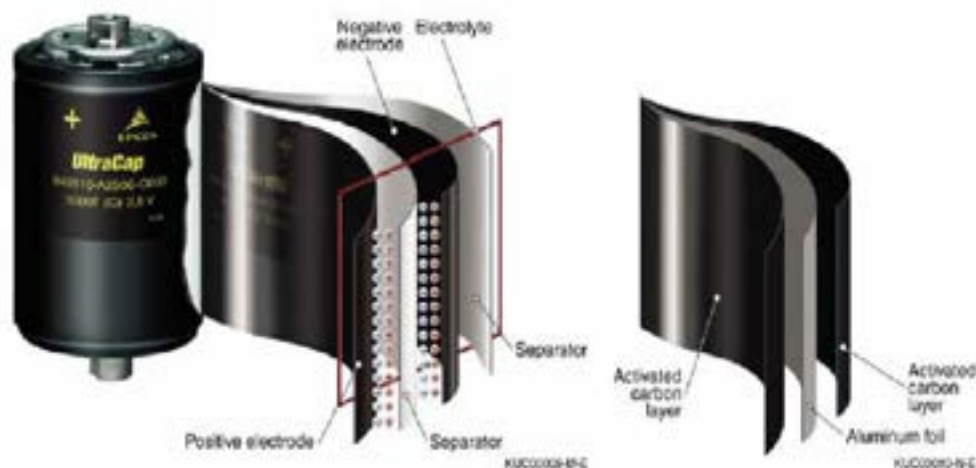


Fig. III.7 – Struttura interna di un condensatore elettrochimico

L'energia è accumulata in prevalenza con un processo elettrostatico nella distribuzione superficiale di carica che si forma nella regione di interfaccia tra ogni elettrodo e l'elettrolita.

Quando si applica una tensione ai due elettrodi, ai due lati delle superfici di interfaccia solido-liquido di ciascun elettrodo, si produce un accumulo di cariche elettrostatiche di segno opposto.

Le due distribuzioni superficiali di carica sono separate (isolate) da una pellicola di elettrolita di spessore comparabile con le dimensioni molecolari.

Nella letteratura tecnica la specifica configurazione di carica elettrica risultante, rappresentata dai due strati superficiali di cariche di segno opposto affacciati a distanza molecolare, è indicata come distribuzione a doppio strato.

Durante il processo di formazione del doppio strato non avviene trasferimento di carica attraverso la superficie di interfaccia; la corrente che può essere rilevata è dovuta alla sola redistribuzione delle cariche in modo analogo a quanto avviene in un tradizionale condensatore.

Il doppio strato di carica che si stabilisce all'interfaccia tra elettrodo ed elettrolita può essere rappresentato approssimativamente come un condensatore a facce piane e parallele, dove la capacità è esprimibile come:

$$C = \frac{A\varepsilon}{4\pi\delta} \quad (\text{III.3})$$

dove ε è la costante dielettrica del mezzo interposto tra i due strati, A la superficie dell'elettrodo e δ è lo spessore del doppio strato.

Per lo spessore microscopico dello stato molecolare che si interpone, con un elettrodo a superficie liscia può essere raggiunta una capacità specifica di 20–50 $\mu\text{F}/\text{cm}^2$. Il campo elettrico corrispondente nella regione di separazione è molto elevato e può anche raggiungere i 10^6 V/cm. La capacità può essere ulteriormente accresciuta incrementando la superficie esterna degli elettrodi.

La formazione della distribuzione di carica a doppio strato è il meccanismo primario di accumulo di energia nei condensatori elettrochimici. Reazioni di ossidoriduzione o fenomeni di assorbimento sulle superfici degli elettrodi costituiscono meccanismi secondari di accumulo di energia.

I supercapacitori possono essere classificati a seconda dei materiali utilizzati per costituire gli elettrodi, (carbone, ossidi metallici, polimeri) o per il tipo di elettrolita impiegato (organico, acquoso). Il processo di accumulo delle cariche nel doppio strato è un processo superficiale e conseguentemente le caratteristiche superficiali degli elettrodi influenzano enormemente le prestazioni della cella.

Gli elettrodi più utilizzati sono quelli a base di carbone, caratterizzati da basso costo, elevata area superficiale, ampia disponibilità, elevata polarizzabilità ed infine realizzati con un processo tecnologico produttivo ben consolidato. Gli elettrodi di carbonio si possono suddividere in due tipi, quelli a base di carboni attivati, polveri e stoffe, e quelli a base di carboni nanostrutturati come i nanotubi.

I più comuni e commercializzati sono quelli a base di carbone attivato, relativamente economici e con elevate aree superficiali. I nanostrutturati sono caratterizzati da una maggiore porosità con pori di dimensioni fino a 2 nm, ma sono più costosi. Si ottengono capacità che vanno da pochi Farad fino a migliaia di Farad per cella.

Gli ossidi metallici costituiscono una vantaggiosa alternativa al carbonio per la loro bassa resistività e la loro elevata capacità specifica tale da consentire la costruzione di condensatori con alta densità di energia ed alta densità di potenza. Gli elettrodi a base di ossidi metallici sono, però, penalizzati dagli elevati costi di produzione e dai modesti valori della tensione nominale della cella (1V).

Alcuni studi hanno suggerito l'utilizzo di polimeri conduttori per la realizzazione degli elettrodi. I polimeri accumulano o rilasciano carica elettrica con reazioni di ossidoriduzione. Nella reazione di ossidazione gli ioni sono trasferiti nella matrice polimerica, invece nella reazione di riduzione gli ioni sono rilasciati nella soluzione. Con i polimeri conduttori l'accumulo di carica avviene nell'intero volume dell'elettrodo e non solo sulla superficie come per il carbonio. Questa caratteristica consente di raggiungere elevati valori di capacità specifica. Per i supercapacitori con elettrodi

polimerici sono stati riportati valori piuttosto elevati di densità di potenza e di densità di energia. Tuttavia la contrazione e la dilatazione del polimero durante le operazioni di carica-scarica possono comportare un deterioramento strutturale. I limiti tecnologici sono oggi costituiti da una scarsa stabilità a lungo termine e da una insufficiente durata di vita.

La scelta dell'elettrolita per un supercapacitore è importante quanto lo è la scelta del materiale usato per l'elettrodo, infatti, la massima tensione di lavoro della cella, e quindi la massima energia immagazzinabile, dipende dal potenziale di decomposizione dell'elettrolita. Esistono oggi due diverse tipologie di elettrolita per un supercapacitore: gli elettroliti organici e gli elettroliti acquosi.

L'elettrolita organico è il più diffuso, in particolare tra i dispositivi commerciali, grazie al suo elevato potere di dissociazione. Gli elettroliti organici, pur presentando capacità specifiche minori permettono di funzionare con tensioni superiori; le tensioni normali di esercizio sono tipicamente di 2,5-3 V per singolo elemento. Valori di tensione più elevati, circa 3,5 V, si possono raggiungere adottando particolari procedure di purificazione dell'elettrolita e applicando speciali film protettivi che riducono la corrosione degli elettrodi. I supercapacitori con elettrolita acquoso sono caratterizzati da una capacità specifica maggiore e da una minore resistenza equivalente serie (R_s), inoltre hanno un costo relativamente contenuto. Hanno però lo svantaggio di sopportare tensioni di cella più basse, intorno a 1 V, con una riduzione dell'energia immagazzinabile. Sono in generale meno diffusi di quelli con elettrolita organico. Gli elettroliti acquosi più utilizzati sono l'acido solforico e l'idrossido di potassio.

III.5.1 Modello matematico di un supercapacitore

Nella letteratura tecnica sono proposti diversi modelli per rappresentare i complicati fenomeni che avvengono in un condensatore elettrochimico. Un modello semplice, ma anche abbastanza soddisfacente, per rappresentare il comportamento dinamico di un condensatore elettrochimico consiste in una sua rappresentazione con un circuito elettrico equivalente del primo ordine (fig. III.8) [21],[22]. I fenomeni connessi all'accumulo di energia nella distribuzione di carica a doppio strato sono rappresentati dalla capacità C .

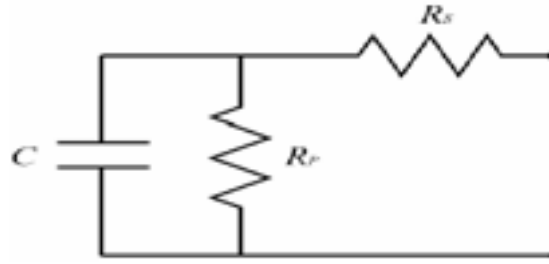


Fig. III.8 – Circuito elettrico equivalente per un supercapacitore

La capacità equivalente C è ottenuta per via sperimentale misurando l'energia ΔE che il supercapacitore assorbe durante una carica tra due tensioni di riferimento V_1 e V_2 e trascurando le perdite ohmiche che si hanno sulla resistenza R_s .

$$C = \frac{2\Delta E}{V_1^2 - V_2^2} \quad (\text{III.4})$$

La resistenza serie R_s tiene conto dei fenomeni dissipativi che avvengono durante i processi di carica e scarica. Essa può essere ricavata misurando la costante di tempo τ_s per la scarica su un carico ohmico di resistenza R .

$$R_s = \frac{\tau_s}{C} - R \quad (\text{III.5})$$

La resistenza parallelo R_p riproduce, invece, i fenomeni di autoscarica che intervengono per periodi di tempo lunghi (giorni) e si può ricavare dalla costante di tempo di auto scarica τ_p .

$$R_p = \frac{\tau_p}{C} \quad (\text{III.6})$$

Per l'analisi del comportamento del sistema di accumulo, per intervalli di tempo sufficientemente brevi la resistenza R_p può essere trascurata ed il supercapacitore può essere rappresentato come un circuito R_C serie.

III.5.2 Prestazioni e possibili applicazioni

La densità di energia dei supercapacitori è molto bassa se paragonata a quella degli accumulatori elettrochimici, ma la loro potenza specifica è molto elevata. Ciò, unito alla rapidità con cui è possibile la carica e scarica per un numero elevato di cicli, rende

i componenti particolarmente adatti ad applicazioni che richiedono l'erogazione di potenze elevate per brevi periodi, dalla frazione di secondo a pochi minuti. Nella tabella III.1 sono confrontate le prestazioni dei supercapacitori con quelli degli accumulatori elettrochimici di tipo tradizionale.

	<i>Accumulatori elettrochimici</i>	<i>Supercapacitori</i>
<i>Potenza specifica [W/kg]</i>	60-300	5000
<i>Energia specifica [Wh/kg]</i>	30-45	4-5
<i>Durata di vita [cicli]</i>	500	500.000
<i>Tempo di ricarica</i>	Ore	Secondi
<i>Tempo di auto-scarica</i>	Mesi	Giorni
<i>Rendimento</i>	0,7-0,9	0,7-0,9

Tab. III.1 – Confronto tra supercapacitori ed accumulatori elettrochimici

I supercapacitori trovano impiego in numerose applicazioni, dal settore della trazione, alla *Power Quality* nelle reti elettriche, all'accoppiamento con turbine eoliche e in generale in tutte quelle applicazioni in cui si richiedono elevati valori di potenza ma non di energia. Sono attualmente impiegati nel campo della trazione elettrica o ibrida, accoppiati a sistemi di batterie o a celle a combustibile, con lo scopo di fornire i picchi di potenza all'avviamento o durante improvvise accelerazioni e per il recupero dell'energia in frenatura.

I supercapacitori, inoltre, possono essere accoppiati ai sistemi di produzione da fonte rinnovabile, con lo scopo di compensare le fluttuazioni della potenza generata, dovuta all'aleatorietà della sorgente primaria, migliorando la qualità della produzione.

Sono inoltre particolarmente adatti ad applicazioni di *Power Quality*, in cui i sistemi di accumulo sono utilizzati per migliorare la qualità della fornitura e garantire la bontà della forma d'onda della tensione di alimentazione e per l'alimentazione dei carichi particolarmente sensibili anche a lievi anomalie nella tensione di alimentazione.

I vantaggi dei supercapacitori rispetto ad altri sistemi di accumulo analoghi, quali ad esempio i volani ad alta velocità, sono le dimensioni e il peso ridotti, la semplicità di gestione e di manutenzione, la mancanza di emissioni, e i costi relativamente contenuti.

Pur essendo già commercialmente disponibili i supercapacitori non sono ancora tecnologicamente maturi e sono oggetto di studio da parte di vari gruppi di ricerca. Si possono prevedere buoni margini di miglioramento sia tecnologico, ad esempio mediante l'utilizzo di materiali innovativi per gli elettrodi (ad esempio materiali nano strutturati) e per gli elettroliti, sia economico.

IV. POSSIBILE RUOLO DEI SISTEMI DI ACCUMULO NELL'INTEGRAZIONE DELLA GENERAZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILE

IV.1 Premessa

Il sistema elettrico da tempo è in evoluzione da una struttura centralizzata, che vede una netta separazione tra la rete passiva dell'utente e quella attiva dell'*utility* verso una struttura mista, che vede la presenza di generazione distribuita e sistemi di generazione a fonte rinnovabile e aleatoria a livelli intermedi e in prossimità dell'utenza.

In questo scenario i sistemi di accumulo di energia assumono un ruolo strategico. Alle applicazioni tradizionali, come alimentazione di emergenza per carichi privilegiati e sistemi isolati, o alimentazione di piccoli elettrodomestici e apparecchiature portatili, si sono gradualmente aggiunte una serie di applicazioni di importanza strategica per il sistema elettrico. Tra le tante applicazioni, l'accumulo permette di disaccoppiare temporalmente la produzione e il consumo di energia elettrica, favorendo una maggiore penetrazione dei sistemi di generazione a fonte rinnovabile [23].

Il presente capitolo riporta sulle problematiche legate all'aumento del grado di penetrazione delle fonti di generazione variabili sul sistema elettrico, evidenziando i potenziali vantaggi offerti dall'utilizzo dei sistemi di accumulo [24].

IV.2 Cenni sulle problematiche di bilanciamento della potenza e sui servizi di dispacciamento nei sistemi elettrici

E' noto che, per coprire in modo soddisfacente, da un punto di vista tecnico ed economico, il diagramma di carico di un sistema di potenza è necessario che le centrali all'uopo predisposte siano in grado di soddisfare, istante per istante, le richieste dei carichi, garantendo, al contempo, un'adeguata riserva per far fronte a situazioni di emergenza ed ai fermi programmati nei periodi di manutenzione.

In figura IV.1 è mostrato un andamento tipico del carico orario, per tre diversi periodi settimanali relativi, rispettivamente, all'assorbimento massimo estivo, all'assorbimento tipico invernale ed all'assorbimento minimo che si manifesta, generalmente, all'inizio della stagione primaverile. Il grafico fa riferimento a valori

misurati del carico elettrico sulla rete del Texas (ERCOT - Electric Reliability Council of Texas), ma può essere considerato rappresentativo anche del sistema elettrico italiano.

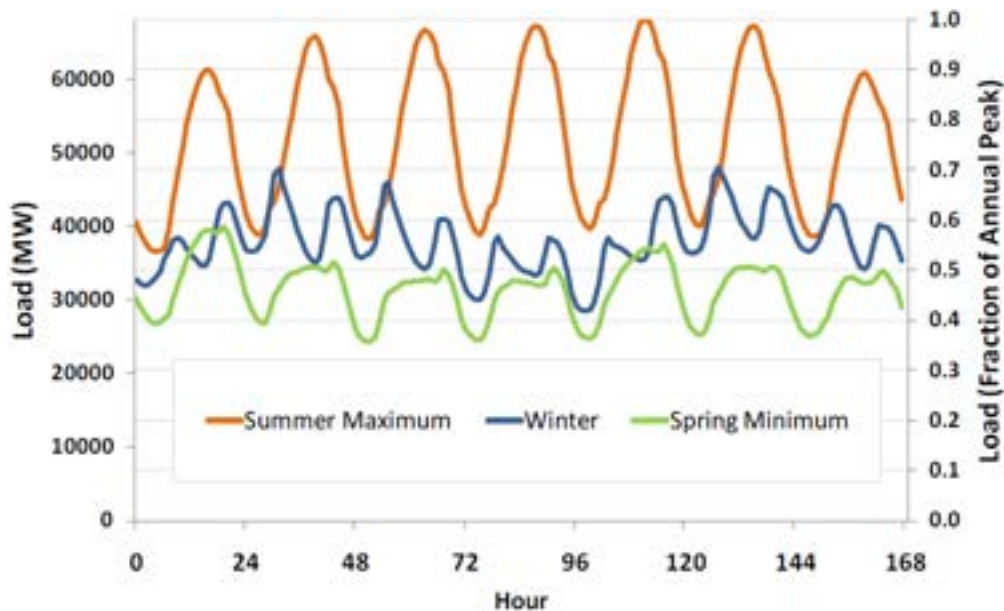


Fig. IV.1 – Esempi di diagrammi orari di carico relativi a tre settimane (estiva, invernale, primaverile)

Com'è noto, le centrali elettriche possono essere suddivise a seconda del loro obiettivo d'impiego in:

- centrali destinate a garantire il carico di base;
- centrali destinate a garantire il carico intermedio;
- centrali destinate a garantire i picchi di carico.

Le centrali per il carico di base forniscono la cosiddetta energia di banda, vale a dire il quantitativo di energia necessario in ogni momento della giornata nell'ambito della rete (fondamentalmente, energia richiesta dai carichi industriali a ciclo continuo). Tipiche centrali per il carico di base sono le grandi centrali ad acqua fluente, quelle nucleari, quelle a carbone, quelle geotermoelettriche e quelle termoelettriche ad elevato rendimento.

Le centrali per il carico intermedio coprono l'ulteriore quantità di energia elettrica necessaria ai carichi residenziali, del terziario e dell'industria a ciclo discontinuo. Le centrali adatte a soddisfare il carico intermedio sono ad esempio le centrali idroelettriche a serbatoio e le centrali a ciclo combinato gas-vapore.

Le centrali per i picchi di carico forniscono potenza quando, a determinate ore del giorno, la richiesta evidenzia un forte incremento. Per questi picchi di fabbisogno vengono impiegate centrali altamente flessibili (centrali idroelettriche a bacino, impianti di pompaggio, centrali con turbina a gas).

Nell'ambito di quest'interazione acquisiscono una particolare importanza le energie rinnovabili: caratteristica principale dell'energia solare ed eolica è che non può essere controllata. Difatti, l'energia che un impianto solare o eolico fornisce alla rete dipende dalle condizioni meteorologiche e pertanto non può essere prevista a livello temporale. Ciò rende più difficile un approvvigionamento delle reti elettriche pianificabile e corrispondente al fabbisogno.

Oltre al requisito di dover soddisfare, istante per istante, le richieste dei carichi, adattandole alla generazione disponibile, le *utilities* hanno anche il compito di mantenere accesi impianti di produzione con il compito di:

- compensare inaspettati aumenti di carico;
- compensare le perdite di trasformazione e di trasmissione;
- erogare la potenza richiesta in caso di malfunzionamenti o fuori servizio non programmati di centrali elettriche convenzionali.

L'insieme di questi servizi viene di solito indicato col termine di riserva operativa (*operating reserve*) ed include, tra gli altri:

- regolazione della frequenza;
- differenze tra carico elettrico effettivo e previsto;
- guasti nel sistema elettrico.

Com'è noto, tali servizi sono offerti da gruppi di generazione che vengono tenuti costantemente *on-line*, pronti ad intervenire in caso di necessità (la cosiddetta riserva rotante). La riserva rotante può essere costituita o da generatori parzialmente caricati (in grado cioè di aumentare rapidamente la produzione ove richiesto) o da carichi regolabili. E' evidente che la necessità di far funzionare gruppi di generazione a potenza ridotta con funzione di riserva rotante, si traduce sia in un aumento del costo che in una riduzione dell'efficienza complessiva del sistema elettrico.

La figura IV.2 mette in evidenza la necessità della regolazione di frequenza (curva in rosso) in aggiunta ai requisiti di inseguimento del carico (curva blu) [25]. Come si nota, durante le prime ore della giornata il carico elettrico ha un incremento di circa 400 MW ma, nello stesso periodo di tempo, si verificano oscillazioni rapide di +/- 50 MW, nell'arco di pochi minuti.

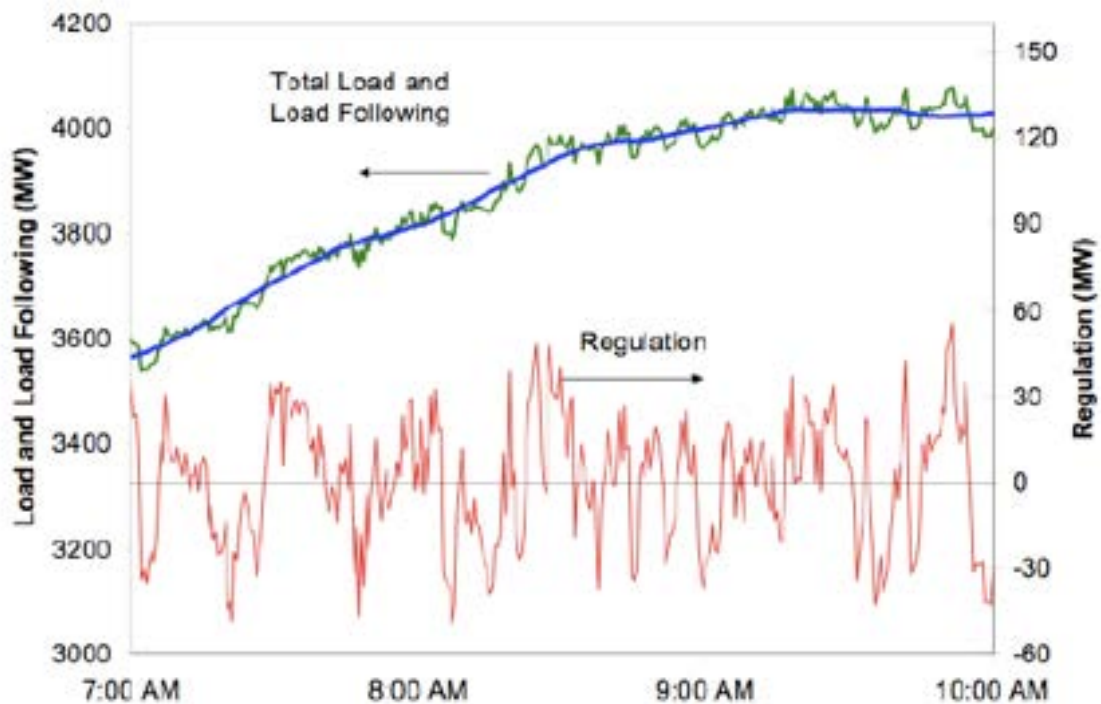


Fig. IV.2 – Esempio di incremento del carico e rapide oscillazioni di potenza tra le ore 7.00 e le ore 10.00

La figura IV.3 evidenzia delle possibili variazioni nel dispacciamento della potenza dovute alla necessità di attuare servizi di riserva sul sistema elettrico.

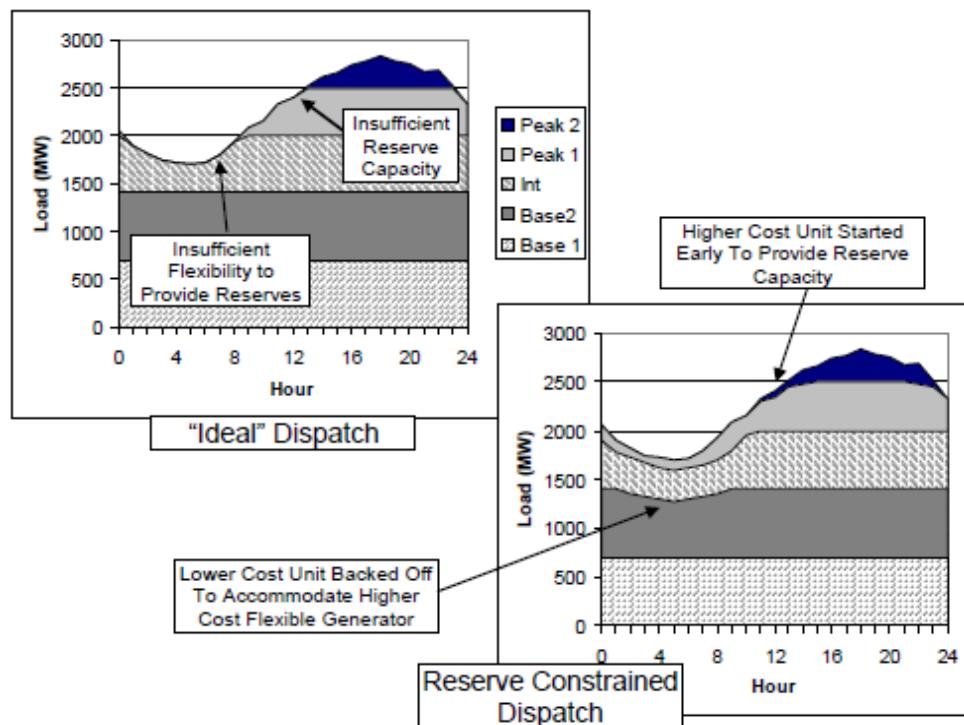


Fig. IV.3 – Esempi di dispacciamento della potenza in presenza di riserva operativa

La figura sulla sinistra è un esempio di dispacciamento ideale della potenza. Due unità di base, lavorando in condizioni di massimo rendimento, forniscono la maggior parte dell'energia richiesta, una centrale copre il carico intermedio ed, infine, due unità sono preposte per la copertura dei picchi di potenza.

Il grafico evidenzia un'elevata variabilità del carico elettrico nelle prime ore della giornata. A causa di ciò, l'unità preposta a coprire il carico intermedio potrebbe non essere in grado di far fronte alle variazioni di carico richieste nelle prime ore della giornata.

Per ovviare al problema è possibile fare riferimento al grafico di destra, che mette in luce una diversa modalità di controllo delle unità di generazione di base. Si nota come una delle unità preposte per la copertura del carico di base riduce la potenza erogata (riducendo il suo rendimento), in modo da mantenere pressoché costante la potenza erogata dalle unità per il carico intermedio. Tutto ciò si traduce, ovviamente, in un aumento dei costi operativi per l'intero sistema.

Un'alternativa che permette di rendere più efficiente il sistema elettrico è quella di inserire sistemi di accumulo in nodi prefissati della rete con la funzione di ausilio alle unità preposte alla copertura del carico di base.

IV.3 Impatto degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nella gestione del sistema elettrico

Per valutare il ruolo effettivo dei sistemi di accumulo, in presenza di un'elevata penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili (in primo luogo eolico) nel sistema elettrico, è innanzitutto necessario valutare gli effetti che la variabilità della generazione rinnovabile ha sulla gestione del sistema elettrico nel suo complesso.

Il modo più immediato per comprendere l'impatto della generazione da fonti rinnovabili sulla rete elettrica è quello di considerare la stessa non come "aumento della generazione disponibile", bensì come "riduzione del carico" nel sistema elettrico. Quindi la generazione eolica e fotovoltaica non viene vista dal sistema elettrico come un aumento di generazione disponibile bensì come una riduzione del carico elettrico. In tal modo, la funzione delle unità di base diventa quella di bilanciare il "carico residuo", definito come il carico effettivo meno l'energia prodotta dalle fonti rinnovabili.

La figura IV.4 permettere di comprendere meglio l'impatto che la generazione da fonti rinnovabili ha sul sistema elettrico.

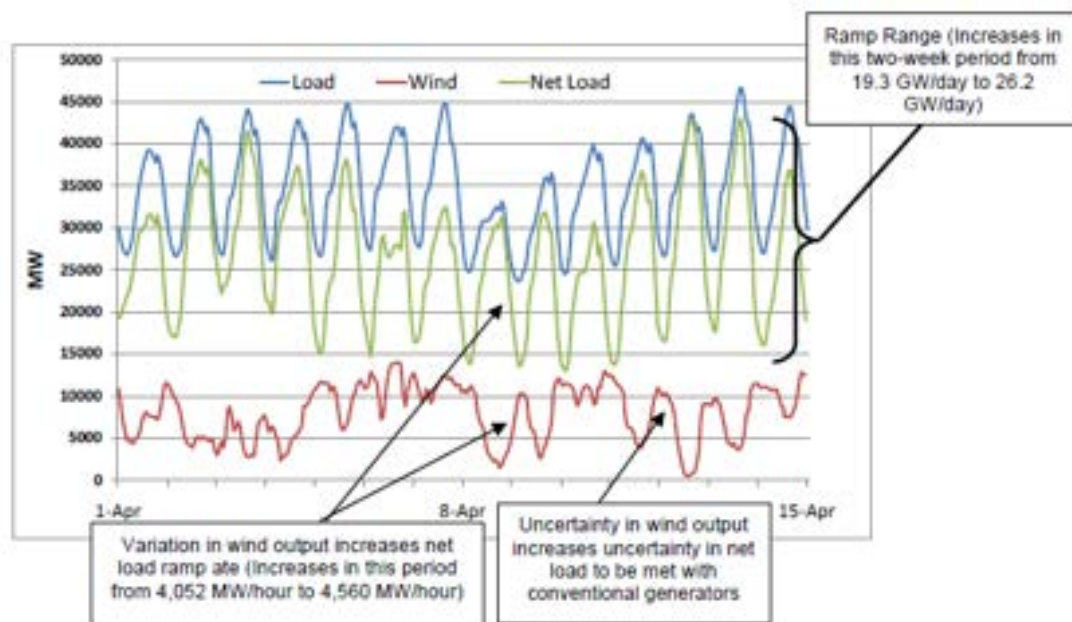


Fig. IV.4 – Impatto della generazione variabile sul carico elettrico

Si nota come la potenza erogata dalle sorgenti variabili (curva in rosso) viene direttamente sottratta al carico elettrico (curva in blu), ottenendo l'andamento caratteristico del carico residuo (*net load*) come evidenziato dalla curva in verde.

L'introduzione della generazione variabile in rete ha diversi impatti negativi sul sistema elettrico. In particolare determina:

- un aumento della riserva necessaria per l'attuazione di servizi di regolazione della frequenza;
- un aumento della pendenza della curva relativa al carico residuo (in altre parole aumenta la velocità con cui le unità preposte per il livellamento del carico devono aumentare o ridurre la potenza erogata);
- un aumento degli errori nella previsione del carico residuo dovuti al cumulo degli errori nella stima del carico e nella stima della produzione da fonti aleatorie (eolico e fotovoltaico);
- un aumento del *range* di variazione del carico residuo (differenza tra valore minimo e valore massimo giornaliero).

L'ultimo impatto citato è particolarmente significativo nella gestione del sistema elettrico, perché determina anche una riduzione del carico minimo con il risultato che alcune delle unità preposte alla copertura del carico di base saranno chiamate a ridurre la potenza erogata e, in casi estremi, verranno direttamente disconnesse dalla

rete. Inoltre, l'aumento nella variabilità del carico residuo determina un aumento della riserva operativa e, di conseguenza, un aumento delle unità preposte a tali funzioni.

IV.4 Principali criticità nell'integrazione di energia da fonte eolica e fotovoltaica

Come risulta evidente da quanto riportato nel paragrafo precedente, un'elevata penetrazione di fonti di energia rinnovabili di tipo aleatorio nella rete determina consistenti variazioni nel funzionamento e nella gestione del sistema elettrico e, al contempo, un aumento dei costi operativi (costi di integrazione). Nel seguito si analizzeranno nel dettaglio tali variazioni e le ripercussioni che le stesse hanno sui costi di integrazione.

Consideriamo inizialmente un grado di penetrazione di energia eolica e fotovoltaica basso (corrispondente ai livelli attuali). Sotto tali ipotesi, l'introduzione di generazione eolica nel sistema elettrico dà luogo esclusivamente a variazioni dell'energia erogata dagli impianti di generazione flessibili (quelli preposti a coprire la parte intermedia e le punte del diagramma di carico), come si vede nel diagramma di carico di figura IV.5. Il diagramma fa riferimento ad un grado di penetrazione di impianti eolici pari all'8,5% (la percentuale è riferita all'energia complessivamente erogata dagli impianti di generazione), ed è relativo ad un periodo di 4 giorni.

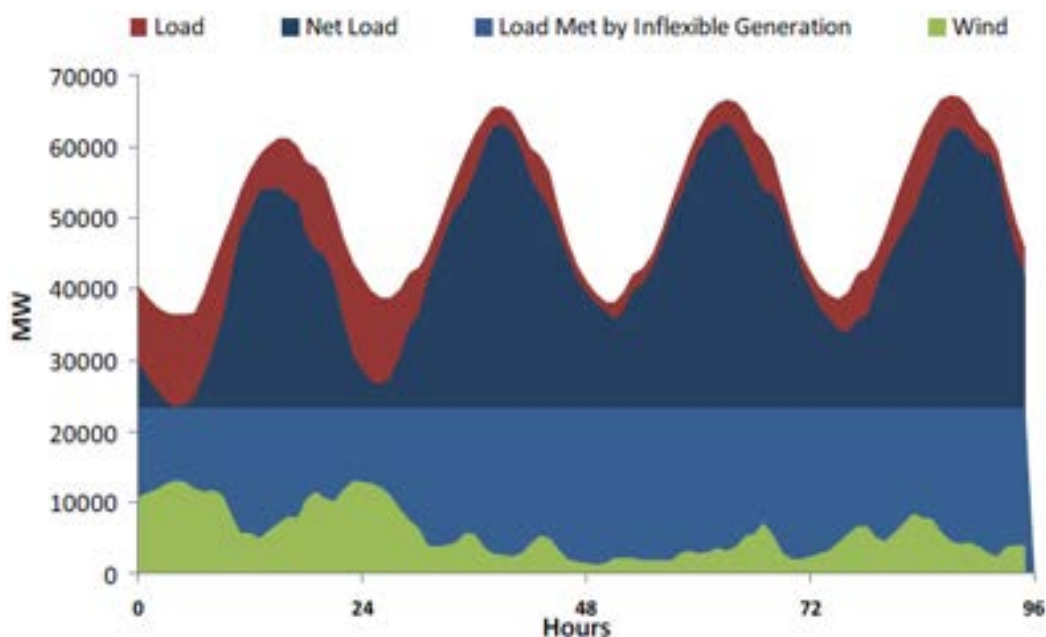


Fig. IV.5 – Esempio di dispacciamento in presenza di un basso grado di penetrazione eolica

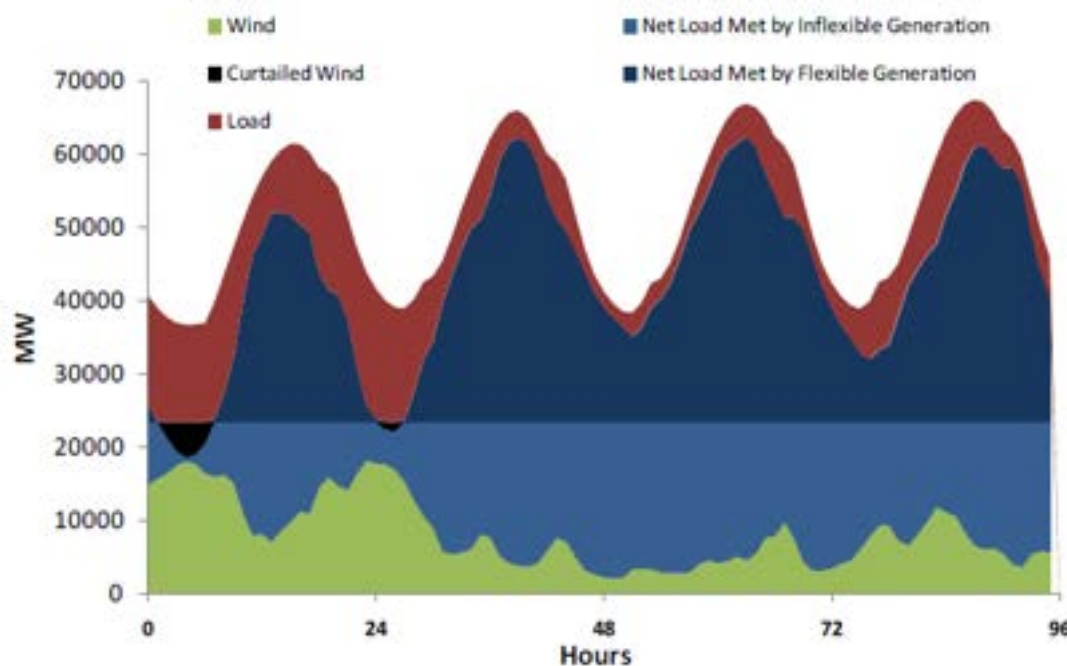


Fig. IV.6 – Esempio di dispacciamento in presenza di un elevato grado di penetrazione eolica

Com'è evidenziato nel diagramma di figura IV.5, l'aumento di produzione legato alla generazione eolica viene interamente compensato con una riduzione della potenza erogata dagli impianti di generazione flessibili, senza intaccare la produzione delle centrali di base.

La situazione cambia in presenza di un elevato grado di penetrazione eolica. Supponiamo infatti di aumentare la percentuale di impianti eolici al 16% sul totale dell'energia prodotta. Sotto tali ipotesi, per compensare l'aumento di produzione legato alla generazione eolica sarà stavolta necessario intaccare la produzione delle centrali di base, come risulta evidente osservando la figura IV.6. In questo caso, l'impossibilità di regolare la potenza delle centrali di base si traduce nella necessità di distaccare alcune unità di generazione variabile. Nel diagramma evidenziato in figura ciò si verifica nei periodi di carico minimo, in corrispondenza delle prime ore dopo la mezzanotte nei primi due giorni esaminati.

Questo problema è particolarmente presente nel sistema elettrico danese, che presenta un grado di penetrazione di energia eolica tra i più elevati al mondo [26]. Infatti nel sistema elettrico danese sono presenti diversi impianti di cogenerazione (produzione combinata di energia e calore). Sfortunatamente, in molti casi la massima richiesta di energia termica per il riscaldamento si ha nelle serate fredde e ventose, proprio quando il carico elettrico è basso e la produzione di energia eolica è vicina ai

massimi, per cui sarebbe auspicabile lo spegnimento di alcune unità di generazione flessibili.

Quindi, in molti casi, gli impianti di produzione elettrica non possono essere spenti perché è necessario fornire il calore richiesto dalle utenze residenziali e industriali. La conseguente sovragerazione determina lo spegnimento forzato di diversi impianti eolici.

La potenza minima che le centrali di base sono in grado di erogare è funzione di diversi fattori, tra cui la tipologia dei gruppi di generazione che contribuiscono al carico di base, la natura dei servizi ancillari richiesti al sistema elettrico e la tipologia degli impianti di generazione preposti a fornire tali servizi. E' noto, ad esempio, che le centrali a carbone sono in grado, entro certi limiti, di variare la potenza prodotta (in genere nel range 50-100%) mentre ad esempio le centrali termonucleari devono lavorare a potenza quasi costante per ragioni tecniche. In ogni caso è difficile, per gli operatori di rete, condurre una valutazione approfondita ed accurata sulle capacità di funzionamento ciclico delle unità di generazione di base e dei costi ad essi associati, a causa della ridotta esperienza maturata sull'argomento. Allo stesso modo, è difficile anche valutare i costi legati all'integrazione di generazione variabile in un sistema elettrico e stimare la potenza eolica che è necessario disconnettere per evitare problemi di sovra generazione.

La capacità di un sistema elettrico di fornire un carico residuo variabile (al netto della produzione da fonti rinnovabili) prende il nome di flessibilità del sistema.

Il fattore di flessibilità (*flexibility factor*) può essere definito come la capacità di un'unità del parco di generazione di base di variare ciclicamente la potenza erogata al di sotto del carico di picco. Ad esempio, un fattore di flessibilità uguale al 70% significa che la centrale può ridurre la potenza erogata fino ad un minimo pari al 30 % della potenza di picco.

Ciò detto, la figura IV.7 mette in relazione la percentuale di carico minimo erogabile da unità del parco di generazione convenzionale, riportata in ascissa (che corrisponde al reciproco del fattore di flessibilità) con la percentuale massima di energia che le stesse unità possono trasferire sul sistema elettrico, riportata in ordinata [27],[28].

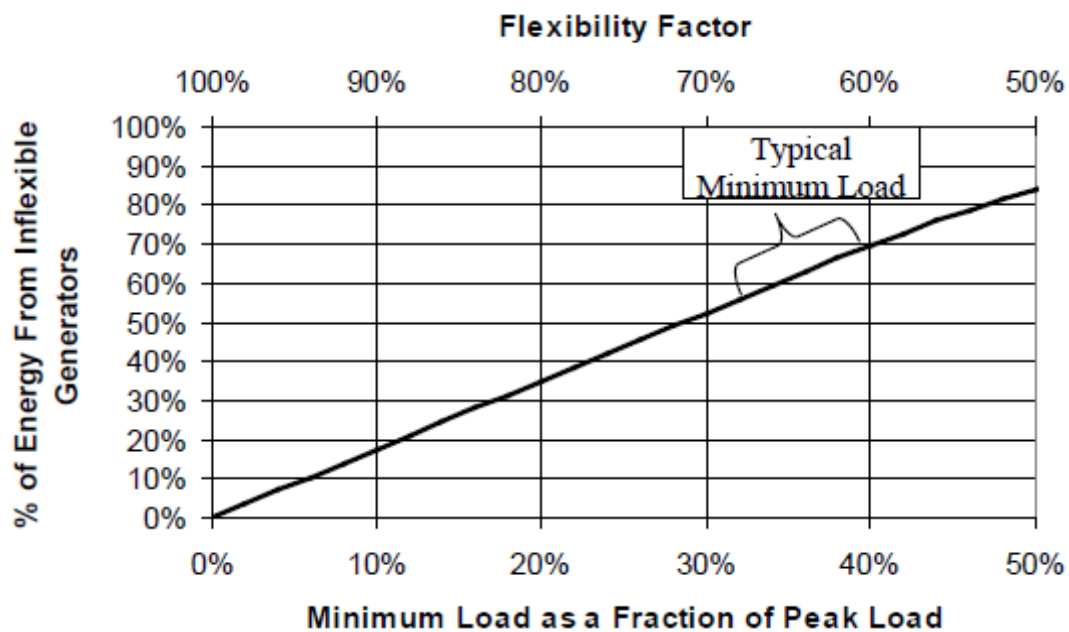


Fig. IV.7 – Contributo della generazione convenzionale in funzione della percentuale di carico minimo

In figura si vede che nelle normali reti esistenti, la percentuale di carico minimo si aggira intorno al 30-40% del carico di picco annuale (che corrisponde ad un fattore di flessibilità del 60-70%). Se le unità di generazione convenzionali non possono funzionare al di sotto di tale limite esse potranno fornire il 55-70% dell'energia complessiva del sistema elettrico (valore riportato in ordinata nel diagramma di figura IV.7). La percentuale rimanente dovrà essere fornita da impianti di generazione flessibili.

Una prima conclusione che è possibile trarre dai ragionamenti fatti è che, per aumentare la percentuale di generazione eolica in un sistema elettrico è necessario ridurre la percentuale di carico minimo erogabile dalle unità del parco di generazione convenzionale.

Analogamente è possibile valutare la relazione esistente tra la flessibilità del sistema ed il grado di penetrazione della generazione variabile, valutando i diagrammi di carico relativi a sistemi elettrici con diversi valori di flessibilità (differenti valori di carico minimo delle unità di generazione convenzionali), come evidenziato in figura IV.8.

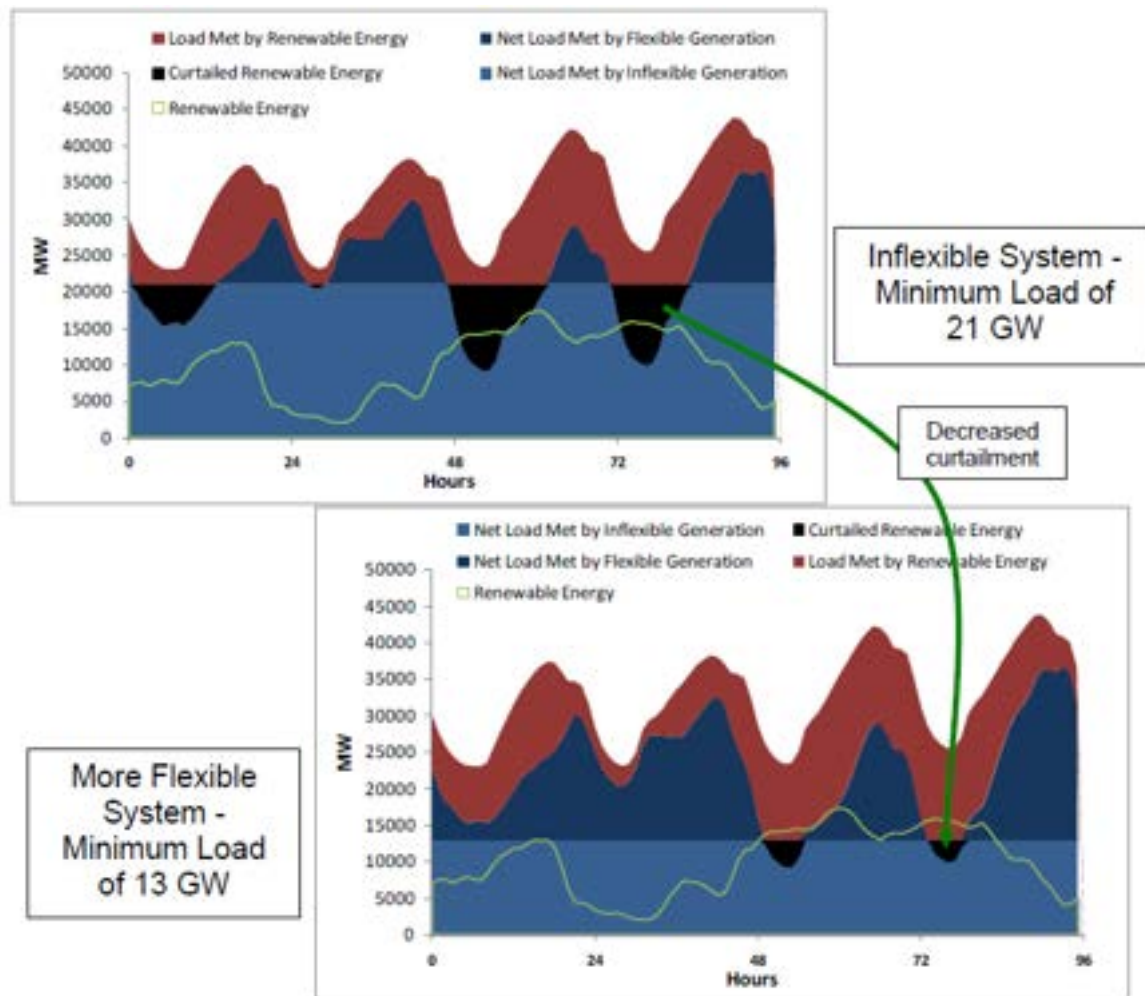


Fig. IV.8 – Effetto della riduzione del carico minimo delle unità di generazione convenzionali sul grado di penetrazione di impianti da fonti rinnovabili

Nel diagramma superiore (*inflexible system*) nel sistema sono stati integrati 19 GW di potenza eolica e 11 GW di potenza fotovoltaica (che rappresentano, complessivamente, il 20% della totale dell'energia annua richiesta), con un carico di picco pari a 60,3 GW. Inoltre, la percentuale di carico minimo erogabile dalle unità di generazione convenzionali è supposta pari a 21 GW. Sotto tali ipotesi di basso grado di flessibilità, la produzione di energia eolica e fotovoltaica deve essere ridotta del 21% (in termini di energia). Alcuni impianti verranno quindi disconnessi dalla rete in concomitanza con i periodi di carico minimo del sistema elettrico.

Il diagramma inferiore (*more flexible system*) è identico a quello superiore salvo per il fatto che la percentuale di carico minimo erogabile dalle unità di generazione convenzionali è stata ridotta a 13 GW. Così facendo, il distacco di unità di produzione eolica e fotovoltaica viene ridotto a meno del 3% e la percentuale di energia prodotta da rinnovabili aumenta al 25% (contro il 20% del caso precedente).

Per comprendere meglio in che modo la flessibilità del sistema si ripercuote sul numero di unità di generazione variabili distaccate dal sistema elettrico, in figura IV.9 è riportata la velocità di distacco delle unità di generazione variabili (in altri termini la percentuale di unità di generazione variabili distaccate) in funzione del contributo della generazione rinnovabile sul totale dell'energia annua richiesta. Le tre curve corrispondono a diversi valori del fattore di flessibilità.

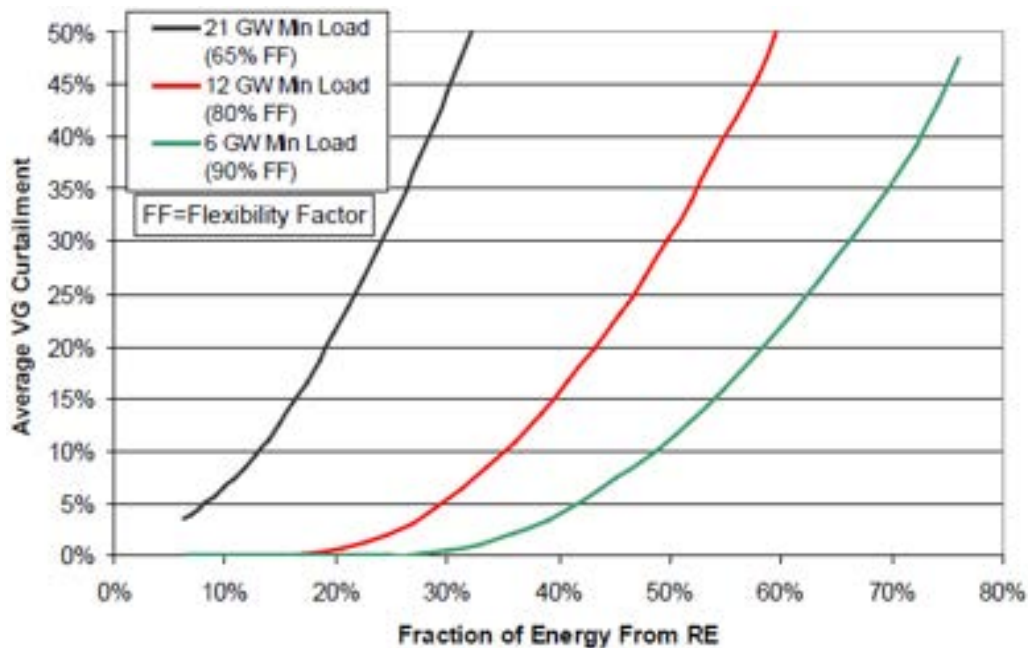


Fig. IV.9 – Riduzione dell'energia prodotta da unità variabili in funzione del contributo di generazione rinnovabile (sul totale dell'energia annua richiesta), per tre diversi valori del fattore di flessibilità

In figura IV.10 sono invece rappresentate le velocità di distacco delle unità di generazione variabili per ogni singola unità di produzione incrementale connessa al sistema elettrico. Ad esempio, in corrispondenza di un fattore di flessibilità pari all'80% (curva rossa), in presenza di un contributo della generazione rinnovabile pari al 25%, la percentuale di energia prodotta da rinnovabili che deve essere distaccata dal sistema elettrico è inferiore al 3%, come si vede osservando la figura IV.9. Ciò significa che meno del 3% degli impianti di generazione variabile devono essere disconnessi dalla rete affinché il sistema possa continuare a funzionare correttamente. Invece, in termini di distacco delle unità di generazione incrementali, l'ultima unità di produzione variabile connessa con il sistema elettrico subirà un distacco di potenza maggiore del 10%, come si vede osservando la figura IV.10.

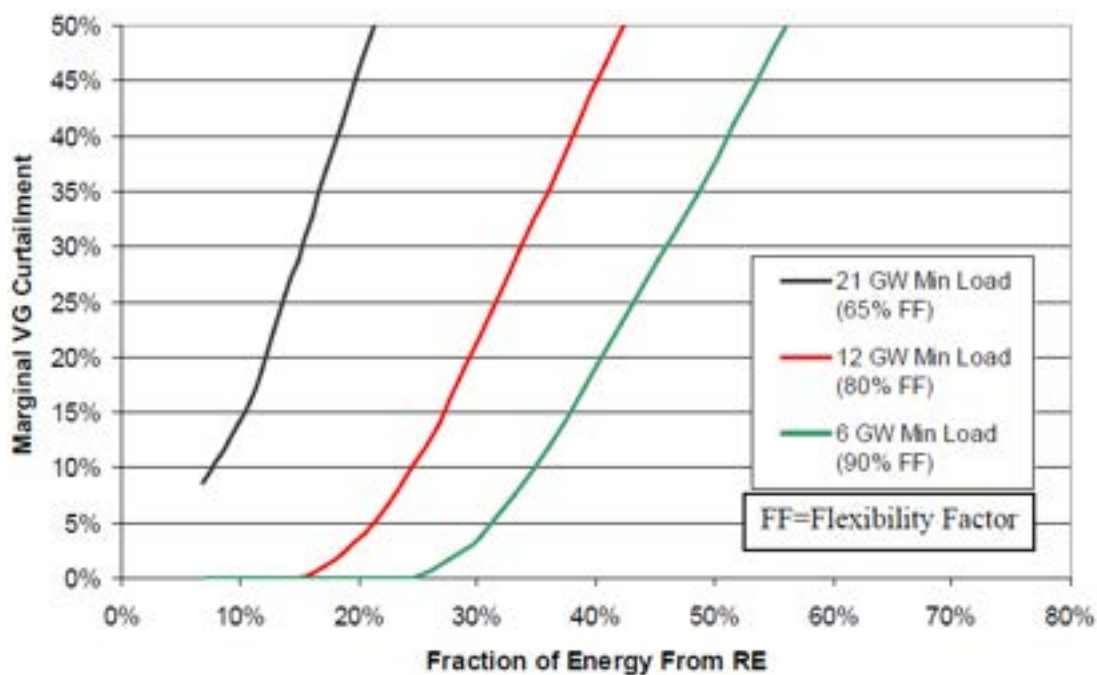


Fig. IV.10 – Riduzione dell'energia prodotta da ogni unità di produzione incrementale in funzione del contributo della generazione rinnovabile, per tre diversi valori del fattore di flessibilità

Ovviamente, il distacco di unità di generazione variabile si ripercuote sul costo delle stesse, poiché il distacco degli impianti di generazione ne riduce il fattore di utilizzo (*capacity factor*).

Le figure IV.11 e IV.12 mettono in evidenza come il grado di penetrazione nel sistema elettrico di impianti alimentati da fonti rinnovabili influenzi il costo degli stessi impianti, sia in termini assoluti (cioè sul totale della generazione variabile, come evidenziato in figura IV.11) sia in termini incrementali (cioè sulle unità di generazione addizionali, come evidenziato in figura IV.12), per diversi valori del fattore di flessibilità.

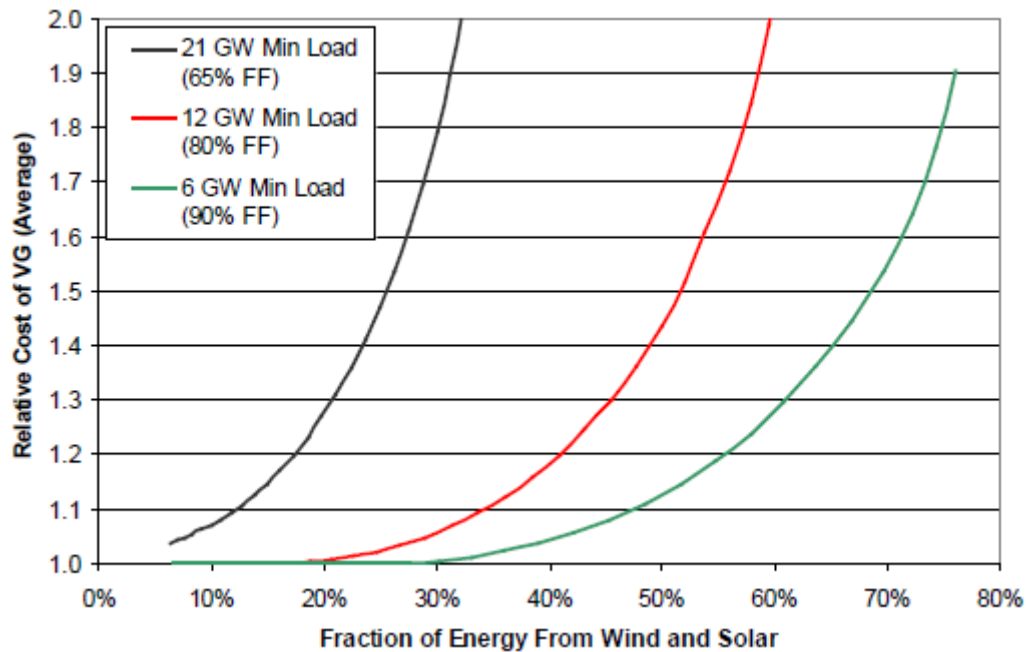


Fig. IV.11 – Andamenti del costo degli impianti di produzione al variare del grado di penetrazione di rinnovabili, per diversi valori del fattore di flessibilità

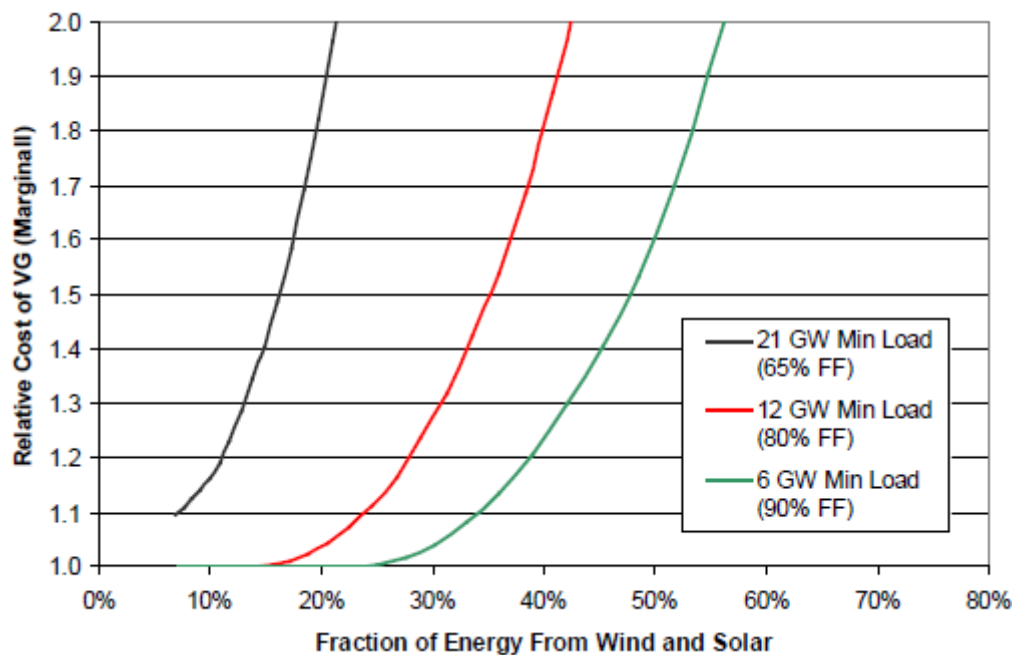


Fig. IV.12 – Andamenti del costo incrementale degli impianti di produzione al variare del grado di penetrazione di rinnovabili, per diversi valori del fattore di flessibilità

Un'importante conclusione che è possibile trarre dai grafici precedenti è che la diffusione di impianti a fonte rinnovabile può essere fortemente limitata, per ragioni di costo, se non si introducono nel sistema elettrico delle tecnologie in grado di aumentare il grado di flessibilità della rete (ed i sistemi di accumulo sono tra le possibili alternative) [29]. Ovviamente, prima di intraprendere una delle possibili

strategie è necessario confrontare le diverse soluzioni disponibili e scegliere quella più vantaggiosa da un punto di vista tecnico/economico.

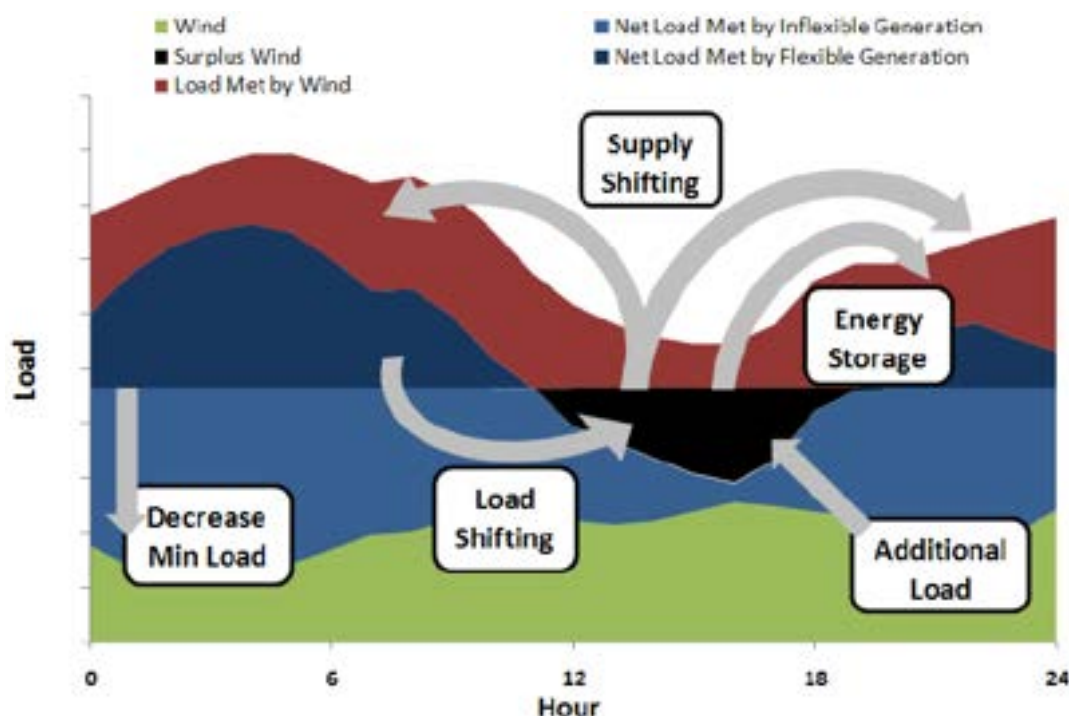


Fig. IV.13 – Metodologie per aumentare la penetrazione di impianti di generazione da fonte variabile, attraverso sistemi di accumulo

La figura IV.13 evidenzia i principali vantaggi dei sistemi di accumulo in termini di aumento della penetrazione di impianti di generazione variabile nel sistema elettrico. L'accumulo permette di evitare il distacco di unità di generazione variabile assorbendo l'energia in eccesso nei periodi di basso carico e ricedendola alla rete nei momenti in cui il carico residuo è elevato (ricordiamo che il carico residuo si definisce come il carico reale meno la produzione di energia da fonti rinnovabili). Inoltre i sistemi di accumulo possono anche essere eserciti in modo da ridurre il carico minimo, sostituendo una parte delle unità preposte alla copertura del carico di base. Infine, i sistemi di accumulo possono anche fornire servizi ancillari, evitando così che alcune unità di generazione siano fatte lavorare a carico parziale.

La figura IV.14 illustra come i distacchi di generazione variabile possano essere ridotti utilizzando sistemi di accumulo.

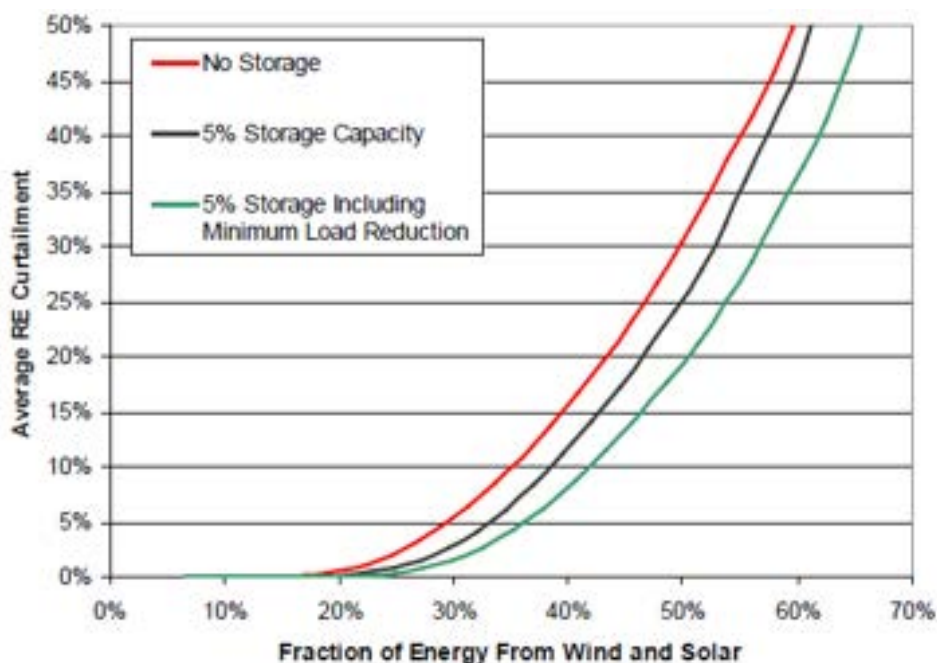


Fig. IV.14 – Riduzione dei distacchi di generazione eolica e fotovoltaica al variare della capacità di accumulo utilizzata

La curva evidenziata in rosso coincide con la curva di figura IV.9 corrispondente ad un fattore di flessibilità dell'80% (curva evidenziata in rosso in figura IV.9).

La curva evidenziata in nero in figura IV.14 corrisponde invece all'ipotesi di considerare un sistema di accumulo di potenza pari al 3% della potenza di picco del sistema (3 GW su un totale di 60 GW di picco). Il sistema di accumulo considerato presenta una durata di scarica di 20 ore ed un'efficienza del 75%. In questo caso il sistema di accumulo funziona assorbendo l'energia in eccesso nei periodi di basso carico e ricedendola alla rete nei momenti in cui la richiesta di carico è elevata.

La curva evidenziata in verde considera lo stesso sistema di accumulo del caso precedente, il quale stavolta svolge anche la funzione di ridurre il carico minimo, sostituendo una parte delle unità preposte alla copertura del carico di base.

Nell'ipotesi di considerare un contributo della generazione variabile pari al 50% dell'energia complessivamente richiesta dal sistema, si può osservare come, in assenza di sistemi di accumulo, il 30% della generazione variabile necessita di essere disconnessa dalla rete. In presenza di sistemi di accumulo con la sola funzione di livellamento del carico, la percentuale si riduce al 25% (tale percentuale include anche le perdite nel sistema di accumulo). Se infine il sistema di accumulo viene fatto funzionare anche in modo da ridurre il carico minimo (di un valore pari alla metà della potenza del sistema di accumulo, cioè 1,5 GW), la percentuale di generazione che necessita di essere distaccata si riduce al 20%.

L'accumulo di energia non è l'unica soluzione per aumentare il grado di penetrazione di generazione variabile nel sistema elettrico. Esistono, infatti, diverse tecnologie alternative che consentono di aumentare la flessibilità, incrementando il contributo delle fonti di energia rinnovabile nella rete elettrica. Le diverse soluzioni possibili saranno esaminate nel successivo paragrafo.

IV.5 Confronto tra diverse soluzioni possibili per aumentare la flessibilità del sistema elettrico

L'insieme delle tecnologie utilizzate per aumentare la flessibilità del sistema elettrico può essere esaminato considerando quella che viene definita "curva di flessibilità", che riporta il costo di ciascuna tecnologia in funzione del grado di penetrazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili nel sistema elettrico. Un esempio di tale curva è riportato in figura IV.15.

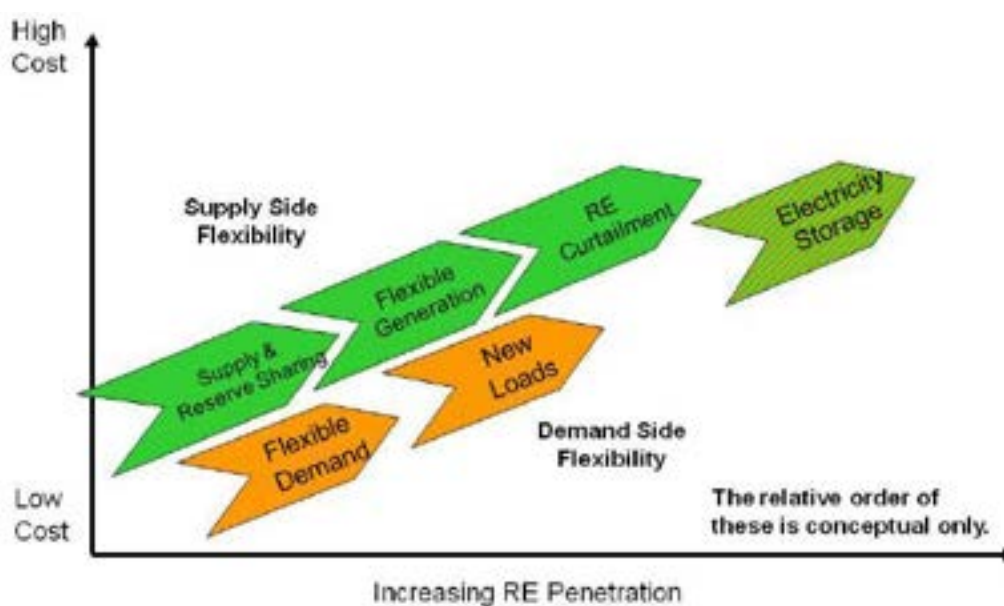


Fig. IV.15 – Curva di flessibilità di un sistema elettrico

Le diverse "opzioni" disponibili per aumentare la flessibilità del sistema sono elencate di seguito:

Supply and Reserve Sharing

Consiste nell'interconnettere diversi sistemi elettrici, condividendo la generazione, i servizi di riserva e i carichi residui, allo scopo di ampliare l'area interessata al bilanciamento tra generazione e carico. Tra tutte le possibili opzioni questa è,

sicuramente, quella che presenta il costo minore. Infatti l'interconnessione tra diversi sistemi elettrici richiede spesso solamente una variazione delle modalità di funzionamento e molto raramente la realizzazione di nuove infrastrutture elettriche.

Flexible Generation

Consiste nell'introduzione di unità di generazione convenzionali più flessibili o nell'aumento della flessibilità dei generatori esistenti.

Demand Flexibility

Consiste nell'introdurre sistemi d'incentivazione o altri meccanismi per gli utenti finali in modo da favorire un consumo di energia intelligente, che risponda ai requisiti di maggiore flessibilità del sistema elettrico. Un esempio consiste nel distacco di alcuni carichi non privilegiati per determinati intervalli di tempo (critici per la rete elettrica) e nello stimolare un aumento dei consumi nelle ore meno critiche.

VG Curtailment

Il distacco di unità di generazione variabile in alcuni periodi dell'anno è una delle ipotesi da considerare per aumentare il grado di flessibilità del sistema.

New Loads

Un'ulteriore ipotesi consiste nell'introdurre ulteriori carichi nel sistema elettrico in modo da compensare la variazione dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili. Un esempio può essere quello di costruire impianti di produzione di idrogeno sfruttando il processo di elettrolisi dell'acqua.

Electricity Storage

I sistemi di accumulo, come già detto, costituiscono una valida alternativa ai sistemi precedentemente elencati.

E' chiaro che, prima di optare per un sistema di accumulo è necessario fare un'attenta valutazione tecnico/economica delle diverse soluzioni disponibili e scegliere quella che presenta il minore rapporto costi/benefici.

IV.6 Aspetti di localizzazione ottimale dei sistemi di accumulo

Un ultimo fattore che è importante considerare parallelamente alla scelta della misura da adottare per aumentare la flessibilità del sistema è l'individuazione del punto ottimale per l'interconnessione del sistema di accumulo alla rete.

In particolare, all'operatore di rete si presenta innanzitutto il problema di dover scegliere se effettuare una connessione del sistema di accumulo puntuale, cioè in corrispondenza della sorgente di generazione, oppure una localizzazione distribuita nel

sistema elettrico. Nel primo caso i vantaggi offerti dal sistema di accumulo si ripercuotono solamente sulla singola sorgente di generazione, nel secondo caso si ripercuotono sull'intero sistema elettrico (o almeno sulla parte della rete elettrica prossima al punto di localizzazione del sistema di accumulo). Quindi, la localizzazione di un sistema di accumulo in prossimità della sorgente di generazione è una scelta non ottimale, perché si traduce in una riduzione dell'efficienza dell'intero sistema e nella perdita dei benefici offerti dall'interconnessione tra diversi sistemi. Ad esempio, come è noto, una delle possibili applicazioni dei sistemi di accumulo consiste nel livellamento dell'energia richiesta da un carico variabile, spostando gli assorbimenti di energia da un periodo di alto carico ad uno di basso carico. Tuttavia, se il livellamento viene effettuato in corrispondenza del singolo carico (connettendo un sistema di accumulo in prossimità di un unico carico variabile), il sistema nel suo complesso sarebbe poco efficiente, perché potrebbero coincidere due istanti in cui un sistema di accumulo è completamente carico ed un altro (situato in corrispondenza di un diverso carico) è completamente scarico. Ciò comporterebbe inevitabilmente delle perdite nel processo di carica e scarica dei due sistemi di accumulo (riduzione dell'efficienza complessiva) ed un aumento del costo complessivo del sistema di accumulo.

Tali inefficienze potrebbero essere ridotte se si scegliesse di utilizzare un unico sistema di accumulo (ovviamente di capacità maggiore rispetto ai due di partenza) localizzato in una posizione intermedia tra i due carichi variabili. Infatti, la richiesta di carico tra più sistemi aggregati risulta sempre più livellata rispetto ai singoli carichi, per cui il sistema di accumulo potrebbe essere sottodimensionato rispetto al caso precedente.

La soluzione migliore è ovviamente quella di considerare in un unico aggregato l'intero carico residuo del sistema elettrico (incluso cioè tutti i carichi, le sorgenti di generazione e gli eventuali sistemi di accumulo) ottenendo così la massima efficienza del sistema nel suo complesso al minimo costo.

Ci sono alcune eccezioni al principio di delocalizzazione dei sistemi di accumulo descritto sopra. Ad esempio, quando è conveniente condividere l'utilizzo di costosi componenti tra diverse applicazioni, come nel caso di sistemi di accumulo termico e impianti solari a concentrazione. Un'altra eccezione alla delocalizzazione si ha nel caso in cui impianti eolici sono connessi alla rete in corrispondenza di nodi deboli del sistema elettrico, introducendo problemi di *Power Quality* e di stabilità. In questo caso, la localizzazione di sistemi di accumulo in prossimità di tali centrali può servire a ridurre tali problematiche.

Un'ultima eccezione si ha quando, all'aumentare del grado di penetrazione dell'energia eolica sul sistema elettrico, risulta necessaria la realizzazione di nuove linee di trasmissione. In questo caso, la localizzazione di sistemi di accumulo in prossimità di tali centrali può servire a differire nel tempo la realizzazione di tali infrastrutture.

V. L'INTERFACCIA SISTEMI DI ACCUMULO-RETE

V.1 Premessa

I dispositivi di conversione della potenza (PCS) hanno un'importanza fondamentale nei sistemi di accumulo dell'energia, sia nelle applicazioni *grid-connected* che *stand-alone*; essi hanno la funzione di connettere i dispositivi di accumulo alla rete elettrica ed al carico. Se il sistema presenta anche sorgenti di energia rinnovabile, i PCS hanno anche la funzione di connettere tali sorgenti alla rete elettrica.

Idealmente, un dispositivo di conversione della potenza dovrebbe essere in grado di interfacciare diverse tipologie di accumulo (batterie, SMES, volani, supercapacitori, ecc), sia nel funzionamento *grid-connected* che *stand-alone*. Attualmente, le proposte di molti costruttori si stanno orientando in tal senso.

V.2 Dispositivi di conversione della potenza utilizzati per i sistemi di accumulo

In un sistema di accumulo dell'energia è possibile individuare quattro componenti principali: la sorgente di accumulo, il PCS, la rete elettrica ed il carico da alimentare.

Il PCS può a sua volta essere scomposto in quattro componenti fondamentali, che sono il circuito di potenza, l'interfaccia lato continua e lato alternata ed il sistema di controllo. L'interfaccia lato continua ed alternata ed i componenti magnetici (trasformatori, filtri, induttori nel *DC-link*, ecc) prendono il nome di "Sistema di bilanciamento" (BOS).

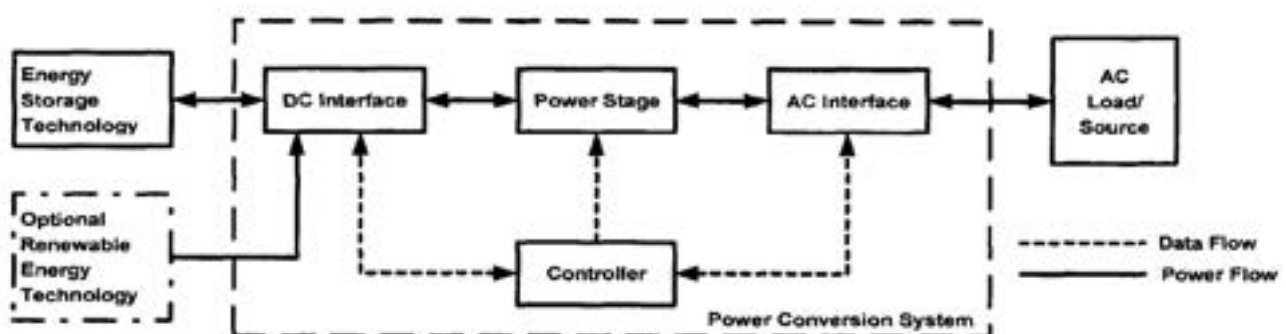


Fig. V.1 – Schema a blocchi di un sistema di accumulo connesso alla rete attraverso un PCS

In figura V.1 è rappresentato lo schema a blocchi di un sistema di accumulo connesso alla rete attraverso un PCS. Il PCS è stato inoltre scomposto nelle sue componenti fondamentali.

Lo stadio di potenza

Lo stadio di potenza è il cuore del PCS ed è costituito dai dispositivi di conversione statici (SCR, IGBT, GTO) la cui funzione è quella di convertire la potenza da continua ad alternata (funzionamento da inverter) o da alternata a continua (funzionamento da raddrizzatore). Nel primo caso il sistema di accumulo cede energia alla rete, nel secondo caso avviene il processo di ricarica della batteria. Per questo motivo i PCS utilizzati per l'interfacciamento dei sistemi di accumulo sono sempre bidirezionali.

Un tipico stadio di potenza utilizzato nei sistemi di conversione è rappresentato in figura V.2 [30].

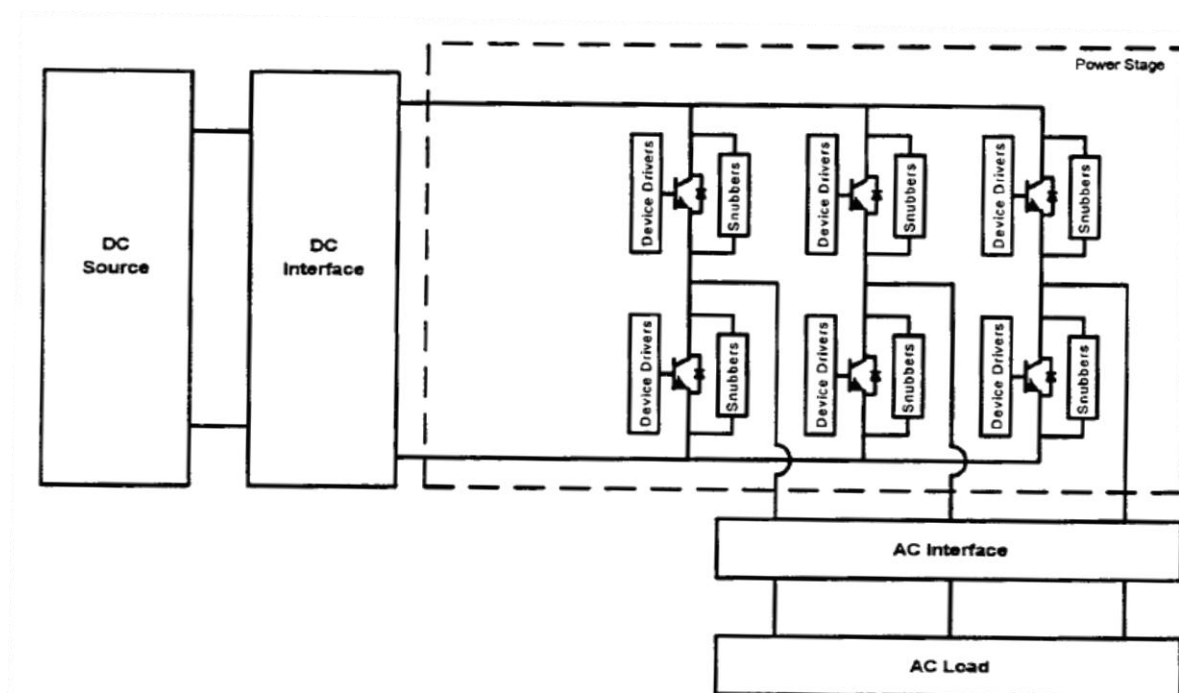


Fig. V.2 – Schema a blocchi di un PCS con rappresentazione dello stadio di potenza

La complessità dello stadio di potenza dipende dai requisiti di progetto del sistema (i quali a loro volta dipendono dall'applicazione per la quale il PCS è stato progettato). Per le potenze più elevate si devono necessariamente utilizzare dispositivi di commutazione più lenti quali SCR e GTO. Per basse potenze è possibile utilizzare dispositivi più veloci, quali IGBT. Ad esempio, in molte applicazioni industriali gli IGBT

si utilizzano fino a potenze di 750 kW, mentre, per livelli di potenze più elevati si utilizzano i GTO.

Il sistema di controllo

Il sistema di controllo ha la funzione di confrontare le grandezze in uscita da un PCS con una grandezza di riferimento e minimizzare il segnale errore. Il sistema di controllo può essere analogico, digitale o una combinazione dei due. In genere è costituito da tre anelli di controllo: un anello interno, uno esterno ed un anello di controllo funzionale (*functional control loop*). Tipicamente l'anello interno controlla il valore della corrente ceduta alla rete o al dispositivo di accumulo (a seconda del verso del flusso di potenza) confrontando il valore della corrente di riferimento con il segnale campionato della corrente sul carico (vedi figura V.3). L'anello esterno ha la funzione di controllare le altre grandezze sul carico (tensione, potenza attiva, reattiva, frequenza, ecc.), confrontando i valori di riferimento con i segnali campionati sul carico. Dal confronto tra i valori in ingresso viene derivato il valore della corrente di riferimento. Infine, l'anello di controllo funzionale regola le relazioni tra il PCS e gli altri componenti del sistema, ad esempio determinando gli intervalli di carica e scarica della batteria.

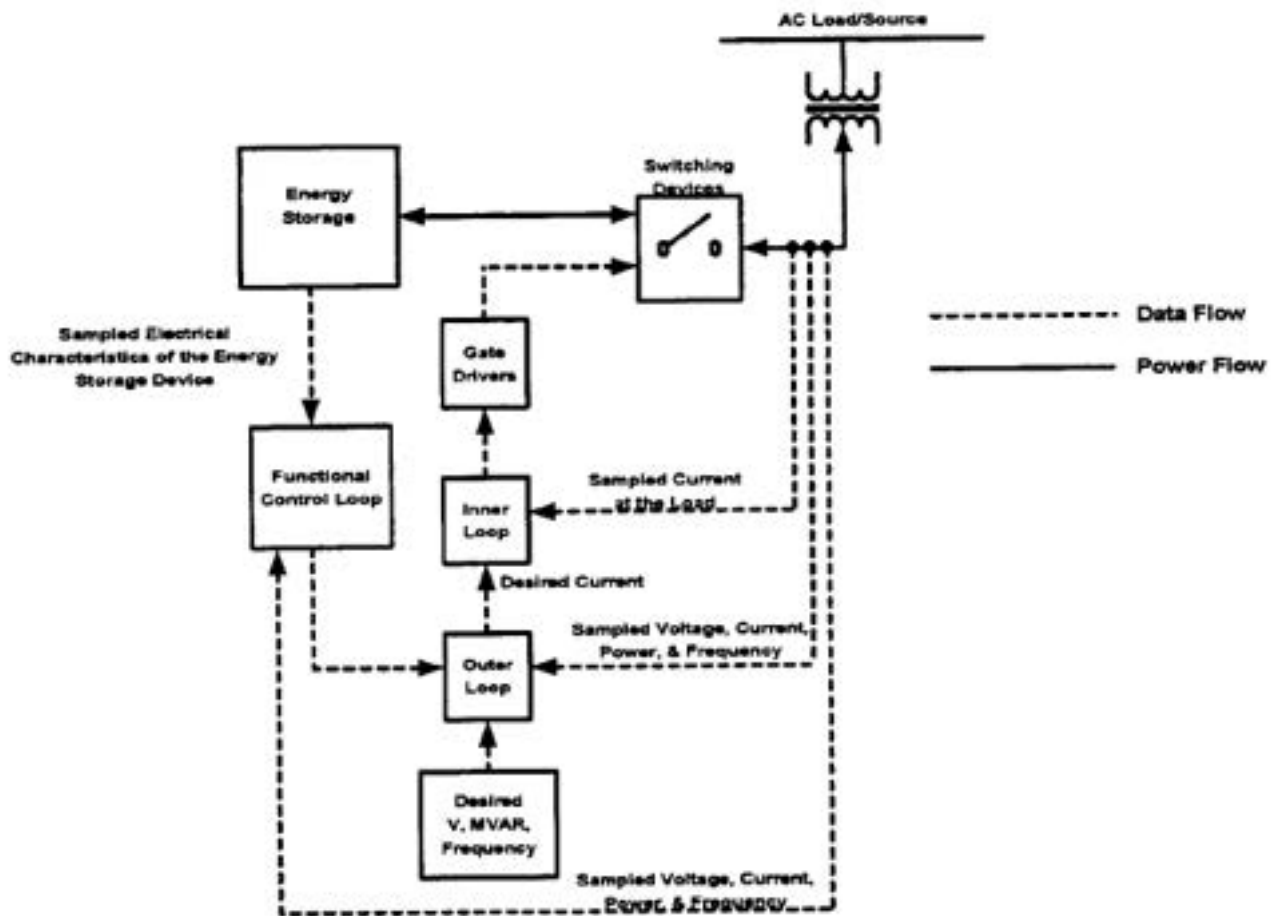


Fig. V.3 – Schema a blocchi di un sistema di controllo di un PCS

Le principali funzioni del sistema di controllo sono le seguenti:

- inviare i segnali di controllo ai dispositivi di commutazione a semiconduttori;
- generare la forma d'onda desiderata;
- controllare la corrente fornita al carico attraverso l'anello di controllo interno;
- gestire le altre grandezze del carico attraverso l'anello di controllo esterno;
- controllare il funzionamento del PCS nel suo complesso (intervalli di carica e scarica) attraverso l'anello di controllo funzionale.

Le interfacce

L'interfaccia lato alternata è costituita da sensori di corrente e di tensione, induttori, dispositivi di interruzione e fusibili, scaricatori, un sezionatore per isolare il sistema ed un trasformatore.

Un tipico esempio di un'interfaccia, lato AC, è riportata in figura V.4.

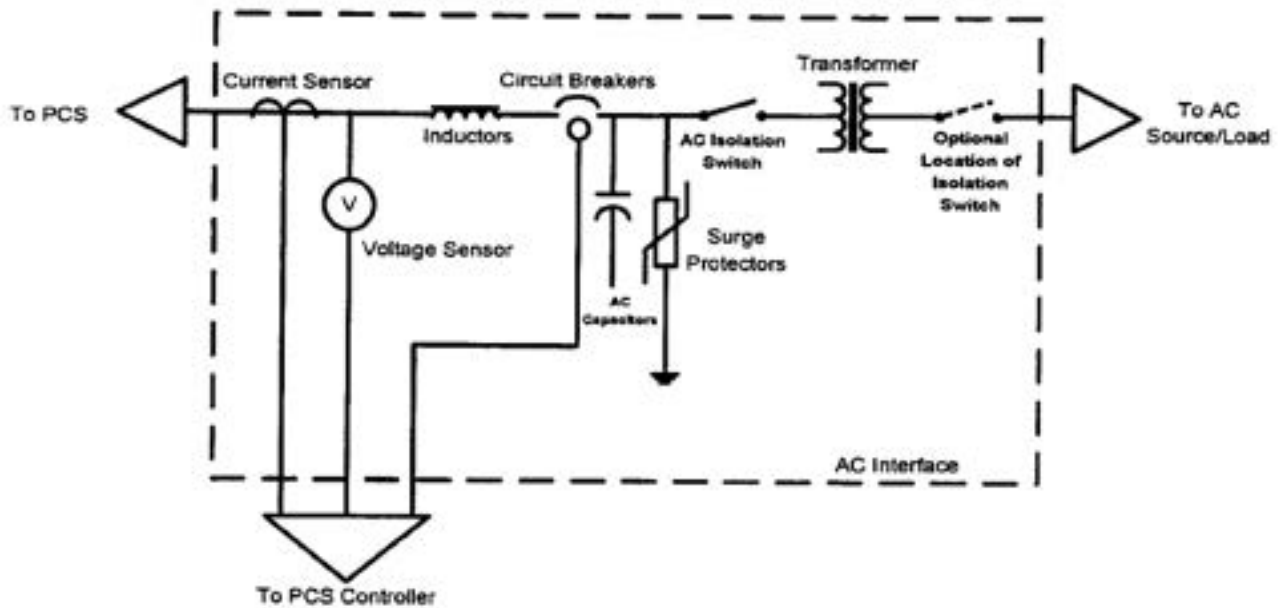


Fig. V.4 – Schema elettrico di una tipica interfaccia lato AC per PCS

I sensori di corrente e di tensione servono per misurare i rispettivi valori della grandezze sul lato c.a. del PCS, gli induttori per smorzare le variazioni rapide di corrente, i dispositivi di interruzione ed i fusibili sono usati per la protezione dalle sovracorrenti e nel caso in cui il PCS necessita di essere disconnesso immediatamente dal sistema elettrico, gli scaricatori hanno la funzione di ridurre le sovratensioni (ad esempio dovute a fulminazioni); infine il sezionatore ha la funzione di isolare il PCS dalla rete elettrica.

Il trasformatore è spesso necessario per innalzare il livello di tensione in uscita al PCS ai valori richiesti dal sistema elettrico. Infine il banco di condensatori ha la funzione di filtro.

Un tipico esempio di un'interfaccia lato continua è riportato in figura V.5.

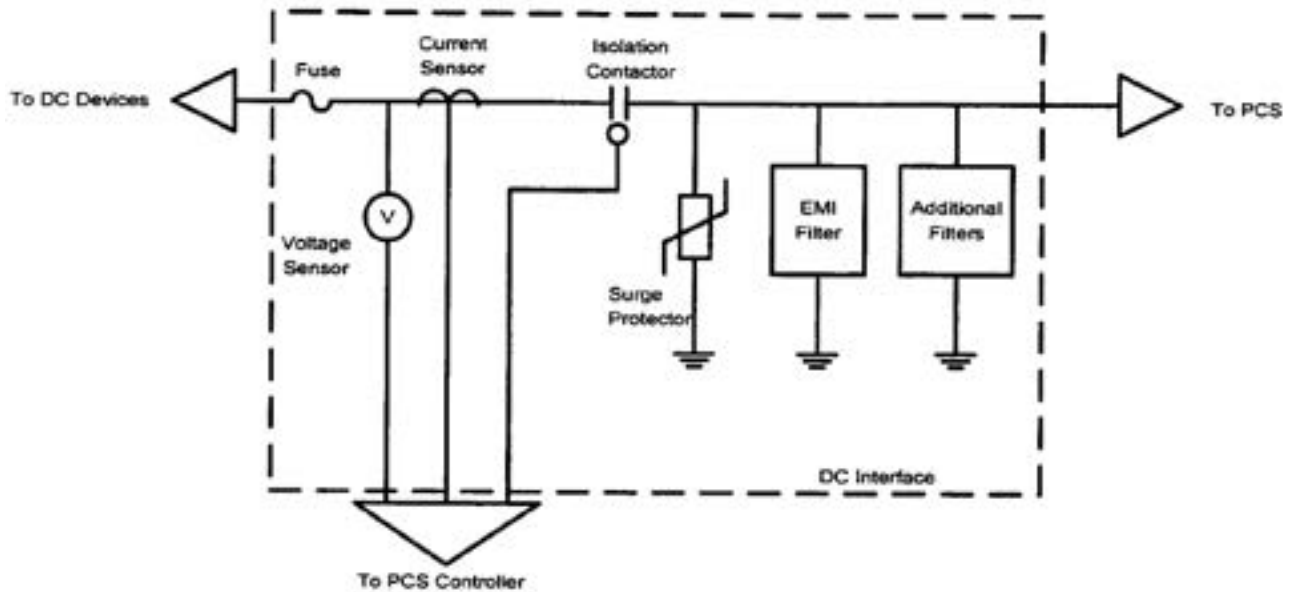


Fig. V.5 – Schema elettrico di una tipica interfaccia lato DC per PCS

Esso comprende sensori di corrente e di tensione, fusibili, un sezionatore, uno scaricatore, un filtro elettromagnetico (EMI) ed un filtro aggiuntivo.

Il fusibile ha la funzione di disconnettere il circuito lato continua in presenza di sovracorrenti. I sensori di corrente e di tensione servono, anche in questo caso, per misurare i rispettivi valori della grandezze sul lato c.c. del PCS, il sezionatore ha la funzione di disconnettere, sul lato DC, il PCS dalla rete elettrica, infine lo scaricatore ha la funzione di proteggere i dispositivi statici di commutazione da sovratensioni che potrebbero nascere lato continua.

V.3 Configurazioni dei sistemi di conversione utilizzati per i sistemi di accumulo

Nel presente paragrafo è riportata una classificazione dei dispositivi di conversione utilizzati per l'interconnessione di sistemi di accumulo.

In relazione alle modalità di connessione alla rete, i sistemi di conversione possono essere distinti in:

- *Grid-connected parallel configuration;*
- *Grid-connected series configuration;*
- *Grid-independent parallel hybrid configuration;*
- *Grid-independent series hybrid configuration.*

I primi due si riferiscono a sistemi *grid-connected*, gli ultimi due a sistemi *stand-alone*.

Sistemi *grid-connected* – Configurazione parallelo

In questo caso, il sistema di accumulo viene collegato in parallelo al carico interponendo il dispositivo di conversione, come si nota dallo schema riportato in figura V.6.

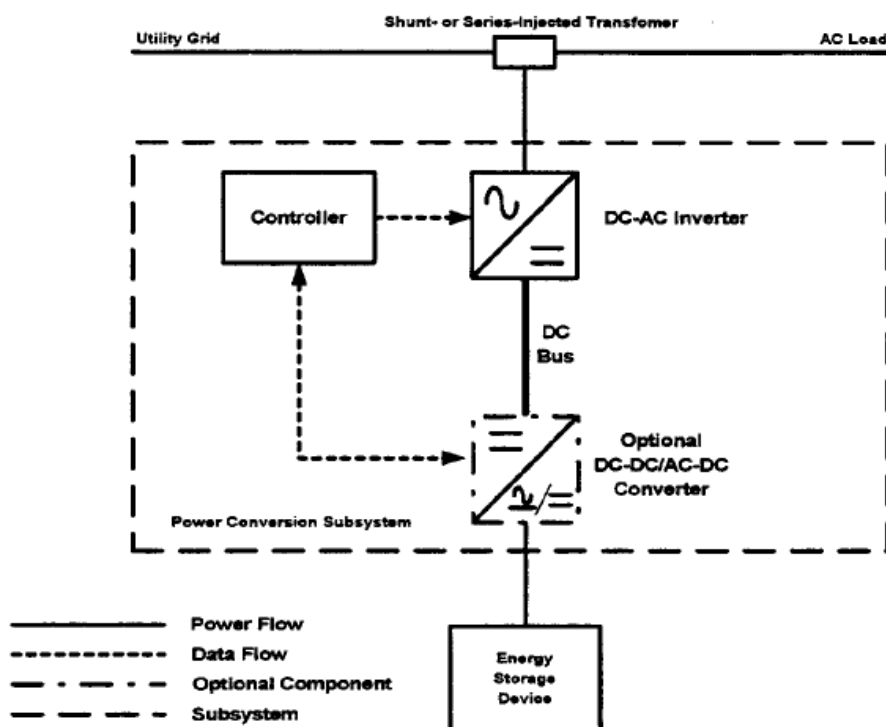


Fig. V.6 – Schema di connessione in parallelo per un sistema di tipo *grid-connected*

Il sistema d'interfacciamento è costituito da un inverter DC/AC, un convertitore opzionale (tratteggiato in figura) DC/DC o AC/DC, un sistema di controllo ed un trasformatore.

Il convertitore opzionale DC/DC o AC/DC viene spesso utilizzato sia per controllare i processi di carica/scarica sia per ottimizzare le condizioni di funzionamento dell'inverter. Il convertitore opzionale DC/DC è tipico dei sistemi di accumulo a batteria e degli SMES (in alcuni casi le batterie possono essere connesse direttamente al bus in c.c. senza l'interposizione del convertitore DC/DC). Il convertitore AC/DC si utilizza per l'interfacciamento alla rete di volani.

Il convertitore DC/AC (inverter bidirezionale) ha due distinte modalità di funzionamento, da raddrizzatore o da inverter. Nel funzionamento da raddrizzatore il convertitore controlla la tensione e la corrente di carica, accendendo e spegnendo gli interruttori statici. I valori della tensione e della corrente sono regolati in modo da garantire la ricarica del sistema di accumulo nei tempi prefissati. Nella modalità inverter, il convertitore ricostruisce la forma d'onda della tensione alternata di rete.

Il sistema di accumulo ed il PCS sono connessi alla rete attraverso un trasformatore, che può essere del tipo *shunt* o in serie. Le due diverse modalità di connessione del trasformatore alla rete sono rappresentate in figura V.7.

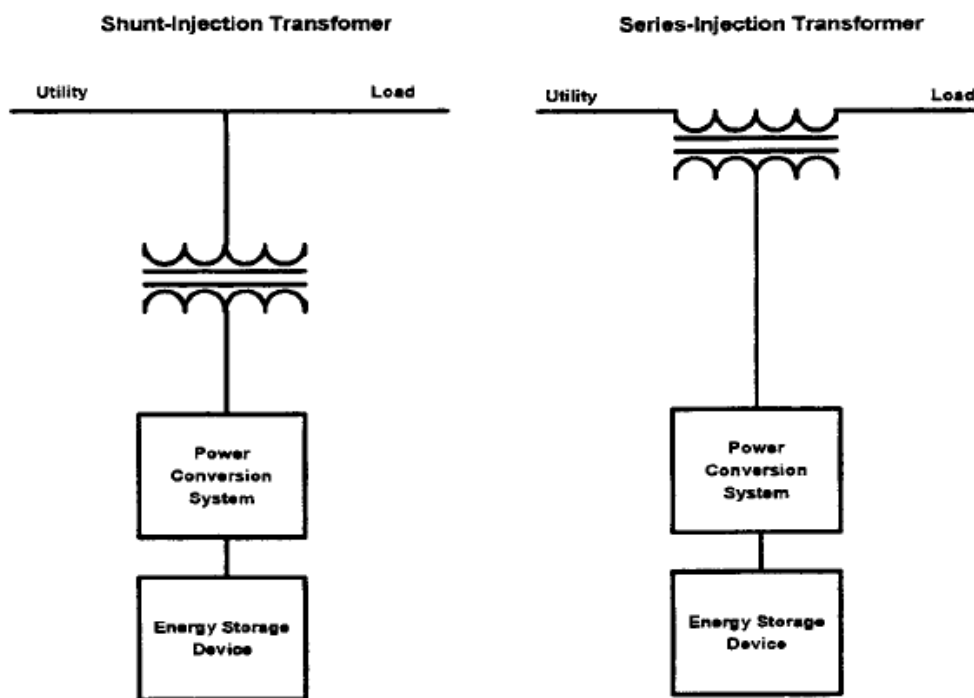


Fig. V.7– Esempi di connessione shunt/serie del trasformatore di interfacciamento tra dispositivi di accumulo e sistema elettrico

Nel caso di connessione *shunt* il sistema è in grado di scambiare con la rete sia potenza attiva che reattiva variando l'ampiezza e la fase della tensione in uscita dall'inverter rispetto alla tensione di rete. Il risultato è un'iniezione di corrente sul sistema elettrico che può essere utilizzata, ad esempio, in applicazioni di regolazione della tensione.

In presenza di un guasto sul sistema elettrico, il PCS ed il carico possono essere disconnessi dalla rete per l'intervento di un dispositivo d'interruzione. Nel frattempo il sistema di accumulo continua ad alimentare il carico attraverso il PCS. Nel momento in cui il valore della tensione di rete si ristabilisce, il dispositivo di interruzione riattiva la connessione tra la rete elettrica ed il carico ed il PCS attiva la funzione di ricarica della batteria.

Nel caso di un sistema *grid-connected* con connessione serie del trasformatore, il trasferimento di potenza attiva e reattiva dal sistema di accumulo al carico o viceversa avviene in modo del tutto indipendente: il flusso di potenza attiva è cioè del tutto svincolato dal flusso di potenza reattiva. Infatti, in questo caso il PCS inietta delle

tensioni in serie e sincronizzate con la tensione di rete. L'ampiezza e la fase della tensione prodotta dal PCS possono essere variate, permettendo così uno scambio di potenza attiva e reattiva con il sistema elettrico. La potenza reattiva scambiata viene generata internamente al PCS senza la necessità di utilizzare componenti induttivi o capacitivi. Lo scambio di potenza attiva può essere realizzato se è presente una sorgente di accumulo. Ad esempio, se il sistema è progettato per proteggere dai buchi di tensione, in presenza di un tale evento il PCS inietta sulla rete un valore di tensione tale da compensare il buco di tensione. Non appena la tensione viene ristabilita, il dispositivo di conversione commuta il sistema di accumulo nella modalità di ricarica.

Sistemi *grid-connected* – Configurazione serie

I sistemi *grid-connected* in configurazione serie vengono anche indicati con il termine "sistemi di conversione on-line" o "sistemi a doppia conversione" (*double-conversion systems*). La prima terminologia indica che tali sistemi sono tenuti costantemente on line sul carico da alimentare, la seconda sta ad indicare la caratteristica di tali sistemi di convertire la potenza due volte: una volta da alternata a continua (AC/DC) una seconda volta da continua ad alternata (DC/AC).

La figura V.8 mostra un schema di configurazione serie. Come si può notare esso è costituito da un raddrizzatore, un inverter, un convertitore opzionale DC/DC o AC/DC, un sistema di controllo ed un interruttore di bypass. Inoltre può essere presente un filtro ed uno scaricatore lato rete.

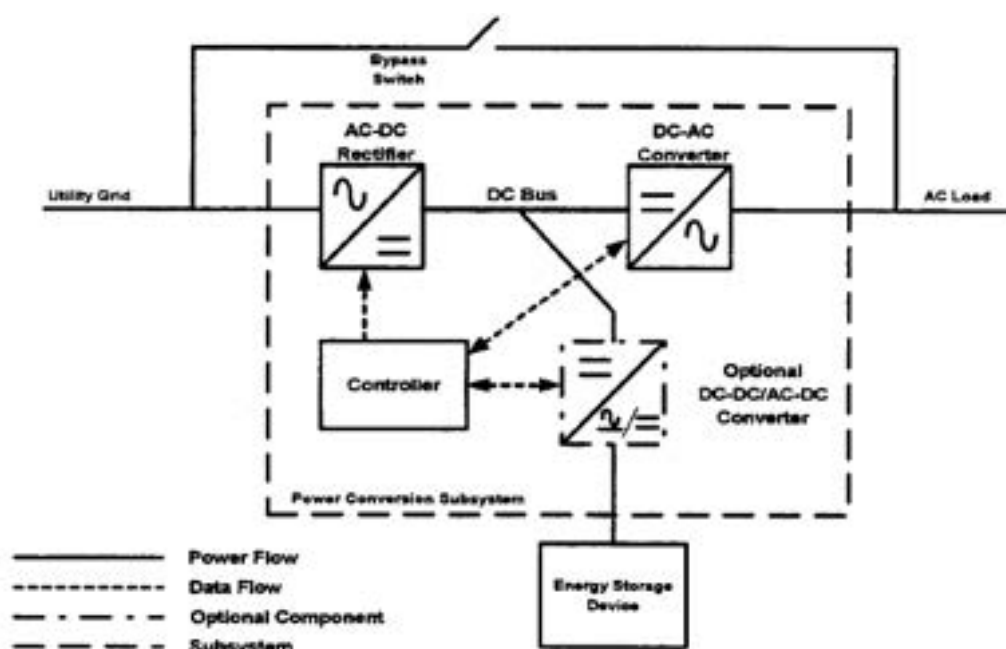


Fig. V.8 – Schema di connessione serie per un sistema di tipo *grid-connected*

Il raddrizzatore AC/DC converte la corrente alternata della rete elettrica in continua (DC bus), l'inverter DC/AC trasforma la corrente continua del DC bus nella corrente alternata che confluisce sul carico. Il convertitore opzionale DC/DC o AC/DC viene spesso utilizzato sia per controllare i processi di carica scarica sia per ottimizzare le condizioni di funzionamento dell'inverter. Il convertitore opzionale AC/DC è tipico dei sistemi di accumulo quali volani. Il sistema di controllo ha la funzione di regolare il flusso di energia dalla rete al carico, dalla rete al sistema di accumulo e dal sistema di accumulo al carico. L'interruttore di *bypass* serve per garantire il trasferimento della potenza al carico in caso di guasto del PCS o per isolare il PCS per operazioni di manutenzione. Il filtro opzionale lato rete ha la funzione di bloccare le correnti armoniche prodotte dal PCS che potrebbero riversarsi in rete.

Sistemi *stand-alone* – Configurazione ibrido parallelo/serie

Un sistema ibrido in genere è costituito da diverse sorgenti di energia, in modo tale che il carico possa essere alimentato, indifferentemente, da una qualsiasi o da tutte le sorgenti di generazione presenti. Nel ragionamento che segue considereremo un sistema costituito da una sorgente di accumulo, un generatore elettrico (*engine generator*), una sorgente di energia rinnovabile (fotovoltaica o eolica) ed il carico.

La distinzione tra configurazione parallelo/serie in un sistema ibrido dipende essenzialmente dalle modalità di connessione del generatore elettrico al sistema. Infatti, nella configurazione parallelo, il generatore è connesso direttamente al carico in corrente alternata. Nella configurazione serie, invece, il generatore viene collegato al bus in corrente continua attraverso un raddrizzatore (*AC/DC converter*). Gli schemi di collegamento in configurazione serie e parallelo sono rappresentati in figura V.9 e V.10.

In termini di prestazioni, la configurazione parallelo per sistemi *stand-alone* necessita di un inverter dimensionato per l'effettiva potenza trasmessa dal sistema di accumulo. Al contrario, nella configurazione serie il raddrizzatore e l'invertitore sono attraversati anche dalla potenza prodotta dal generatore, per cui dovranno essere sovradimensionati rispetto alla configurazione parallelo.

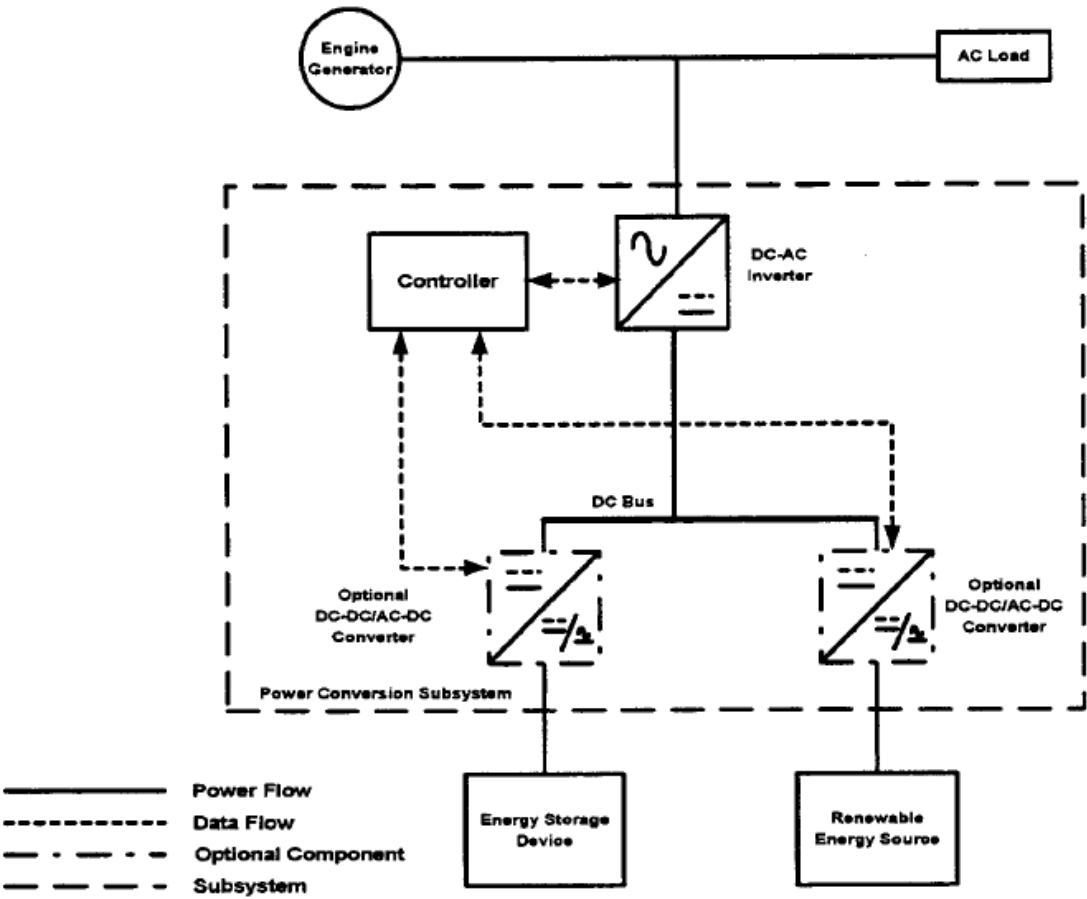


Fig. V.9 – Schema di connessione parallelo per un sistema isolato dalla rete

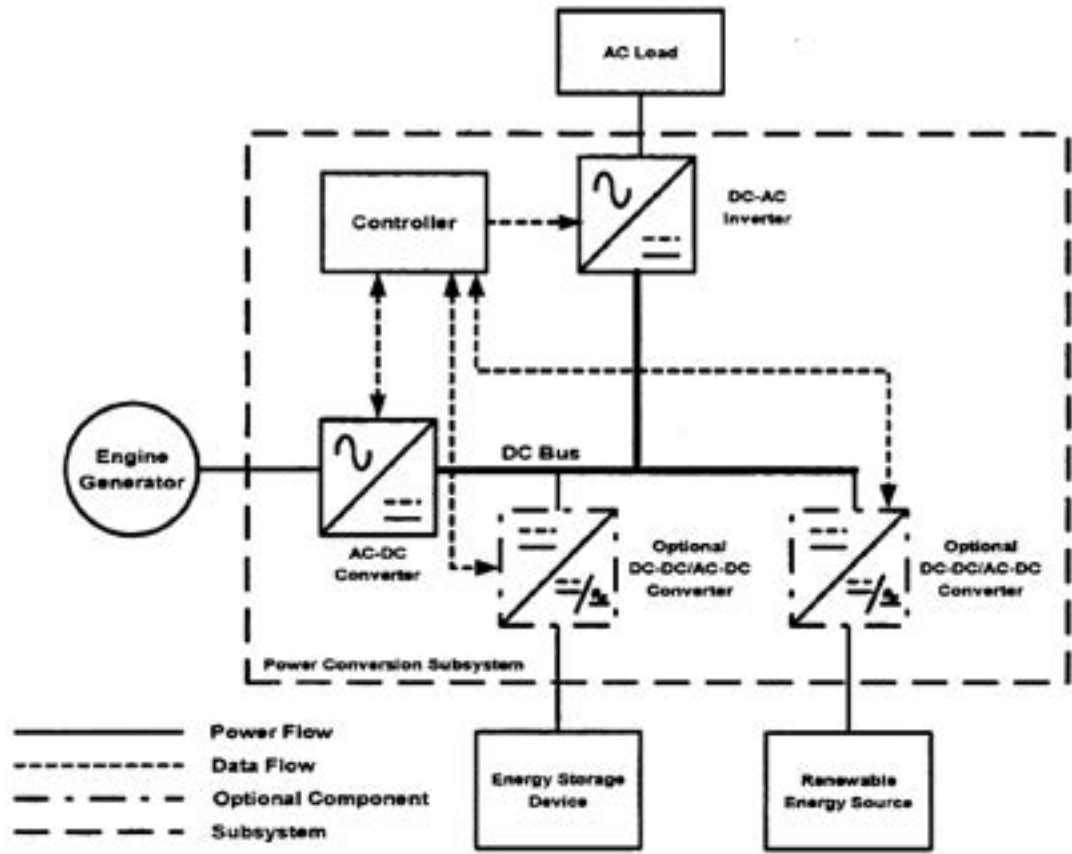


Fig. V.10 – Schema di connessione serie per un sistema isolato dalla rete

Schema di connessione parallelo per un sistema isolato dalla rete

Come si nota dallo schema riportato in figura V.9, il sistema è costituito da un inverter DC/AC, un convertitore opzionale DC/DC o AC/DC, un sistema di controllo, una sorgente di generazione, un carico in c.a., un dispositivo di accumulo dell'energia ed una sorgente di energia rinnovabile.

Una siffatta configurazione ha tre diverse modalità di funzionamento:

- *Stand-alone*,
- Ricarica della batteria,
- Funzionamento parallelo.

Nella modalità di funzionamento *stand-alone* il generatore elettrico non eroga energia al carico in c.a. e quest'ultimo viene alimentato direttamente dalla sorgente di energia rinnovabile e dal sistema di accumulo attraverso il PCS. La sorgente variabile di energia eroga sul carico tutta la potenza variabile prodotta, istante per istante, mentre il sistema di accumulo fornisce la parte di energia residua, richiesta dal carico. In questa modalità di funzionamento il convertitore DC/AC funziona da inverter, convertendo la potenza da continua ad alternata.

Nella modalità di funzionamento "ricarica della batteria" il generatore elettrico alimenta il carico in c.a. mentre l'eccesso di potenza prodotto dallo stesso viene utilizzato per la ricarica del sistema di accumulo, attraverso il PCS. Pertanto, in questa modalità di funzionamento il convertitore DC/AC funziona da raddrizzatore, convertendo la potenza da alternata a continua per ricaricare la batteria. Una parte dell'energia richiesta per la ricarica del sistema di accumulo può essere fornita direttamente dalla sorgente di energia rinnovabile.

Nella modalità di funzionamento parallelo la richiesta di energia del carico viene soddisfatta contemporaneamente da tutte le sorgenti di energia presenti (generatore elettrico, sorgente di energia rinnovabile e sistema di accumulo). In particolare il generatore elettrico viene fatto funzionare alla sua potenza nominale mentre il sistema di accumulo e la sorgente variabile erogano la potenza supplementare al carico. In questa modalità di funzionamento il convertitore DC/AC funziona da inverter, convertendo la potenza da continua ad alternata.

E' importante notare che per la ricarica della batteria è possibile utilizzare sia lo stesso inverter bidirezionale (DC/AC inverter) come precedentemente ipotizzato, sia un dispositivo di controllo della carica opzionale (tipicamente un convertitore DC/DC che ha la funzione di controllare la velocità di ricarica del pacco batterie).

Schema di connessione serie per un sistema isolato dalla rete

Come si nota dallo schema riportato in figura V.10, il sistema è costituito da un inverter DC/AC, un convertitore opzionale DC/DC o AC/DC, un sistema di controllo, una sorgente di generazione, un convertitore AC/DC per l'interfacciamento del generatore elettrico al bus in c.c., un carico in c.a., un dispositivo di accumulo dell'energia ed una sorgente di energia rinnovabile.

In questo schema il carico in c.a. viene alimentato prioritariamente dalla batteria e dalla sorgente di energia rinnovabile. Il generatore normalmente è disconnesso dalla rete. In questa fase, se la sorgente di energia rinnovabile eroga una quantità di energia sufficiente, essa provvede sia ad erogare potenza al carico, sia alla ricarica della batteria, attraverso il convertitore DC/DC o AC/DC opzionale. Nel momento in cui lo stato di carica della batteria scende al di sotto di un livello prefissato, il generatore elettrico viene avviato fornendo rapidamente l'energia richiesta per la ricarica della batteria, attraverso un raddrizzatore (convertitore AC/DC).

In termini di prestazioni, la configurazione parallelo per sistemi ibridi *stand-alone* presenta le seguenti caratteristiche, rispetto alla configurazione serie:

- è caratterizzata da un'elettronica di potenza più complessa rispetto alla configurazione serie;
- l'attivazione del generatore può facilmente provocare disturbi sul carico (nella configurazione serie i disturbi trasmessi sul carico sono nulli, dato che il generatore viene connesso sul bus DC);
- necessita di un inverter bidirezionale, al contrario della configurazione serie in cui è possibile utilizzare inverter unidirezionali, dal momento che il sistema di accumulo viene caricato direttamente dal generatore collegato sul bus DC a monte dell'inverter;
- la configurazione parallelo presenta una maggiore affidabilità rispetto alla configurazione serie, dato che un guasto dell'inverter non determina, necessariamente, un'interruzione del trasferimento di energia sul carico (dato che il generatore può continuare ad alimentare il carico in corrente alternata);

- la configurazione parallelo necessita di un sistema di supervisione e controllo più complesso rispetto alla configurazione serie.

V.4 Il sistema messo a punto dalla Mitsubishi Heavy Industries utilizzando batterie al litio

Nel seguito viene descritta un'interessante applicazione di batterie al litio utilizzate dalla *Mitsubishi Heavy Industries* in collaborazione con il *New Energy and Industrial Technology Development Organization* (NEDO) per applicazioni di *load-levelling*, UPS e stabilizzazione del sistema di potenza in presenza di sorgenti di energia variabili, quali l'eolico ed il fotovoltaico [31],[32].

Le batterie agli ioni di litio utilizzate dalla *Mitsubishi Heavy Industries* presentano l'elettrodo positivo costituito da ossido di manganese.

In tabella V.1 sono riportate le prestazioni di tale tipologia di celle.

Specifications		Single cell	Module cell
Weight	(kg)	2.88	12.3
Size (mm)	W	66.5	160
	L	116	262
	H	175	238
Nominal discharge voltage	(V)	3.8	15.6
Nominal capacity	(Ah)	105	
Nominal energy capacity	(Wh)	399	1596
Nominal energy density	(Wh/kg)	139	130
Maximum capacity	(Ah)	136	
Maximum energy capacity	(Wh)	499	1996
Maximum energy density	(Wh/kg)	173	162

Tabella V.1: Prestazioni delle batterie agli ioni di litio utilizzate dalla *Mitsubishi Heavy Industries*

Tali celle sono realizzate con una struttura a strati, sovrapponendo, alternativamente, lamine di ossido di manganese (catodo) e di grafite (anodo). La batteria ha una capacità nominale di 399 Wh, come si evince in tabella V.1. La densità di energia è, per un modulo completo, pari a 130 Wh/kg (in realtà, le celle realizzate con ossido di manganese al catodo hanno un'energia specifica più bassa, ma le ricerche condotte dalla *Mitsubishi Heavy Industries* hanno consentito di aumentarne notevolmente il valore). Ogni modulo è costituito dalla serie di 4 celle e presenta un circuito di bilanciamento della tensione durante le operazioni di carica e scarica. Tale sistema è necessario per evitare eccessivi sovraccarichi o eccessive scariche dei singoli moduli. Pertanto la sua funzione è quella di monitorare il valore della tensione su ogni singola cella e di prevenire sbilanciamenti tra le tensioni delle diverse celle.

La vita stimata è di 3500 cicli. Pertanto, se il dispositivo viene utilizzato con un ciclo di carica e scarica giornaliero la durata attesa è di 10 anni. Il sistema, inoltre, è connesso alla rete elettrica attraverso un inverter bidirezionale.

Per quanto riguarda il sistema utilizzato per applicazioni di *load-evelling* e UPS, la *Mitsubishi Heavy Industries* ne ha sviluppato di due diverse potenze:

- 1,5 kW (16 kWh di capacità nominale);
- 3 kW (32 kWh di capacità nominale).

Il sistema ha un rendimento di carica/scarica (efficienza energetica) dell'86%.

Il sistema da 3 kW è realizzato utilizzando 20 moduli delle stesse caratteristiche evidenziate in tabella V.1. Il numero complessivo di celle è pertanto pari a 80 (dato che ogni modulo è costituito da 4 celle in serie).

Le specifiche dei due sistemi di accumulo (1,5 kW per uso domestico e 3 kW per uso aziendale) sono riportate in tabella V.2.

Example of usage	Household use	Business use
Power (kW)	1.5	3
Terminal voltage (V)	1 ϕ 3W AC101/202V (50/60Hz)	
Discharge time (h)	8~9	8~10
Charge/discharge efficiency (%)	83	86
Size (mm)	600 ^W × 550 ^D × 1 625 ^H	980 ^W × 550 ^D × 1 825 ^H

Tabella V.2: Prestazioni delle batterie agli ioni di litio utilizzate dalla *Mitsubishi Heavy Industries*

Relativamente al dispositivo utilizzato per stabilizzare il sistema di potenza in presenza di sorgenti di energia variabili è necessario precisare quanto segue.

Essendo l'energia prodotta dal vento e dal sole dipendente dalle condizioni ambientali è necessario utilizzare delle batterie di accumulo per stabilizzare tale potenza. Ciò è tanto più vero quando si ha a che fare con reti "deboli".

Il meccanismo su cui si basa il meccanismo di compensazione è evidenziato in figura V.11. Il funzionamento si basa sulla capacità del sistema di accumulo di assorbire o generare istante per istante il valore di potenza necessario per compensare la potenza eolica fluttuante. Così facendo la potenza trasferita sulla rete avrà un valore livellato e lentamente variabile. Evidentemente, per poter raggiungere un tale scopo la batteria deve essere in grado di aumentare e ridurre in tempi molto rapidi la potenza generata.

Un sistema siffatto può funzionare secondo due diverse modalità:

- *Stabilization operation mode*
- *Flat operation mode*

Nel primo caso il valore di riferimento della potenza composta (somma della potenza eolica e di quella generata dalla batteria) viene calcolato sulla base del valore misurato della potenza eolica. A partire da tale valore di riferimento, la batteria di accumulo fornisce il valore di potenza richiesto per portare la potenza composta al valore desiderato. E' possibile utilizzare costanti di stabilizzazione brevi o lunghe a seconda delle necessità del sistema elettrico. Ad esempio, considerare una costante di stabilizzazione breve, pari a 20 minuti, significa che il valore di riferimento della potenza composta verrà variato ogni 20 minuti (prendendo sempre come riferimento il valore misurato della potenza eolica), e sulla base del nuovo valore si adeguerà la potenza prodotta dalla batteria.

Nel secondo caso, il valore di riferimento della potenza composta viene fissato a priori, indipendentemente dal valore della potenza eolica generata, in modo che la potenza erogata sul sistema elettrico abbia un andamento perfettamente livellato (*flat*). In questo caso la batteria di accumulo fornirà il valore di potenza richiesto per portare la potenza composta al valore fissato.

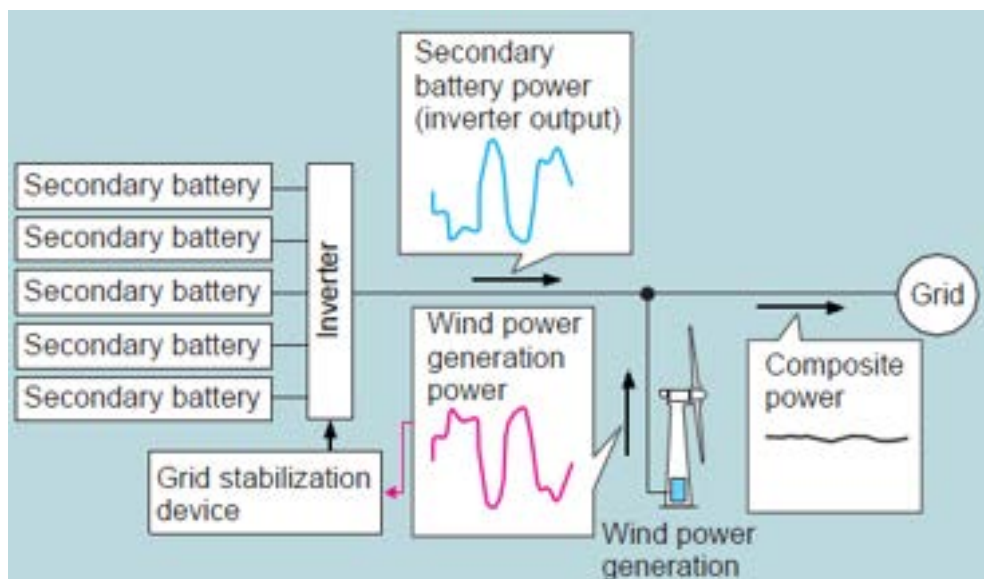


Fig. V.11 – Schematizzazione del sistema per la stabilizzazione dell'energia prodotta da fonte eolica

La figura V.12 riporta gli andamenti della potenza generata da una centrale eolica e gli andamenti delle potenze erogate dal sistema costituito dall'accumulo + la centrale

eolica per tre diverse costanti di stabilizzazione pari, rispettivamente, a 20 minuti, 60 minuti e 200 minuti (la batteria lavora, pertanto, secondo la modalità 1 - *Stabilization operation mode*).

La figura V.13 riporta, invece, gli andamenti delle potenze erogate dal sistema di accumulo per le tre costanti di stabilizzazione considerate.

La scelta del valore della costante di stabilizzazione dipende dalla struttura del sistema elettrico a cui la centrale eolica è collegata e dall'andamento della potenza erogata dalla centrale. Ad esempio, per reti deboli è necessario utilizzare elevati valori della costante di stabilizzazione.

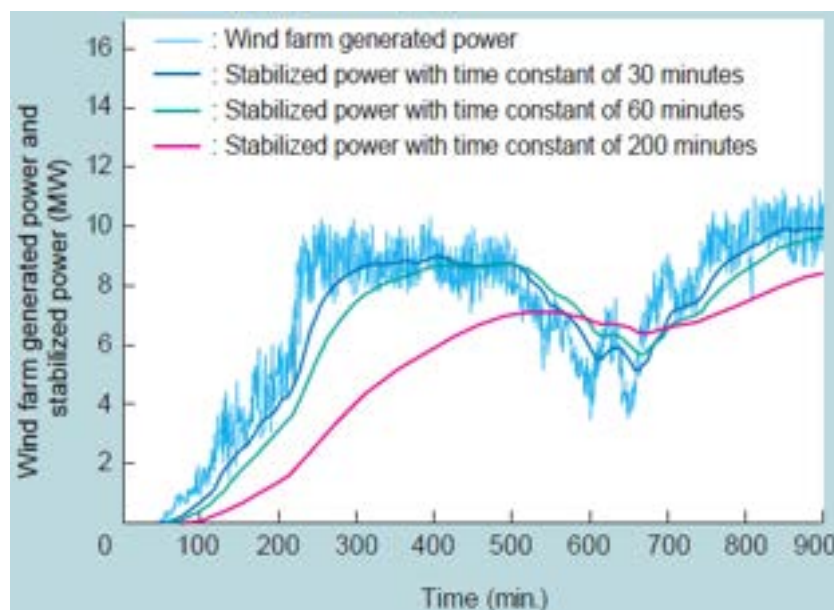


Fig. V.12 – Andamento della potenza generata da una centrale eolica (valore misurato) e delle potenze in uscita al sistema accumulo + eolico (valore calcolato), per tre diverse costanti di stabilizzazione

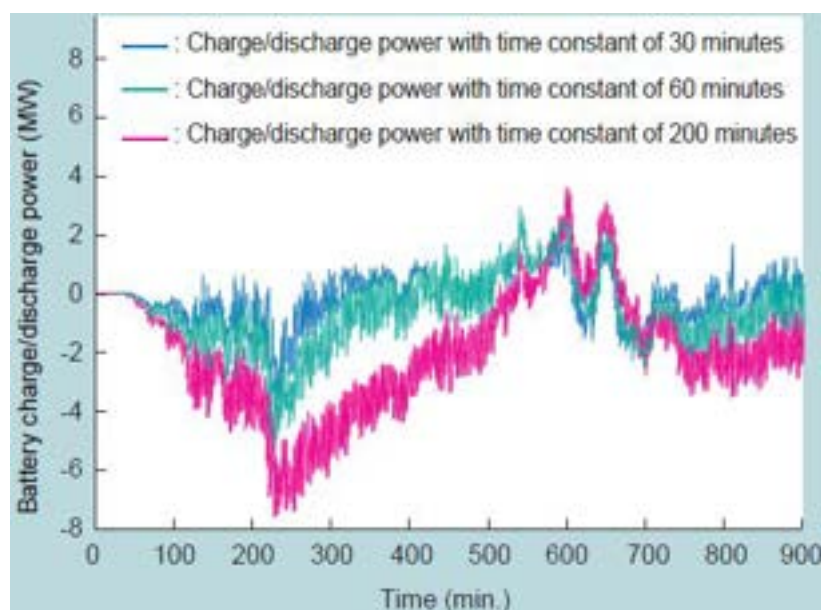


Fig. V.13 – Andamenti delle potenze erogate dal sistema di accumulo per tre diverse costanti di stabilizzazione

Di conseguenza il sistema di accumulo dovrà essere sovradimensionato per essere in grado di erogare ed assorbire una maggiore quantità di energia. Nella maggior parte dei casi, tuttavia, una costante di stabilizzazione pari a 60 minuti è sufficiente. Il sistema di accumulo considerato per fornire tali prestazioni è costituito da un'unità di accumulo da 110 kWh rappresentata in figura V.14. Le specifiche dell'unità di accumulo sono riportate in tabella V.3.

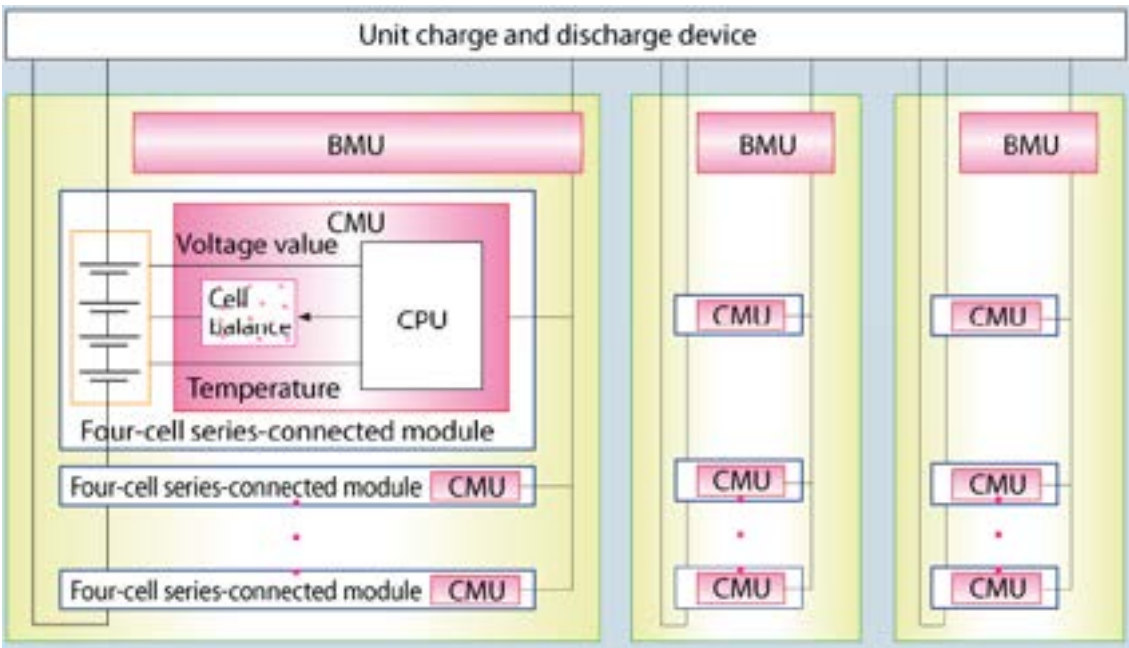


Fig. V.14 – Diagramma a blocchi dell'unità di accumulo da 110 kWh

Cell box (per box)	Outer shape (mm)		W1,500×D800×H2,000
	Number of cells		112 cells (series connection)
	Panel specification	Rated current (A)	95 (1C)
		Allowable current (A)	190 (2C)
		Rated capacity (kWh)	39
Unit charge and discharge device	Specification of alternating current portion	Rated voltage (V)	210
		Frequency (Hz)	60
		Number of phases	3 phases and 3 wires
		Rated capacity (kVA)	150
		Instantaneous maximum capacity (kVA)	225 (10 seconds)
	Specification of direct current portion	Number of connected cells	336 cells (112 cells in series X 3 rows in parallel)
		Rated electric power (kW)	50 kW bidirection chopper X 3

Tabella V.3: Specifiche tecniche dell'unità di accumulo da 110 kWh

Il sistema è costituito complessivamente da 336 celle, suddivise in tre gruppi da 112 celle in parallelo. Ciascun gruppo è costituito da 28 moduli, ciascuno dei quali è a sua volta costituito dalla serie di 4 celle. Ogni modulo, inoltre, presenta il circuito per il bilanciamento delle tensioni sulle singole celle, come si nota in figura V.14. Infine, con riferimento al sistema PCS utilizzato per l'interconnessione di tale dispositivo alla rete, in figura V.15 sono riportate tre diverse configurazioni.

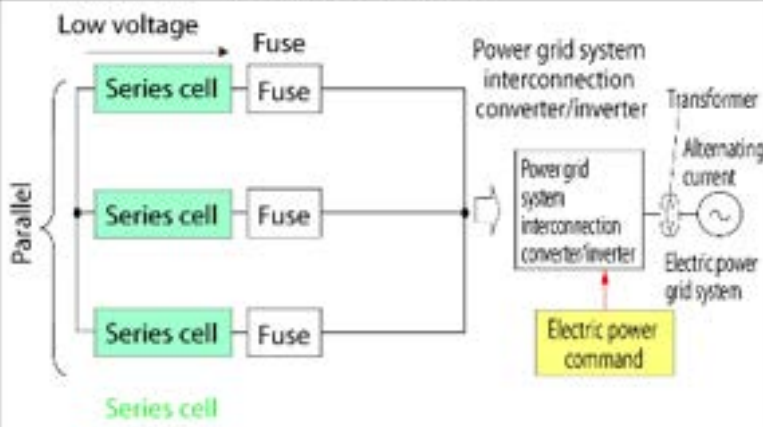
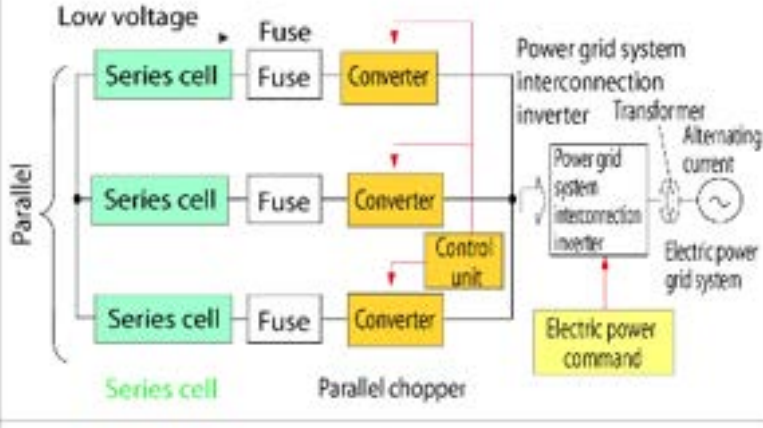
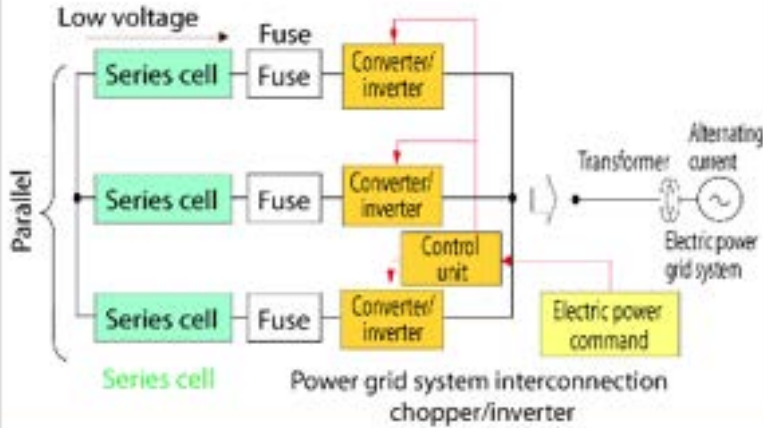
	Configuration of series/parallel connections of 100-kWh-class modules	Integrated evaluation
(1) Multi-parallel/ series cell method		Since the dispersion of the cell capacity and resistance cannot be neglected, a simple parallel connection is not acceptable.
(2) Multi-parallel chopper method		Electric power converter can be fabricated for both (2) and (3).
(3) Multi-parallel inverter method		Considering cost, (2) is the first choice.

Fig. V.15 – Esame delle configurazioni dei PCS per l'interconnessione del sistema di accumulo alla rete

Si precisa che, essendo il sistema costituito da tre moduli di accumulo connessi in parallelo, un problema che si pone è se considerare:

- un unico inverter per tutti e tre i moduli, situato a valle del punto di parallelo delle tre unità (configurazione 1);
- tre chopper, uno per ciascuna unità di accumulo ed un unico inverter dimensionato per la somma delle potenze erogate dalle tre unità (configurazione 2);
- tre inverter, uno per ciascuna unità di accumulo (configurazione 3).

La configurazione 1 è stata esclusa, poiché la resistenza interna dei singoli moduli non può essere trascurata. Tra le configurazioni 2 e 3 è stata scelta la 2, in quanto più economica.

La figura V.16 riporta, infine, lo schema a blocchi del dispositivo PCS utilizzato per il parallelo alla rete delle batterie al litio.

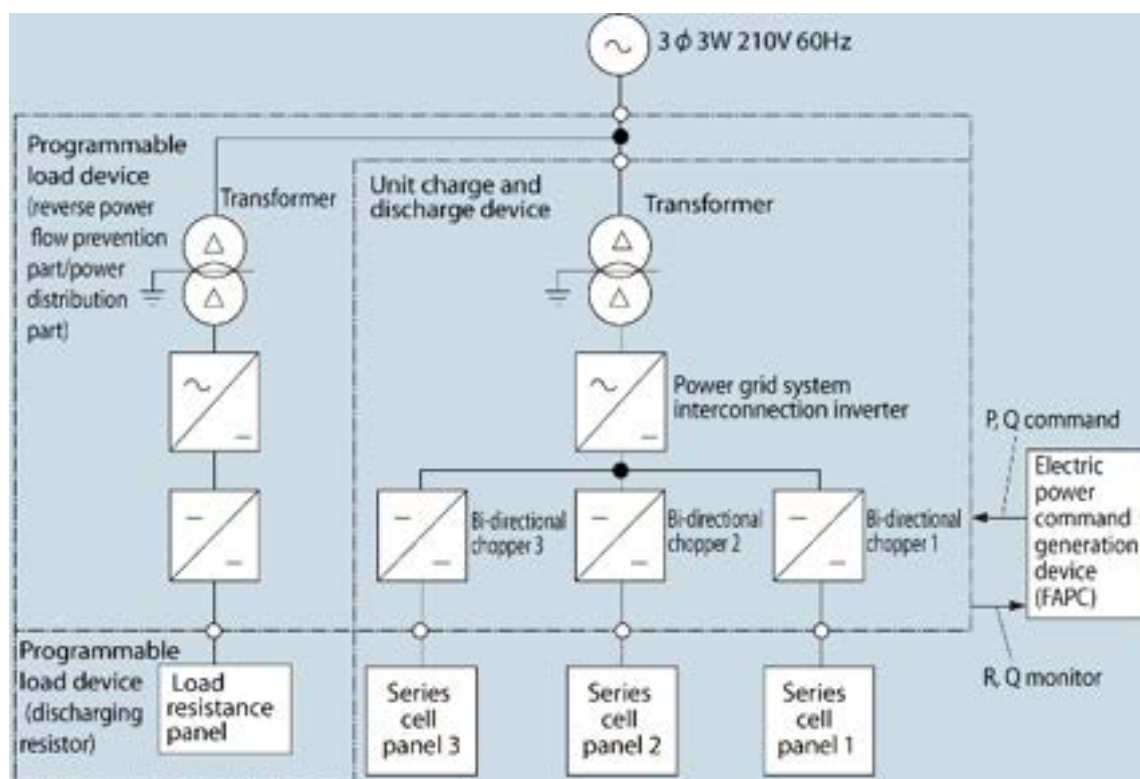


Fig. V.16 –Diagramma a blocchi del sistema di accumulo, con dettaglio del sistema di conversione utilizzato

VI. BENEFICI TECNICO-ECONOMICI PER DIVERSE APPLICAZIONI DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO: VALUTAZIONI E SINERGIE

VI.1 Premessa

Nel paragrafo I.2 del presente Report sono state elencate le principali applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico.

Nel presente capitolo tali applicazioni verranno esaminate più nel dettaglio indicando, in alcuni casi, i criteri per la valutazione dei benefici economici conseguibili.

Le applicazioni considerate possono essere suddivise in cinque gruppi differenti, in relazione al tipo di servizio offerto al sistema elettrico:

- *Electric Supply Applications* (Electric Energy Time-shift, Electric Supply Capacity)
- *Ancillary Services* (Load Following, Area Regulation, Electric Supply Reserve Capacity, Voltage Support)
- *Grid System Applications* (Transmission Support, Transmission Congestion Relief, Transmission and Distribution Upgrade Deferral, Substation On-site Power)
- *End User/Utility Customer* (Time-of-use Energy Cost Management, Demand Charge Management, Electric Service Reliability, Electric Service Power Quality)
- *Renewables Integration Applications* (Renewables Energy Time-shift).

Nei paragrafi seguenti, per ciascuna delle possibili applicazioni, verranno indicati i criteri per la valutazione dei benefici economici conseguibili [33].

Poiché spesso, uno stesso sistema di accumulo può essere utilizzato per fornire al sistema elettrico servizi di natura differente, verranno messe in evidenza, tra tutte le applicazioni prese in esame, quelle che sono compatibili con altri usi. Verrà quindi elaborata una "tabella delle sinergie" che mette in relazione, per ciascuna applicazione, tutte le possibili interazioni con altri servizi offerti al sistema elettrico.

VI.2 Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico

VI.2.1. *Electric Energy Time Shift*

Lo spostamento temporale degli assorbimenti di energia elettrica (*electric energy time shift*) è una pratica, resa possibile dall'utilizzo dei sistemi di accumulo, che consiste nel caricare la batteria nei momenti in cui il costo dell'energia elettrica è basso (tipicamente di notte) in modo da acquistare energia a basso costo, e di rivenderla nei periodi di alto carico, in modo da trarre vantaggio dal differenziale tra i prezzi di acquisto e vendita dell'energia. Il soggetto beneficiario è, solitamente, una *utility* o un grossista (nel caso in cui il beneficiario è l'utente finale si parla, più specificamente, di *time-of-use energy cost management*).

Valori tipici della durata di scarica per sistemi di accumulo progettati per tali applicazioni variano tra le 2 e le 8 ore (ovviamente la durata di scarica deve essere tale da permettere alla batteria di erogare energia in rete nelle ore di picco giornaliero).

Per tali applicazioni è fondamentale che il sistema di accumulo abbia un rendimento di carica/scarica molto elevato e bassi costi variabili.

VI.2.2. *Electric Supply Capacity*

In aree con capacità di generazione limitata, l'accumulo può essere usato per differire nel tempo l'installazione di nuove centrali di generazione. I costi legati alla capacità di generazione sono spesso inclusi nel costo dell'energia. In altri casi sono separati dai costi dell'energia.

La determinazione della durata di scarica dell'accumulo non è univoca, dipendendo dalla specifica circostanza. In genere si possono considerare durate variabili dalle 2 alle 6 ore.

La valutazione del beneficio si effettua considerando il costo evitato per l'installazione di un'unità di generazione.

VI.2.3. *Load Following*

A causa dello scostamento tra la potenza prodotta e quella richiesta dal carico si possono verificare, come è noto, delle variazioni della frequenza di rete rispetto al suo valore nominale che sono tanto maggiori quanto più elevato è lo scarto tra i due valori

di potenza [34]. Pertanto è necessario variare la potenza generata in ogni istante, in modo da seguire la potenza richiesta dal carico.

I servizi di inseguimento del carico si possono suddividere in due tipologie:

- *load following up*, in cui è necessario aumentare la potenza generata per far fronte ad un incremento del carico (solitamente ciò accade nelle ore diurne);
- *load following down*, in cui è necessario ridurre la potenza generata per far fronte ad un decremento del carico (solitamente ciò accade nelle ore notturne).

Nel primo caso, alcune unità di generazione vengono, di regola, fatte funzionare a carico parziale, in modo da poter aumentare la potenza prodotta ove richiesto.

Nel secondo caso, le unità di generazione funzionano inizialmente a potenza massima e successivamente riducono la potenza erogata, in modo da compensare la riduzione di carico.

Tali modalità di funzionamento sono evidenziate in figura VI.1.

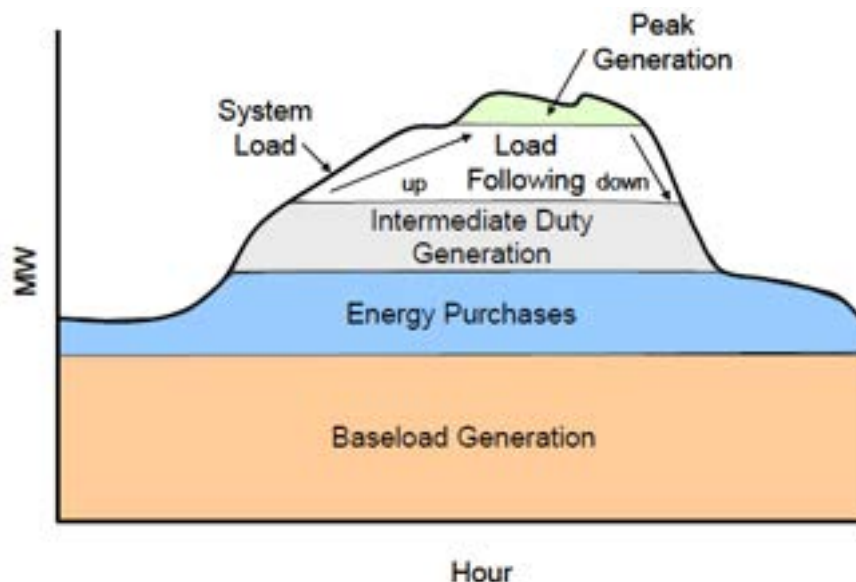


Fig. VI.1 – Diagramma di carico che evidenzia il servizio di “load following”

E' importante notare che il funzionamento di una centrale a carico parziale risulta meno efficiente rispetto al funzionamento a potenza nominale, dal momento che richiede un maggior consumo di combustibile a parità di energia prodotta e più frequenti interventi di manutenzione.

I sistemi di accumulo, per contro, si adattano bene a tale tipo di funzionamento, per diverse ragioni. Innanzitutto molte tipologie di accumulo funzionano bene a carico parziale o variabile, con una modesta riduzione delle prestazioni. Inoltre, alcuni di essi sono in grado di rispondere con prontezza alle richieste del sistema elettrico.

L'accumulo usato per applicazioni di *load following* deve possedere caratteristiche di elevata affidabilità ed è spesso associato a sistemi di controllo automatico della generazione (AGC - *Automated Generation Control*). La durata di scarica è compresa tra le 2 e le 4 ore.

Un sistema di accumulo di tipo centralizzato può contemporaneamente essere utilizzato per altre applicazioni se le durate di carica e scarica richieste per tali servizi possono essere coordinate con quelle necessarie durante il funzionamento di "*load following*". Ad esempio, se l'accumulo viene utilizzato per fornire anche servizi di "*electric supply capacity*", la ricarica della batteria potrà avvenire di notte, proprio quando le richieste di carico diminuiscono. Così facendo, gli intervalli di carica e scarica della batteria per ambedue le applicazioni coincidono, per cui lo stesso sistema di accumulo potrà contemporaneamente essere utilizzato per svolgere entrambi i servizi ottenendo, pertanto, un beneficio complessivo maggiore.

VI.2.4. *Area Regulation*

Il servizio di riserva rapida (*area regulation*) consiste nel compensare, istante per istante, le variazioni di carico in modo da livellare il profilo del diagramma di carico (come evidenziato in figura VI.2) limitando gli scostamenti della frequenza rispetto al suo valore nominale [35].

Il servizio di regolazione è pertanto usato per ridurre lo scostamento tra la potenza prodotta dalle unità di generazione e quella richiesta dal carico.

Come si osserva in figura VI.2, la curva di carico in presenza di regolazione (curva nera) si presenta molto più livellata rispetto alla curva in assenza di regolazione (curva rossa).

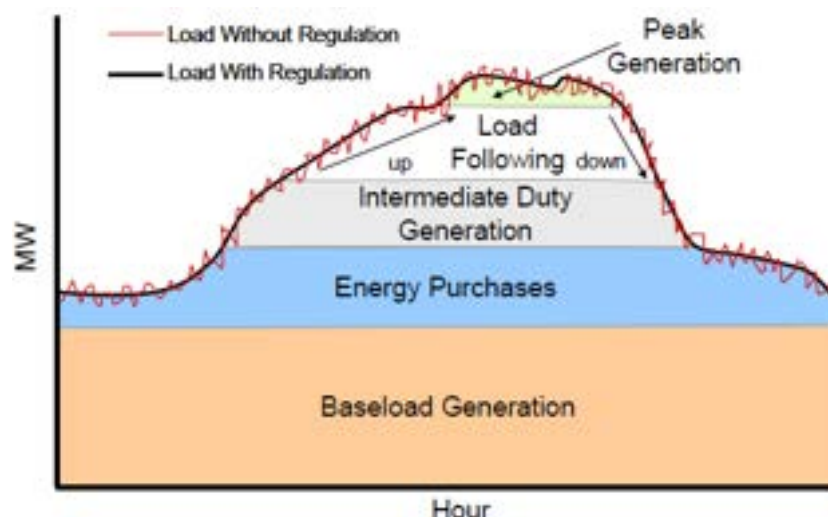


Fig. VI.2 – Diagramma di carico che evidenzia il servizio di “area regulation”

I servizi di regolazione sono normalmente forniti dalle unità di generazione convenzionali che sono costantemente *on-line*, pronte ad aumentare o ridurre la potenza erogata quando richiesto. Quando si ha un calo della capacità di produzione nel sistema, per cui le unità di generazione vedono aumentare la potenza prodotta si parla di “*up regulation*”. Se, al contrario, si ha un eccesso di capacità di generazione, per cui le unità devono ridurre la potenza generata si parla di “*down regulation*”.

Come già detto relativamente al servizio di “*load following*”, il funzionamento di una unità di generazione convenzionale a carico parziale o variabile risulta meno efficiente rispetto al funzionamento a potenza nominale, dal momento che richiede un maggior consumo di combustibile e frequenti interventi di manutenzione.

I sistemi di accumulo si adattano bene a tale tipo di funzionamento per diverse ragioni. Innanzitutto molte tipologie di sistemi di accumulo funzionano bene a carico parziale o variabile, con una modesta riduzione delle prestazioni. Inoltre, alcuni di essi sono in grado di rispondere con prontezza alle richieste del sistema elettrico (la potenza prodotta può variare dal valore nullo al valore massimo e viceversa nell’arco di pochi secondi, contro tempi dell’ordine dei minuti per le unità di generazione convenzionali). Infine, i sistemi di accumulo utilizzati per fornire servizi di regolazione hanno delle prestazioni doppie rispetto ai sistemi di generazione tradizionali, dato che, per ogni MW di potenza nominale, sono in grado di offrire 2 MW di potenza di regolazione. Infatti tali sistemi sono in grado di offrire servizi di regolazione sia durante la carica che durante la scarica. In figura VI.3 sono rappresentate due possibili modalità di funzionamento di un sistema di accumulo di potenza nominale uguale ad 1 MW. Nel grafico evidenziato a sinistra l’accumulo è usato in modo tale da

fornire servizi di regolazione soltanto durante la scarica (0,5 MW come “*up regulation*” ed altri 0,5 MW come “*down regulation*”). Invece, nel grafico evidenziato a destra, la stessa unità di accumulo è utilizzata per fornire servizi di regolazione sia durante la scarica che la carica (1 MW come “*up regulation*” durante la scarica ed 1 MW come “*down regulation*” durante la carica), potendo pertanto fornire complessivamente 2 MW di capacità di regolazione.

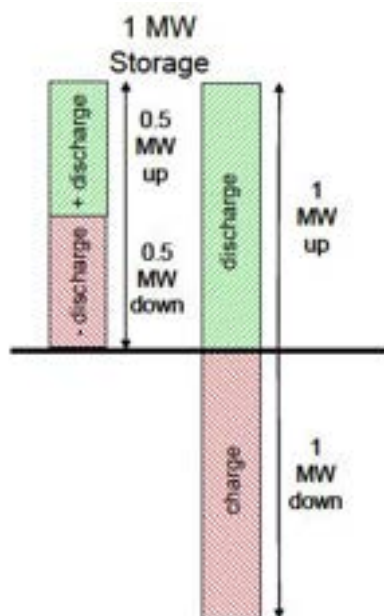


Fig. VI.3 – Utilizzo di un sistema di accumulo per fornire servizi di regolazione

Quando l'accumulo eroga servizi di “*down regulation*” durante la carica contemporaneamente assorbe energia dalla rete che pagherà ai prezzi di mercato. Pertanto, soprattutto per sistemi di accumulo con basse efficienze è importante tenere conto di tale costo che, in alcuni casi, può vanificare il beneficio legato ai servizi di regolazione.

L'accumulo usato per applicazioni di regolazione deve possedere caratteristiche di elevata affidabilità ed è spesso associato a sistemi di controllo automatico della generazione (AGC - *Automated Generation Control*). La durata di scarica è compresa tra i 15 ed i 30 minuti.

Le elevate velocità di risposta di molti sistemi di accumulo (volani, supercapacitori, SMES ed alcuni accumulatori elettrochimici) fanno sì che il beneficio ottenibile utilizzando tali sistemi è circa doppio rispetto a quello ottenibile utilizzando tecnologie convenzionali.

Nella maggior parte dei casi, un sistema di accumulo utilizzato per fornire servizi di regolazione non può essere facilmente utilizzato simultaneamente in altre applicazioni.

Tuttavia resta sempre la possibilità, se necessario, di utilizzare il sistema di accumulo per altre applicazioni anziché per servizi di regolazione.

VI.2.5. *Electric Supply Reserve Capacity*

Per garantire un funzionamento regolare ed affidabile del sistema elettrico è necessario prevedere delle unità di riserva chiamate ad erogare potenza nel momento in cui una parte delle unità di generazione dovesse andare fuori uso.

Le unità di riserva utilizzate a tale scopo vengono classificate in tre diverse tipologie [36]:

- riserva rotante,
- riserva supplementare,
- riserva di *back-up*.

La riserva rotante è un servizio offerto da gruppi di generazione che vengono tenuti costantemente on line e pronti ad intervenire in caso di necessità. La riserva rotante è in genere costituita da generatori parzialmente caricati (in grado cioè di aumentare istantaneamente la produzione ove richiesto). La riserva rotante deve essere in grado di compensare il deficit di potenza entro pochi secondi dalla richiesta, in modo da mantenere il valore della frequenza entro il *range* tollerato.

La riserva supplementare è costituita invece da unità di generazione *off-line* o da carichi regolabili, in grado di compensare il deficit di potenza entro 10 minuti dalla richiesta. Diversamente dalla riserva rotante, la riserva supplementare non è sincronizzata con la frequenza di rete.

La riserva di *back-up* è costituita infine da unità di generazione in grado di rispondere entro 1 ora dal momento della richiesta.

E' chiaro che, in presenza di una contingenza in una unità di generazione, dapprima verrà chiamata ad intervenire la riserva rotante, successivamente le unità di riserva supplementare ed infine le unità di *back-up*.

I sistemi di accumulo utilizzati per fornire servizi di riserva devono avere una capacità di accumulo sufficientemente elevata (devono essere in grado di fornire energia alla rete per almeno un'ora). Inoltre devono essere sufficientemente affidabili ed in grado di rispondere prontamente ai segnali di controllo. Il tempo di scarica è compreso tra 1 e 2 ore.

Un sistema di accumulo progettato per fornire servizi di *electric supply reserve capacity* presenta delle ottime sinergie con le altre applicazioni per i seguenti motivi:

- la maggior parte del tempo in cui l'accumulo è utilizzato per fornire servizi di riserva non è chiamato ad erogare energia in rete;
- se l'accumulo, in un determinato istante, è in fase di carica, esso è in grado di fornire due volte la sua capacità di riserva (dal momento che può simultaneamente interrompere il processo di carica ed iniziare il processo di scarica);
- nel caso in cui è disponibile un "mercato dell'ora prima" per i servizi di riserva, l'operatore può decidere in tempo reale se utilizzare il sistema di accumulo per erogare servizi di riserva o per qualche altra applicazione (se ritenuto più conveniente) [36].

Il beneficio conseguibile utilizzando un sistema di accumulo per fornire servizi di *electric supply reserve capacity* può essere facilmente valutato tenendo conto dei "costi evitati" relativi all'installazione di unità di generazione convenzionali preposte allo stesso scopo. Poiché le unità di generazione preposte a tale scopo sono normalmente poco costose, il beneficio derivante da tale applicazione è relativamente modesto. Ciò nonostante tale applicazione può essere appetibile se utilizzata in concomitanza con altri servizi tenendo anche conto del fatto che il sistema è in grado di fornire due volte la sua capacità di riserva.

VI.2.6. *Voltage support*

Storicamente sono le unità di generazione ad avere il compito di regolare la tensione sul sistema elettrico, fornendo il valore di potenza reattiva necessario per mantenere la tensione di rete all'interno dei valori consentiti.

I sistemi di accumulo distribuiti possono essere vantaggiosamente utilizzati per tali applicazioni in quanto sono in grado di produrre potenza reattiva là dove richiesto, evitando i problemi legati alla trasmissione della potenza reattiva su lunghe distanze [37], [38]. In effetti, molte delle contingenze che hanno luogo nel sistema elettrico sono dovute a problemi legati al trasposto di potenza reattiva su lunghe distanze, per cui i sistemi di accumulo possono vantaggiosamente essere utilizzati per attenuare tali problemi.

Ovviamente, un sistema di accumulo utilizzato per stabilizzare la tensione deve essere progettato in modo da poter erogare potenza reattiva (ciò dipende dal sistema di conversione utilizzato nell'interfacciamento con la rete). Inoltre, deve essere

caratterizzato da elevate velocità di risposta, in modo da rispondere prontamente ai comandi inviati dal sistema di controllo.

Durate di scarica tipiche sono dell'ordine dei 30 minuti.

In genere, un sistema usato per fornire servizi di regolazione della tensione deve essere caratterizzato da tempi di risposta dell'ordine di pochi secondi ed in grado di alimentare carichi per tempi variabili da alcuni minuti fino ad un'ora. Pertanto, lo stesso sistema utilizzato per altre applicazioni può contemporaneamente fornire servizi di regolazione della tensione se è assicurata la sua disponibilità nei pochi intervalli di tempo in cui è necessario erogare potenza reattiva per stabilizzare la tensione e se l'accumulo ha energia sufficiente per garantire la scarica negli intervalli di tempo richiesti.

VI.2.7. *Transmission support*

Tale applicazione consiste nel supportare la rete di trasmissione e distribuzione compensando anomalie e disturbi elettrici quali buchi di tensione, instabilità della tensione e risonanza subsincona.

Un sistema di accumulo progettato per fornire tali servizi deve avere elevate velocità di risposta (inferiori al secondo), capacità di lavorare a carico parziale con ottime prestazioni, elevata affidabilità, rapidi cicli di carica e scarica e deve essere in grado di fornire sia potenza attiva che reattiva.

Tipiche durate di scarica per sistemi di accumulo utilizzati in tali applicazioni sono dell'ordine dei 5 secondi.

Un sistema di accumulo utilizzato per supportare la rete di trasmissione e distribuzione non può essere facilmente utilizzato in sinergia con altre applicazioni. Tuttavia, se il sistema di accumulo viene utilizzato per supportare la rete solamente durante periodi di picco della domanda esso può essere utilmente adoperato per altre applicazioni durante il resto dell'anno, se la durata di scarica è sufficiente.

VI.2.8. *Transmission Congestion Relief*

I sistemi di accumulo possono essere utilizzati anche per ridurre i sovraccarichi del sistema di trasmissione che si presentano in concomitanza di periodi di picco del carico elettrico. Sovraccarichi localizzati nel sistema di trasmissione sono causa di maggiori oneri legati sia all'aumento dei costi per accedere alla rete di trasmissione,

sia alla necessità di prevedere soluzioni in grado di aumentare la capacità di trasposto delle porzioni di rete interessate dal sovraccarico.

Un sistema di accumulo utilizzato per tali applicazioni deve essere necessariamente posizionato a valle rispetto alla porzione di rete interessata dal sovraccarico. Ovviamente il sistema assorbirà energia durante i periodi di basso carico, per riversarla successivamente in rete durante i periodi di sovraccarico.

La durata di scarica di un siffatto sistema di accumulo non è facilmente determinabile, dal momento che il sistema può essere chiamato a produrre energia per tempi limitati più volte durante l'anno o per tempi maggiori con poche occorrenze durante l'anno. In prima approssimazione è possibile assumere una durata convenzionale di scarica pari a 4 ore.

VI.2.9. *Transmission and Distribution Upgrade Deferral*

I sistemi di accumulo possono essere utilmente utilizzati per differire nel tempo le opere di potenziamento della rete di trasmissione e distribuzione (T&D). Ad esempio, considerando una porzione di rete in cui il carico di picco (in alcuni periodi dell'anno) è prossimo alla capacità di trasporto della rete, l'installazione di sistemi di accumulo distribuiti a valle dei punti di sovraccarico della rete di T&D può consentire il differimento delle opere di potenziamento della rete [39], [40].

Consideriamo ad esempio una sottostazione a 15 MW che in alcuni periodi dell'anno trasporta un carico del 3% inferiore alla sua portata termica e per la quale è prevista una crescita annua del carico del 2%. Le possibili soluzioni che si prospettano per evitare il superamento della capacità di trasporto sono due:

- potenziare la sottostazione aggiungendo, ad esempio, 5 MVA di capacità addizionale;
- prevedere l'installazione di un'unità di accumulo di potenza tale da compensare la crescita annua del carico (prevedendo, eventualmente, una maggiorazione per tenere conto di possibili contingenze).

Nel caso in esame, una crescita del carico del 2% su 15 MW corrisponde ad un incremento annuo pari a 300 kW. Considerando una maggiorazione del 25% per tenere conto di eventuali contingenze, la potenza scelta per il sistema di accumulo sarà di 375 kW.

Quanto descritto è particolarmente rilevante da un punto di vista economico perché, prevedendo l'installazione di sistemi di accumulo distribuiti di ridotta capacità, è

possibile differire di alcuni anni le opere di potenziamento della porzione di rete interessata dal sovraccarico. Ciò si traduce anche in una riduzione dei costi dell'energia elettrica per gli utenti finali, in un miglioramento dell'utilizzo delle risorse disponibili, nella possibilità di reinvestire il capitale risparmiato per altre applicazioni e in una riduzione dei rischi finanziari associati ad un grosso investimento (come quello a cui andrebbe incontro l'*utility* se decidesse di potenziare la porzione di rete interessata dal sovraccarico).

Inoltre, è noto che i valori più elevati del carico elettrico si presentano solamente per pochi giorni l'anno, per non più di poche decine di ore ogni anno. Pertanto, un sistema di accumulo dimensionato per fornire tali servizi rimarrà per la maggior parte del tempo completamente carico (dato che il sistema sarà chiamato a riversare energia sulla rete soltanto nei periodi di picco del carico elettrico) per cui potrà utilmente essere adoperato per molte altre applicazioni durante il resto dell'anno.

Le durate di scarica dei sistemi di accumulo utilizzati per svolgere tali servizi devono essere sufficientemente lunghe, in modo da permettere l'alimentazione dei carichi critici per tutto il tempo necessario. In genere, una durata media di scarica pari a 6 ore può essere sufficiente.

Per le ragioni sopra esposte, un sistema di accumulo utilizzato per il differimento di opere di potenziamento della rete può utilmente essere adoperato anche per molte altre applicazioni, specialmente "*electric energy time shift*", "*electric supply capacity*" ed "*electric supply reserve capacity*".

Se l'accumulo è di proprietà del cliente, esso può utilmente essere adoperato anche per applicazioni di "*Time of Use energy cost*" e "*demand charge management*".

Il beneficio economico derivante da tale applicazione viene calcolato prendendo come riferimento il costo evitato per l'acquisto di nuove apparecchiature e/o macchinari e per il potenziamento della rete. Quest'ultimo è costituito, principalmente, dai costi legati al finanziamento, dalle imposte sui redditi, dalle tasse sulle proprietà e dai costi di assicurazione.

VI.2.10. *Substation on-site power*

I sistemi di accumulo utilizzati con funzioni di *back-up* nelle sottostazioni di potenza forniscono la potenza richiesta per la commutazione dei dispositivi di sicurezza e delle apparecchiature di comunicazione e controllo della sottostazione durante i periodi di black-out del sistema elettrico. Il sistema di accumulo più utilizzato per tali

applicazioni è la batteria al piombo; in misura minore si utilizzano anche batterie al nichel-cadmio [41]. Tali sistemi presentano ridotti interventi di manutenzione, caratteristiche di elevata affidabilità ed una lunga durata di vita della batteria.

Un sistema di accumulo utilizzato per tali applicazioni deve possedere caratteristiche di affidabilità più elevate rispetto alle soluzioni tradizionali, un sistema in grado di stimare la rimanente durata di vita del sistema ed il suo stato di salute. Deve inoltre essere in grado di erogare picchi di corrente per tempi ridotti, per venire incontro alle esigenze di alcuni carichi (avviamento di motori) e deve possedere elevate velocità di risposta

Durate di scarica tipiche sono comprese tra le 8 e le 16 ore.

Con riferimento alle possibili sinergie, un sistema di accumulo utilizzato con funzioni di *back-up* nelle sottostazioni di potenza può utilmente essere utilizzato anche per altre applicazioni, a condizione che ciò non determini una riduzione dell'affidabilità e che la durata di scarica (quantità di energia accumulata) sia tale da far fronte sia alle necessità derivanti dalla funzione di *back-up*, sia alle altre applicazioni. Ad esempio, se la durata di scarica per garantire funzioni di *back-up* è pari a 8 ore e la durata richiesta per le altre applicazioni è pari a 5 ore, il sistema deve prevedere una durata complessiva di scarica uguale a 13 ore.

A causa dell'elevato costo incrementale tipico di molte tecnologie di accumulo utilizzate con funzioni di *back-up* nelle sottostazioni, l'utilizzo delle stesse per fornire altri servizi risulta spesso impraticabile ed antieconomico.

VI.2.11. *Time of use energy cost management*

Quest'applicazione consiste nell'utilizzare i sistemi di accumulo in modo tale da acquistare l'energia per la ricarica nei momenti in cui il costo dell'elettricità è basso (tipicamente di notte) e di rivenderla nei periodi di alto carico, in modo da trarre vantaggio dal differenziale tra i prezzi di acquisto e vendita dell'energia.

L'applicazione è per molti versi simile al servizio di "*electric energy time shift*" con la differenza che il soggetto beneficiario è l'utente finale e non la *utility*. Pertanto i prezzi dell'energia da considerare sono stavolta quelli garantiti ai clienti finali piuttosto che i prezzi all'ingrosso praticati nel mercato elettrico.

Sebbene il cliente finale ottenga dei vantaggi economici dall'utilizzo di sistemi di accumulo per lo spostamento del proprio diagramma di carico, è probabile che le problematiche legate all'approvvigionamento e al progetto del sistema di accumulo, ai

costi per le procedure di connessione alla rete e disbrigo pratiche siano troppo impegnative ed onerose per l'utente finale. La creazione di soggetti "aggregatori", con la funzione di raggruppare più utenti finali in modo da garantire un risparmio nel dimensionamento del sistema di accumulo, può certamente rappresentare una soluzione al problema.

La durata di scarica per sistemi di accumulo progettati per tali applicazioni dipende dal sistema di tariffazione utilizzato. Un valore pari a 5-6 ore può essere sufficiente.

Poiché spesso le ore di picco del carico elettrico coincidono con i periodi in cui i costi legati alla potenza installata (*demand charge*) sono più elevati, questa applicazione presenta delle ottime sinergie con il servizio di "*demand charge management*". Inoltre si accoppia bene a servizi quali "*electric service Power Quality*" ed "*electric service reliability*". Inoltre, in dipendenza dei momenti in cui l'accumulo è chiamato ad erogare energia in rete e delle durate di scarica, l'applicazione è compatibile anche con il servizio di "*T&D upgrade deferral*".

VI.2.12. *Demand Charge management*

Come è noto, il costo dell'elettricità pagato da un utente finale dipende sia da un costo variabile, espresso in €/kWh di energia assorbita, sia da un costo fisso, che dipende dalla potenza, espresso in €/kW di potenza assorbita. Quest'ultimo riflette i costi delle apparecchiature di proprietà delle *utilities* necessarie per generare, trasportare e distribuire energia elettrica. Spesso, le aliquote di costo proporzionali alla potenza vengono calcolate ogni mese sulla base della massima richiesta di potenza.

I sistemi di accumulo possono essere utilizzati dall'utente finale per ridurre l'aliquota di costo legata alla potenza installata (*demand charge*), riducendo il flusso di potenza durante specifici intervalli di tempo, normalmente coincidenti con i periodi di picco del carico elettrico.

L'accumulo viene caricato durante gli intervalli in cui i costi legati alla potenza sono bassi o nulli (che spesso coincidono con i periodi in cui l'energia costa di meno) e scaricato quanto i costi legati alla potenza assorbita sono più elevati. Il beneficio ottenuto consiste pertanto nella riduzione dei costi complessivi dovuti ad una variazione della potenza assorbita nei diversi intervalli della giornata.

Si consideri l'esempio illustrato in figura VI.4.

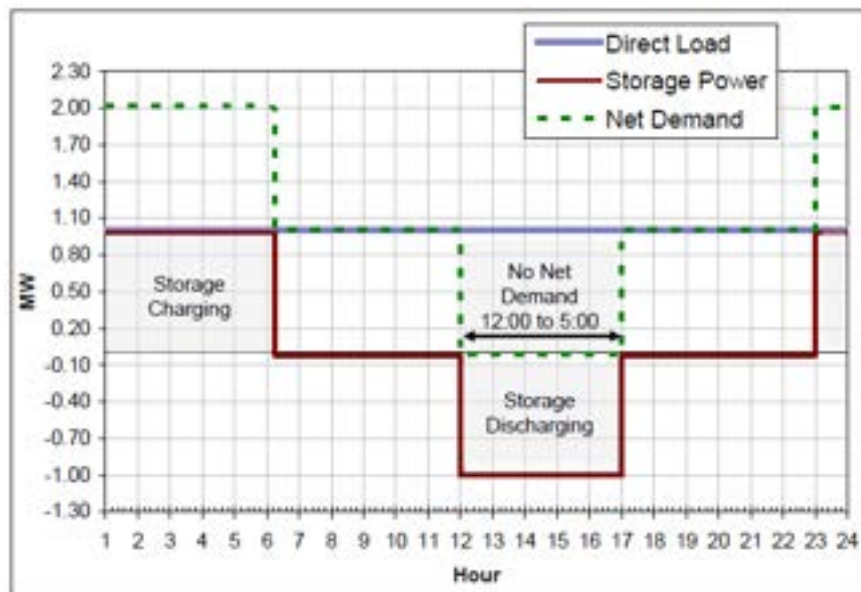


Fig. VI.4 – Riduzione dei costi legati alla potenza assorbita da un utente finale utilizzando un sistema di accumulo

La potenza richiesta dal carico senza la presenza dell'accumulo è uguale ad 1 MW ed è costante durante tutto l'arco della giornata (*direct load* – curva viola). Utilizzando un sistema di accumulo è possibile ridurre i costi legati alla potenza, aumentando l'assorbimento di potenza durante le ore notturne, quando i costi sono più bassi e diminuendolo durante le ore centrali della giornata, quando i costi sono più elevati (vedi l'andamento del carico netto – *net demand*, evidenziato dalla curva tratteggiata in verde). Ciò può essere reso possibile introducendo un sistema di accumulo che assorbe energia per la ricarica, alla potenza di 1 MW, durante le ore notturne, aumentando quindi la potenza netta assorbita in tali ore e che riversa l'energia in rete nelle ore centrali della giornata, riducendo pertanto l'assorbimento netto di potenza in tali ore (vedi curva evidenziata in rosso – *storage power*).

Nel grafico evidenziato in figura VI.4, il sistema di accumulo considerato presenta un rendimento di carica/scarica dell'80%.

Se il periodo di scarica ha una durata di 5 h, la durata del periodo di ricarica sarà:

$$5 \text{ h} \div 0,8 = 6,25 \text{ h}$$

La durata di carica aggiuntiva di 1,25 h è necessaria per compensare le perdite di energia.

Anche in questo caso, sebbene il cliente finale ottenga dei vantaggi economici dall'utilizzo di sistemi di accumulo, le problematiche legate all'approvvigionamento e al progetto del sistema di accumulo, ai costi per le procedure di connessione alla rete e disbrigo pratiche potrebbero risultare troppo impegnative ed onerose per l'utente

finale, scoraggiandolo dall'intraprendere tali soluzioni. La creazione di enti autonomi (aggregatori) con la funzione di raggruppare più utenti finali può certamente rappresentare una soluzione al problema.

La durata di scarica per sistemi di accumulo progettati per tali applicazioni dipende dal sistema di tariffazione utilizzato. Un valore pari a 5-6 ore può essere sufficiente.

Poiché spesso le ore di picco del carico elettrico coincidono con i periodi in cui i costi legati alla potenza installata (*demand charge*) sono più elevati, questa applicazione presenta delle ottime sinergie con il servizio di "*time-of use energy cost management*". Inoltre si accoppia bene a servizi quali "*electric service Power Quality*" ed "*electric service reliability*", "*renewable capacity firming*" e "*electric energy time shift application*". Inoltre, in dipendenza dei momenti in cui l'accumulo è chiamato ad erogare energia in rete e della durata di scarica, l'applicazione è compatibile anche con il servizio di "*T&D upgrade deferral*".

VI.2.13. *Electric service reliability*

I sistemi di accumulo utilizzati per aumentare l'affidabilità del servizio elettrico hanno la funzione di prolungare l'alimentazione di alcuni carichi in presenza di un disservizio sulla rete (superiore ad alcuni secondi) in modo da consentirne uno spegnimento graduale o di commutare l'alimentazione su un dispositivo di generazione locale.

Un sistema di accumulo siffatto deve essere caratterizzato da un'elevata affidabilità.

Le durate di scarica variano da alcuni minuti fino ad un'ora.

Se il sistema di accumulo ha durata di scarica sufficiente, esso può essere utilizzato per molte altre applicazioni fatta eccezione per i servizi di "*area regulation*" e di "*trasmission support*".

Utilizzando sistemi di accumulo è possibile ottenere un beneficio che consiste nella riduzione delle perdite finanziarie associate alle contingenze che hanno luogo nel sistema elettrico. Il beneficio conseguibile è fortemente dipendente dalla tipologia dell'utente finale e si applica, in particolare, alle utenze commerciali ed industriali per le quali un disservizio può causare perdite significative.

VI.2.14 *Electric service Power Quality*

I sistemi di accumulo utilizzati per migliorare la qualità del servizio del sistema elettrico sono dimensionati per proteggere i carichi da contingenze di breve durata che possono incidere sulla qualità della potenza trasmessa al carico.

Alcuni effetti indesiderati includono:

- variazioni in ampiezza della tensione di alimentazione (abbassamenti o innalzamenti della tensione);
- variazioni della frequenza rispetto al suo valore nominale;
- bassi valori del fattore di potenza del carico;
- presenza di armoniche in rete;
- interruzioni nell'alimentazione dei carichi, variabili da frazioni di secondo fino ad alcuni minuti.

Un sistema di accumulo utilizzato per ridurre tali effetti indesiderati deve essere in grado di erogare potenza di elevata qualità e non deve incidere negativamente sulla rete. Le durate di scarica sono comprese tra alcuni secondi ed un minuto.

A causa dei bassi valori della durata di scarica, tale applicazione è difficilmente compatibile con altri servizi, a meno che l'accumulo non venga specificamente progettato per tali ulteriori applicazioni, prevedendo una maggiore durata di scarica.

Utilizzando sistemi di accumulo è possibile ottenere un beneficio che consiste nella riduzione delle perdite finanziarie associate alle contingenze di breve durata che possono incidere sulla qualità della potenza trasmessa al carico

Il beneficio conseguibile è fortemente dipendente dalla tipologia dell'utente finale considerata e si applica in particolare alle utenze commerciali ed industriali per le quali un disservizio può causare significative alterazioni della qualità del servizio.

VI.2.15 *Renewable Energy Time Shift*

Molte fonti di energia rinnovabile producono una porzione significativa di energia elettrica durante le ore di basso carico, quando i prezzi di vendita dell'energia sul mercato elettrico sono bassi. Un sistema di accumulo utilizzato in sinergia con impianti a fonte rinnovabile può contribuire ad aumentare il vantaggio economico derivante dalla vendita dell'energia prodotta dall'impianto, accumulando energia elettrica per la carica durante i periodi in cui il costo dell'energia elettrica è basso e riversandola in rete nelle ore di alto carico, quando il valore dell'energia è più elevato.

I sistemi di accumulo utilizzati con tale finalità possono essere collocati o in prossimità della sorgente di generazione o in prossimità dei carichi da alimentare. In genere conviene posizionarli in prossimità dei carichi in modo che le perdite legate al trasporto dell'energia dalla sorgente di generazione al carico si manifestino nelle ore di basso carico, durante la ricarica della batteria.

Le durate di scarica tipiche per tali applicazioni variano dalle 4 alle 6 ore e dipendono principalmente dalla differenza tra le tariffe applicate nei diversi periodi della giornata oltre che dalle durate di tali periodi.

Per la valutazione del beneficio legato a tale applicazione è conveniente fare riferimento a due diverse sorgenti di generazione rinnovabili:

- impianti di generazione rinnovabile di natura intermittente;
- impianti di generazione rinnovabile di tipo non intermittente (per la copertura del carico di base).

All'interno della prima tipologia rientrano gli impianti rinnovabili la cui produzione di energia è variabile nel corso della giornata, tra cui gli impianti eolici, fotovoltaici, mareomotrici e le centrali idroelettriche ad acqua fluente.

Nella seconda tipologia rientrano gli impianti rinnovabili la cui produzione è mantenuta costante per la maggior parte del tempo, quali le centrali a biomasse, geotermiche e le centrali idroelettriche a serbatoio.

Negli esempi che seguono verrà considerato un impianto eolico (per gli impianti di natura intermittente) ed un impianto di natura non intermittente di tipo generico.

Impianto di generazione rinnovabile di natura intermittente – Generazione eolica

Nel caso di una centrale eolica la maggior parte dell'energia è generata durante le ore notturne e nelle prime ore della giornata, come mostrato dalla curva blu del grafico di figura VI.5.

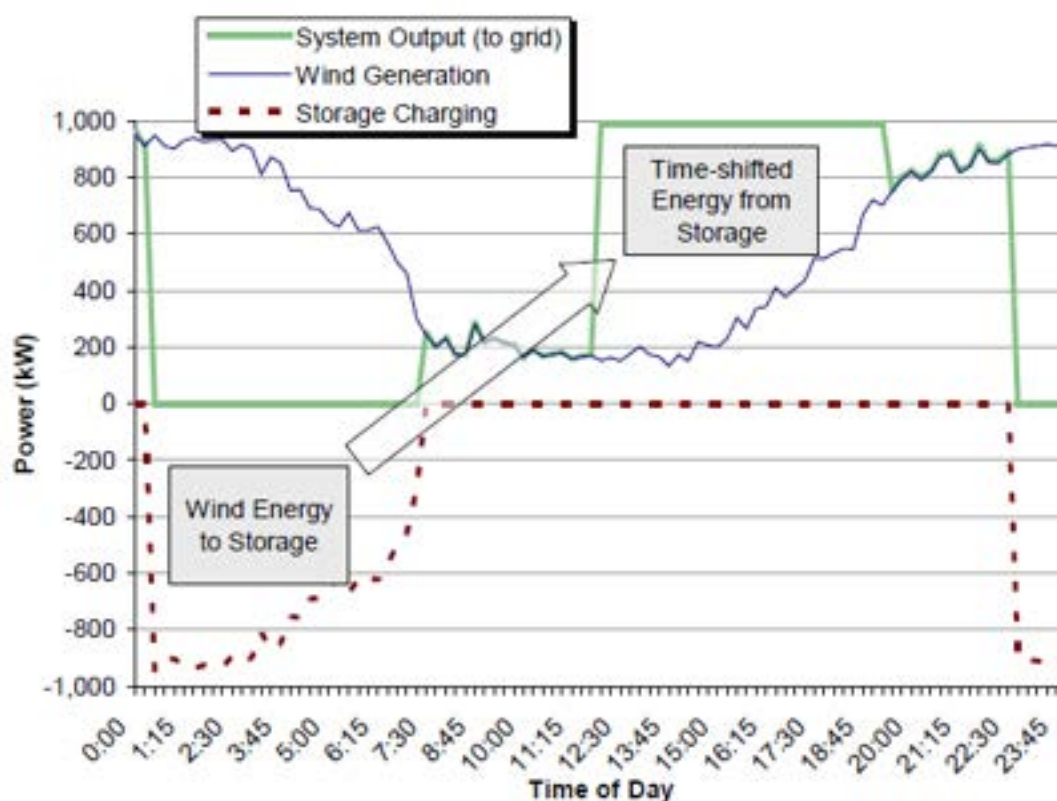


Fig. VI.5 – Sfasamento dell'energia prodotta da un impianto eolico utilizzando un sistema di accumulo

Il grafico fa riferimento al profilo di produzione di un impianto eolico, tipico di una giornata estiva.

Utilizzando un sistema di accumulo che assorbe energia per la ricarica nelle ore notturne e la cede alla rete nelle ore di picco del carico è possibile azzerare la vendita di energia nelle ore di basso carico e mantenere costante e pari ad un valore massimo la potenza nelle ore di alto carico (nell'esempio considerato la potenza è mantenuta costante e pari ad 1 MW per tutte le ore di alto carico).

La durata di scarica di sistemi di accumulo utilizzati per tali applicazioni varia dalle 2 alle 4 ore, a seconda della quantità di energia generata dall'impianto eolico durante le ore di picco.

E' da tenere conto che le problematiche legate alla produzione eolica nelle ore di basso carico, in particolare quelle notturne, non sono limitate esclusivamente al minore vantaggio economico legato alla vendita dell'energia prodotta ma si estendono anche ad altri fattori quali le violazioni del carico minimo di una porzione di rete e la necessità di compensare le rapide variazioni dell'energia prodotta da tali fonti.

Le violazioni del carico minimo di una porzione di rete si manifestano quando la somma dell'energia generata dall'impianto eolico e dalle unità di generazione

convenzionali (per la copertura del carico di base) eccede l'energia richiesta dal carico. In tali ipotesi si può intervenire o tagliando una parte della produzione eolica o dissipando il surplus di energia.

Impianto di generazione rinnovabile di natura non intermittente

Il diagramma di figura VI.6 fa riferimento ad un impianto di generazione di tipo non intermittente della potenza di 1 MW (valore costante). Tale impianto è accoppiato ad un sistema di accumulo della potenza di 1 MW, la cui durata di scarica è uguale a 5 ore. L'accumulo viene ricaricato durante le ore di basso carico, usando l'energia prodotta dall'impianto di generazione di tipo non intermittente e riversa l'energia in rete durante le ore di picco, dalle 13:00 fino alle 18:00.

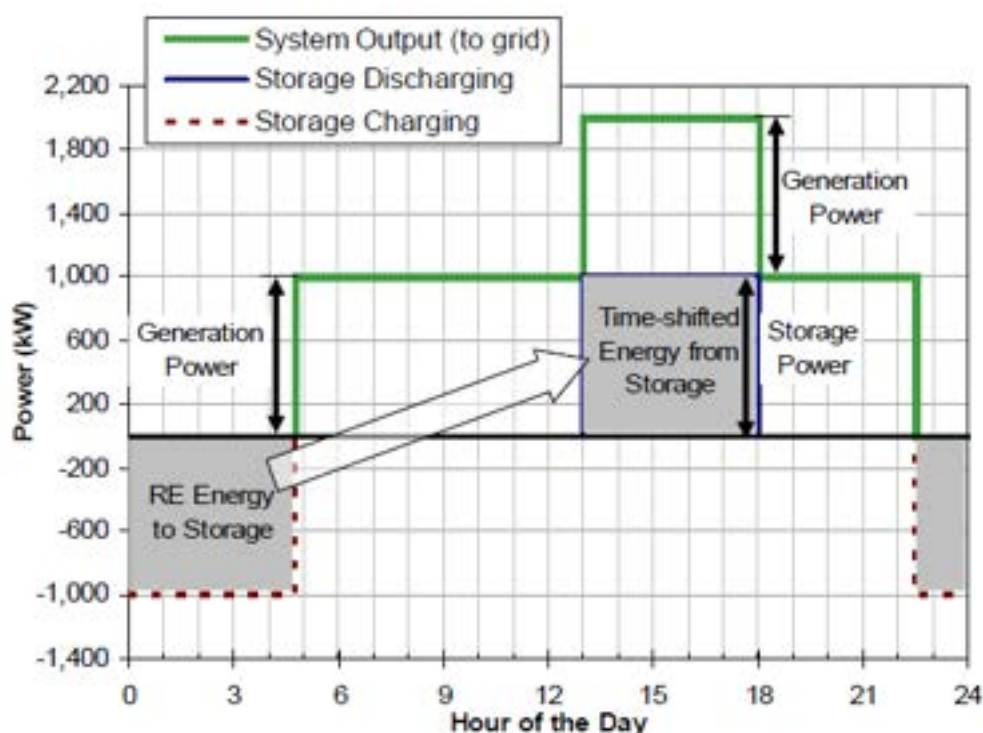


Fig. VI.6 – Sfasamento dell'energia prodotta da un impianto a ciclo continuo utilizzando un sistema di accumulo

Il diagramma di carico giornaliero del sistema "accumulo più impianto di generazione" è evidenziato dalla curva verde (*system output*). Come si nota, la potenza prodotta dall'impianto di generazione nelle ore notturne è nulla (dal momento che tutta la produzione dell'impianto serve per la ricarica del sistema di accumulo), mentre la potenza erogata nelle 5 ore di picco è raddoppiata (2 MW).

In entrambi i casi esaminati (impianto di generazione rinnovabile di natura intermittente e non) l'utilizzo di un sistema di accumulo secondo le modalità sopra

esposte può contribuire sensibilmente ad aumentare il vantaggio economico derivante dalla vendita dell'energia prodotta dall'impianto rinnovabile.

VI.2.16 *Renewable Capacity Firming*

I sistemi di accumulo possono anche essere utilizzati per compensare la variabilità della potenza generata da una fonte di energia rinnovabile non programmabile in modo da ottenere un profilo della potenza erogata quanto più possibile costante nel tempo. Un tale utilizzo si differenzia dall'applicazione esaminata nel paragrafo precedente (*renewable energy time shift*). Infatti, il livellamento della curva di potenza riduce le quote di costo correlate alla potenza (*demand charges*) ed elimina la necessità di installare nuove apparecchiature di rete, quali trasformatori, linee, nuove unità di generazione, ecc. Al contrario, lo sfasamento temporale del diagramma di carico contribuisce ad aumentare il valore dell'energia (piuttosto che della potenza), aumentando i vantaggi legati alla vendita dell'energia e contribuendo a ridurre le spese variabili, quali il consumo di combustibile, gli interventi di manutenzione, ecc.

La compensazione della variabilità della potenza generata presenta, ovviamente, i maggiori vantaggi se effettuata in corrispondenza delle ore di picco del carico elettrico.

Una delle problematiche legate all'intermittenza della produzione di una fonte rinnovabile è legata al fatto che la potenza generata può subire delle variazioni brusche nel corso della giornata, ad esempio a causa del passaggio di una nuvola (per una centrale fotovoltaica) o di una raffica di vento (per un impianto eolico). Queste rapide variazioni determinano, a loro volta, variazioni repentine della potenza prodotta da altre unità di generazione, che si traducono in un aumento del combustibile utilizzato, frequenti interventi di manutenzione e maggiori emissioni inquinanti in atmosfera. L'utilizzo di sistemi di accumulo in grado di seguire tali rapide variazioni può contribuire a ridurre sensibilmente tali problematiche.

Tra tutti gli impianti di tipo rinnovabile non programmabile, i più indicati per tali applicazioni sono gli impianti eolici e fotovoltaici. Infatti, la potenza erogata da tali impianti è già in una certa misura coincidente con i periodi di picco del carico elettrico (soprattutto con riferimento agli impianti fotovoltaici), per cui il contributo dei sistemi di accumulo per il livellamento della potenza generata sarà minore. Ciò ovviamente si traduce in minori durate di scarica dei sistemi di accumulo e quindi in minori costi. Infatti, la produzione di un impianto fotovoltaico è massima nelle ore centrali della

giornata, proprio in corrispondenza delle ore di alto carico, e si mantiene sufficientemente costante. Nel caso di impianti eolici, sebbene una parte dell'energia prodotta da tali impianti non venga erogata nelle ore di picco, una porzione non indifferente viene generata in tali ore e si mantiene sufficientemente costante. Pertanto, per la valutazione del beneficio si fa, in genere, riferimento a tali due tipologie di impianto.

Le fluttuazioni della potenza prodotta da una sorgente di energia rinnovabile possono essere classificate in:

- fluttuazioni di breve durata, che si manifestano in modo casuale nel corso della giornata ed hanno una durata che oscilla da alcuni secondi fino ad alcuni minuti;
- fluttuazioni di durata giornaliera, che si presentano in modo periodico e regolare durante le 24 ore.

Nel caso di impianti fotovoltaici, le fluttuazioni di breve durata sono causate da ombreggiamenti dovuti ad oggetti sul terreno, quali alberi o edifici ma, soprattutto, dal passaggio di corpi nuvolosi che determinano brusche riduzioni della potenza generata in tempi molto ridotti.

Nel caso di impianti eolici, le fluttuazioni di breve durata sono causate dalle continue variazioni della velocità del vento che hanno luogo durante tutto l'arco della giornata.

La figura VI.7 mostra un tipico profilo della potenza prodotta da un impianto eolico (per 1 kW di potenza eolica installata) in un intervallo di circa 20 secondi.

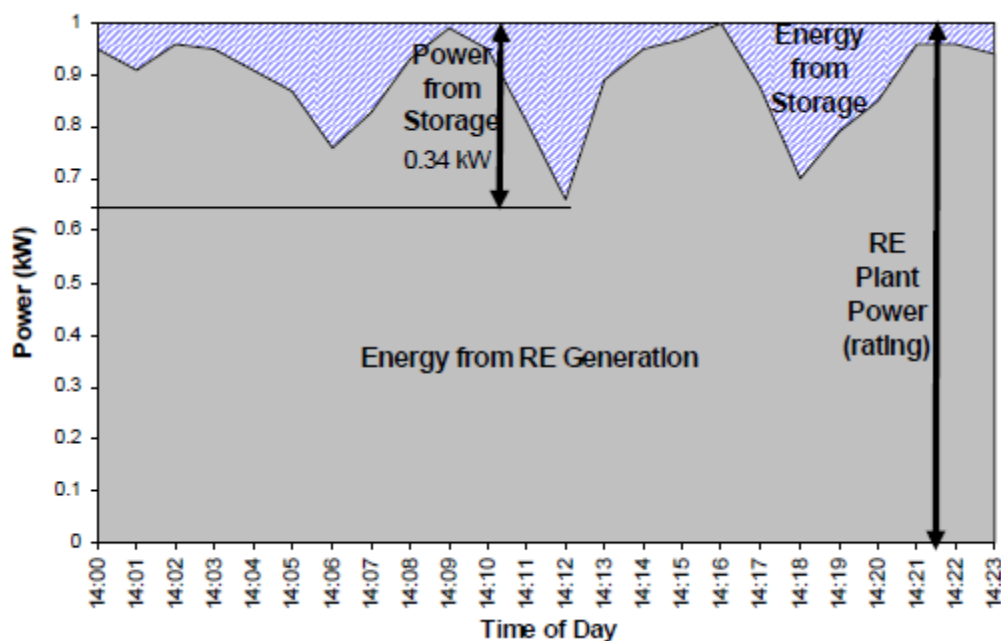


Fig. VI.7 – Profilo della potenza generata da un impianto eolico che evidenzia le fluttuazioni di breve durata

Come evidenziato nella figura, l'energia prodotta dall'accumulo viene utilizzata per compensare il deficit di potenza generata dall'impianto eolico rispetto al suo valore nominale (1kW). Il dimensionamento in termini di potenza del sistema di accumulo deve tenere conto del massimo scarto tra la potenza generata dall'impianto eolico e la sua potenza nominale, ed è pari, nell'esempio esaminato, a 0,34 kW. Pertanto l'accumulo dovrà avere una potenza nominale non inferiore a 0,34 kW per ciascun kW di potenza eolica installata.

Le fluttuazioni giornaliere della potenza generata da un impianto fotovoltaico sono invece legate al percorso del sole durante l'arco della giornata. Anche gli ombreggiamenti non transitori (ad esempio provocati dalla presenza di montagne) possono contribuire alle fluttuazioni giornaliere, come anche l'innalzamento della temperatura che determina una riduzione dell'efficienza dei moduli fotovoltaici.

Un diagramma giornaliero della potenza prodotta da un impianto fotovoltaico è evidenziato in figura VI.8.

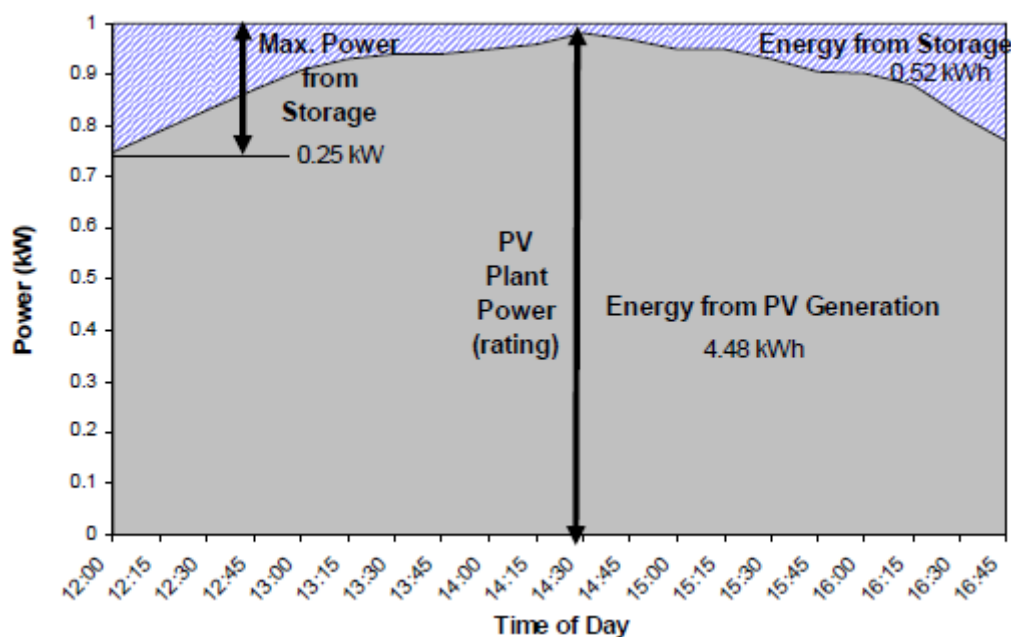


Fig. VI.8 – Profilo della potenza generata da un impianto FV che evidenzia le fluttuazioni giornaliere

Anche in questo caso si nota che l'accumulo ha la funzione di compensare la differenza tra la potenza nominale dell'impianto FV (1 kW) ed il valore effettivo della potenza erogata. In questo caso, l'accumulo utilizzato con funzione di livellamento della potenza generata dovrà avere una potenza nominale non inferiore a 0,25 kW per

ciascun kW di potenza FV installata. Inoltre, l'accumulo dovrà avere una capacità di carica tale da distribuire in rete 0,52 kWh di energia giornaliera, per ciascun kW di potenza FV installata.

Le fluttuazioni giornaliere della potenza generata da un impianto eolico sono evidenziate in figura VI.9.

Nel diagramma si vede come i valori di potenza generata sono bassi in mattinata e nelle prime ore del pomeriggio, ed aumentano nel secondo pomeriggio ed in serata. In questo caso l'accumulo deve essere dimensionato per una potenza nominale non inferiore a 0,65 kW per ciascun kW di potenza eolica installata e dovrà essere in grado di riversare in rete 2,36 kWh di energia giornaliera, per ciascun kW di potenza eolica installata.

La durata di scarica per un sistema di accumulo utilizzato per tali applicazioni è di un paio d'ore nel caso di impianti FV e di circa 3 ore nel caso di impianti eolici.

Sistemi di accumulo utilizzati per tali applicazioni devono essere caratterizzati da un'elevata affidabilità.

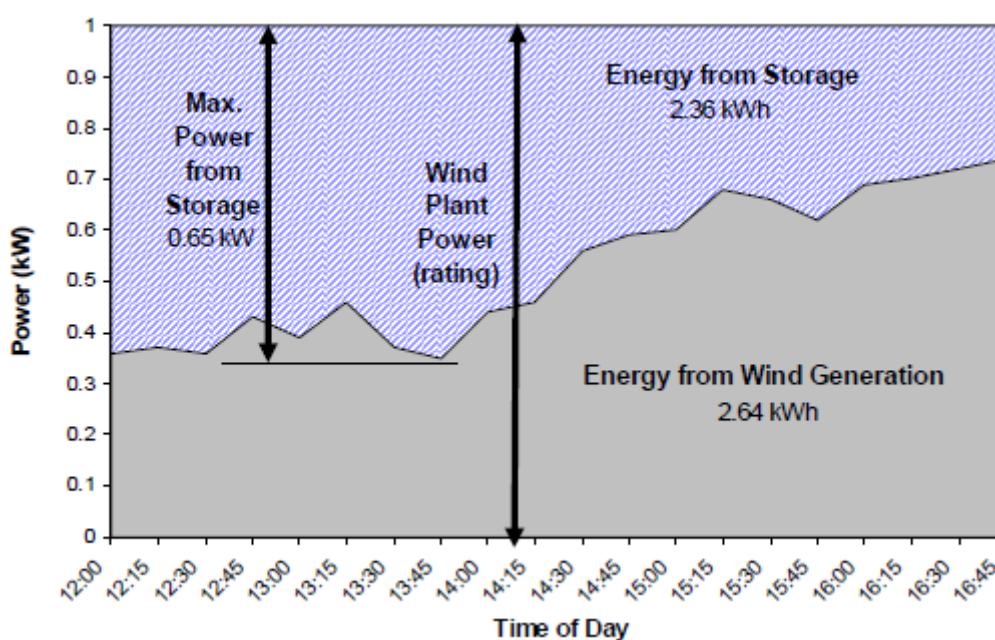


Fig. VI.9 – Profilo della potenza generata da un impianto eolico che evidenzia le fluttuazioni giornaliere

VI.2.17 Wind generation grid integration

Com'è noto, un'elevata penetrazione di impianti eolici nel sistema elettrico determina tutta una serie di problematiche che possono essere classificate, in relazione alle relative costanti di tempo, in:

disturbi di breve durata (*short-duration applications*);

disturbi di lunga durata (*long-duration applications*).

All'interno della prima categoria rientrano tutti i disturbi di durata variabile tra pochi secondi ed alcuni minuti. Alla seconda categoria appartengono invece i disturbi con durate comprese tra alcuni minuti e poche ore.

Ciascuna categoria a sua volta racchiude diverse tipologie di disturbi, come evidenziato in tabella VI.1.

Short-duration Applications
1. Reduce Output Volatility (due to momentary wind fluctuations)
2. Improve Power Quality
Long-duration Applications
3. Reduce Output Variability (lasting minutes to hours)
4. Transmission Congestion Relief
5. Backup for Unexpected Wind Generation Shortfall
6. Reduce Minimum Load Violations

Tab. VI.1: Classificazione dei disturbi legati ad un'elevata penetrazione di impianti eolici nel sistema elettrico

L'utilizzo di sistemi di accumulo può contribuire a ridurre tali disturbi.

Riduzione della volatilità della potenza prodotta

Le fluttuazioni della potenza eolica generata sono legate alla presenza di raffiche di vento che sono in grado di variare, per brevi periodi, il valore della potenza prodotta [42].

Nella maggior parte dei casi la distribuzione spaziale delle turbine eoliche all'interno di un parco contribuisce a ridurre tali variazioni. La presenza di tali fluttuazioni si traduce nella necessità di apparecchiature in grado di svolgere un servizio di regolazione, come evidenziato in figura VI.2 (area *regulation*).

In genere è possibile ipotizzare che una potenza nominale del sistema di accumulo pari al 2–3% della capacità di generazione eolica sia sufficiente a ridurre significativamente la necessità di apparecchiature per il servizio di regolazione [43]. Tale percentuale è idonea fino a livelli di penetrazione dell'energia eolica pari al 10%. Per valori più elevati le percentuali aumentano. Il beneficio legato a tale applicazione viene valutato facendo riferimento al costo evitato delle apparecchiature in grado di offrire servizi di regolazione.

Miglioramento della Power Quality

Il miglioramento della qualità della potenza comprende diverse problematiche, tra cui la compensazione della potenza reattiva, delle armoniche, il *flicker* di tensione, la protezione delle linee di trasmissione, la stabilità transitoria, dinamica e la stabilità della tensione.

Il beneficio legato a tali applicazioni viene valutato facendo riferimento al costo evitato delle apparecchiature in grado di offrire tali servizi, quali sostituzione delle componenti più vecchie delle turbine eoliche, riammodernamento dei trasformatori e delle linee, utilizzo di compensatori statici di potenza reattiva o di condensatori, distacco di alcune unità di generazione eolica in condizioni di emergenza o utilizzo di generatori diesel.

Riduzione della variabilità della potenza prodotta

Un'altra problematica è legata alla variabilità della potenza eolica generata in intervalli di tempo variabili da diversi minuti fino ad alcune ore. Anche in questo caso, la distribuzione spaziale delle turbine eoliche all'interno di un parco contribuisce a ridurre tali variazioni.

Il beneficio legato a tale applicazione viene valutato facendo riferimento al costo evitato delle apparecchiature in grado di offrire servizi di *load following*. Spesso, infatti, la potenza eolica diminuisce in corrispondenza di un aumento del carico elettrico (cioè nelle prime ore della giornata) e viceversa aumenta in corrispondenza di una riduzione del carico (nelle ore serali). Questa discordanza tra "produzione eolica" e "carico elettrico" contribuisce ad aumentare la divergenza tra potenza erogata ed assorbita, determinando la necessità di servizi di *load following*.

In genere è possibile ipotizzare che una potenza nominale del sistema di accumulo pari al 4-6% della capacità di generazione eolica sia sufficiente a ridurre significativamente la necessità di apparecchiature appropriate. Tale percentuale vale fino a livelli di penetrazione dell'energia eolica pari al 10%. Per valori più elevati le percentuali aumentano [43].

Eliminazione delle congestioni sulla rete di trasmissione

L'aumento della penetrazione di energia eolica nel sistema elettrico può determinare, in talune circostanze, la nascita di punti di congestione, cioè la presenza di porzioni di rete in cui non è possibile un ulteriore aumento della potenza erogata a causa del raggiungimento della massima capacità di trasporto del sistema.

In questo caso i sistemi di accumulo possono differire nel tempo la realizzazione di nuove infrastrutture o il potenziamento di quelle già esistenti.

Infatti, sistemi di accumulo posizionati a monte del punto critico possono essere gestiti in modo da assorbire energia per la ricarica durante gli intervalli in cui si manifesta la congestione. Così facendo l'energia eolica, anziché essere riversata nel sistema elettrico, contribuendo al sovraccarico della rete, viene accumulata nel sistema di stoccaggio, per essere successivamente riversata in rete quando il sistema sarà in grado di accogliere una maggiore quantità di potenza.

Viceversa, un sistema di accumulo situato a valle del punto critico viene gestito in modo da assorbire energia per la ricarica quando il sistema è in grado di accogliere una maggiore quantità di potenza, per riversarla successivamente in rete quando il sistema si trova in condizioni prossime al punto di congestione.

Il beneficio legato a tale applicazione viene valutato facendo riferimento al costo evitato per il potenziamento della rete di trasmissione.

Unità di riserva in presenza di un deficit di potenza eolica generata

Tale problematica si manifesta quando gli impianti eolici stanno alimentando una porzione di rete sufficientemente estesa e nello stesso tempo si manifesta una riduzione della potenza eolica generata, a causa, ad esempio, di una drastica diminuzione della velocità del vento. Benché tali eventi siano abbastanza rari, l'effetto sulla rete può essere significativo. Le possibili soluzioni possono essere un distacco graduale dei carichi elettrici non privilegiati o il dispacciamento di unità di riserva.

Riduzione delle violazioni del carico minimo

Le violazioni del carico minimo di una porzione di rete si manifestano quando la somma dell'energia generata dall'impianto eolico e dalle unità di generazione convenzionali (per la copertura del carico di base) eccede l'energia richiesta dal carico. In tali ipotesi si può intervenire o tagliando una parte della produzione eolica o dissipando il surplus di energia.

VI.3 Sinergie tra le diverse applicazioni

Come già precisato nei paragrafi precedenti, uno stesso sistema di accumulo può essere adoperato per molteplici applicazioni se i diversi servizi offerti non sono tra loro

in conflitto. La tabella VI.2 riporta una matrice delle sinergie, che evidenzia il diverso grado di compatibilità tra le diverse applicazioni esaminate in precedenza [33].

● Excellent ● Good ● Fair ○ Poor ⊗ Incompatible															
Application	Electric Energy Time-shift	Electric Supply Capacity	Load Following	Area Regulation	Electric Supply Reserve Capacity	Voltage Support	Transmission Congestion Relief	T&D Upgrade Deferral	Time-of-Use Energy Cost Management	Demand Charge Management	Electric Service Reliability	Electric Service Power Quality	Renewables Energy Time-shift	Renewables Capacity Fitting	Wind Generation Grid Integration
Electric Energy Time-shift		●	●	●	●	●	●	●	⊗	⊗	⊗	⊗	●	●	●
Electric Supply Capacity	●		●	●	●	●	●	●	⊗	⊗	⊗	⊗	●	●	⊗
Load Following	●	●		●	●	●	●	●	●	●	⊗	⊗	●	⊗	⊗
Area Regulation	●	●	●		●	⊗	●	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	○	○	⊗
Electric Supply Reserve Capacity	●	●	●	●		●	●	●	●	●	⊗	⊗	●	●	○
Voltage Support	●	●	●	⊗	●		●	●	●	●	●	●	●	●	⊗
Transmission Congestion Relief	●	●	●	●	●	●		●	●	●	○	⊗	●	●	⊗
T&D Upgrade Deferral	●	●	●	⊗	●	●	●		●	●	○	⊗	●	●	⊗
Time-of-Use Energy Cost Management	⊗	⊗	●	⊗	●	●	●	●		●	●	●	●	●	⊗
Demand Charge Management	⊗	⊗	●	⊗	●	●	●	●	●		●	●	●	●	⊗
Electric Service Reliability	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	●	○	○	●	●		●	●	●	⊗
Electric Service Power Quality	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	●	⊗	⊗	●	●	●		⊗	⊗	⊗
Renewables Energy Time-shift	●	●	●	○	●	●	●	●	●	●	●	⊗		●	●
Renewables Capacity Fitting	●	●	⊗	○	●	●	●	●	●	●	●	⊗	●		●
Wind Generation Grid Integration	●	⊗	⊗	⊗	○	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	●	●	

Tab. VI.2: Matrice delle sinergie tra le diverse applicazioni esaminate

FONTI E RIFERIMENTI

- [1] E. Micolano *"Stato dell'arte e confronto tecnico-economico delle tecnologie di accumulo elettrico. Sviluppo di un sistema con supercapacitori per applicazioni di Power Quality: sperimentazione delle funzioni in ambiente di simulazione"* CESI Ricerca, Febbraio 2009.
- [2] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron. *Energy storage systems—Characteristics and comparisons. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol 12 (2008). pp. 1221–1250
- [3] R. Lazzari, E. Micolano *"Definizione e validazione di una procedura di prova per batterie al litio per applicazioni stazionarie. Installazione e sperimentazione nella test facility di GD di un filtro attivo con Supercapacitori"* CESI Ricerca, Febbraio 2010.
- [4] www.electricitystorage.org
- [5] Giuseppe Lodi *"Prospettive tecniche dell'accumulo elettrochimico"* Giornata di Studio EST 2007 Electrical Energy Storage- Atti (Bologna, Ottobre 2007).
- [6] Alessandro Buzzi *"Modellizzazione campistico-circuitale della batteria al Piombo"*, Ottobre 2001.
- [7] Vinal G. W.: *"Storage Batteries"*, John Wiley & Sons Inc. New York
- [8] Bode H.: *"Lead Acid Batteries"*, Wiley and Sons, New York, NY (1977).
- [9] Enrica Micolano, Antonio Buonarota, Claudio Bossi *"Risultati delle prove di laboratorio condotte su accumulatori avanzati "* GENDIS/GDSTORE 15 Marzo 2005.
- [10] *Comparison of Storage Technologies for Distributed Resource Applications*, EPRI, Palo Alto, CA, 2003.1007301.
- [11] *Advanced Materials and Devices for Stationary Electrical Energy Storage Applications*, Sandia National Laboratories, December 2010.
- [12] www.vrbpower.com The VRB Energy Storage System (VRB-ESSTM) *"The multiple benefits of integrating the VRB-ESS with wind energy-case studies in MWH application"* 2 Marzo 2007 .
- [13] A. Buonarota, P. Magistris, C. Bossi *"I sistemi di accumulo: la batteria redox a circolazione di elettrolita. Risultati sperimentali del primo semestre 2002"* Rapporto CESI 10 Luglio 2002.
- [14] Michele Urbani, Naida Corsi *" Confronto tra diversi sistemi di accumulo di energia"* 6° Congresso Nazionale CIRIAF – Atti (Perugia 7/8 aprile 2006).
- [15] John Gardner, Todd Haynes, *"Overview of Compressed Air Energy Storage"* Boise State University December 2007.
- [16] *Performance Testing of a Flywheel-Based Uninterruptible Power Supply*, EPRI, Palo Alto, CA, and Edison S.p.A., Milan, Italy: 2002. 1004444.
- [17] Enrica Micolano, Antonio Buonarota, Claudio Bossi *"Sviluppo di modelli di sistemi di accumulo di tipo tradizionale ed avanzato per impieghi nella GD al fine della loro rappresentazione nell'interfacciamento con la rete elettrica e della stima dello stato di carica on-line "* CESI RICERCA GENDIS/GDSTORE 15 Marzo, 2005.
- [18] Rupert Schöttler, Mario Maggi *"Accumulatori a superconduttori"* Power Technology, Novembre 2001.
- [19] Adamo Laurenti, Pier Luigi Ribani *"Stato e prospettive di utilizzazione degli SMES"* Laboratory of applied superconductivity. Giornata di studio EST 2007-Atti (Bologna, 8 Ottobre 2007).
- [20] Peter J.Hall, Euan J. Bain. *Energy-storage technologies and electricity generation*, Energy Policy, Vol 36 (2008), pp. 4352–4355.

- [21] Zubieta, L.; Bonert, R.: *"Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications"*, IEEE Trans. on industry applications, vol. 36, pp. 199–205, (2000)
- [22] Spyker, R.L.; Nelms, R.M.: *"Classical equivalent circuit parameters for a double-layer capacitor"*, IEEE Trans. on Aerospace and Electronic Systems, vol. 36, pp. 829–836, (2000)
- [23] *Integrated Distributed Generation and Energy Storage Concepts*, EPRI, Palo Alto, CA 2003. 1004455.
- [24] P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, M. Milligan, *The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation*, Technical Report NREL/TP-6A2-47187, January 2010.
- [25] Kirby, B. *"Frequency Regulation Basics and Trends"* Oak Ridge National Laboratory, December 2004, ORNL/TM 2004/291.
- [26] Ackermann, T.; Ancell, G.; Borup, L.D.; Eriksen, P.B.; Ernst, B.; Groome, F.; Lange, M.; Mohrlen, C.; Orths, A.G.; O'Sullivan, J.; de la Torre, M. (2009). *"Where the wind blows."* IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 7, No. 6. (30 October 2009), pp. 65-75.
- [27] Denholm, P.; Margolis, R.M. *"Evaluating the Limits of Solar Photovoltaics (PV) in Traditional Electric Power Systems"* Energy Policy 35, 2852-2861.
- [28] Denholm, P.; Margolis, R.M. *"Evaluating the Limits of Solar Photovoltaics (PV) in Electric Power Systems Utilizing Energy Storage and Other Enabling Technologies."* Energy Policy 35, 4424-4433.
- [29] Corbus, D.; Milligan, M.; Ela, E.; Schuerger, M.; Zavadil, B. (2009). *Eastern Wind Integration and Transmission Study -- Preliminary Findings: Preprint*. 9 pp.; NREL Report No. CP-550-46505.
- [30] Bose, B.K. *"Introduction to Power Electronics."* from Modern Power Electronics: Evolution, Technology, and Applications, B.K. Bose, editor. IEEE Press: New York; 1992.
- [31] T. Gengo, Y. Kobayashi, T. Hashimoto, M. Minami, T. Shigemizu, K. Kobayashi. *Development of Grid-stabilization Power-storage System with Lithium-ion Secondary Battery*. Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. Vol. 46, No. 2, June 2009.
- [32] Hashimoto T. et al., *Development of Lithium Ion Battery and Grid Stabilization Technology for Renewable Energy Using Secondary Battery System*, Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. Vol. 44, No. 4 (2007).
- [33] *Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM: February 2010.
- [34] Hirst, Eric. Kirby, Brendan. *Separating and Measuring the Regulation and Load Following Ancillary Services*. Oak Ridge National Laboratory. March 1999.
- [35] Hirst, Eric. Kirby, Brendan. *What is the Correct Time-Averaging Period for the Regulation Ancillary Service?* Oak Ridge National Laboratory. April 2000.
- [36] Kirby, B. J. *Spinning Reserve from Responsive Loads*. Oak Ridge National Laboratory. Report #ORNL/TM-2003/19. March 2003.
- [37] Li, F. Fran. Kueck, John. Rzy, Tom. King, Tom. *Evaluation of Distributed Energy Resources for Reactive Power Supply, First Quarterly Report for Fiscal Year 2006*. Prepared for the U.S. Department of Energy by Oak Ridge National Laboratory and Energetics, Inc. November 2005.
- [38] Kirby, Brendan. Hirst, Eric. *Ancillary Service Details: Voltage Control*. Oak Ridge National Laboratory, Energy Division. Sponsored by The National Regulatory Research Institute. Oak Ridge National Laboratory Report #ORNL/CON-453. December 1997.

- [39] *Electric Utility Transmission and Distribution Upgrade Deferral Benefits from Modular Electricity Storage*, Sandia National Laboratories, June 2009.
- [40] *Estimating Electricity Storage Power Rating and Discharge Duration for Utility Transmission and Distribution Deferral*, Sandia National Laboratories, November 2005.
- [41] Eckroad, Steve. Key, Tom. Kamath, Haresh. *Assessment of Alternatives to Lead-acid Batteries for Substations*. Proceedings of the Battcon 2004 Conference. Fort Lauderdale, Florida. Available at: <http://www.battcon.com/PapersFinal2004/KamathPaper2004.pdf>.
- [42] Parsons, Brian. National Wind Technology Center Presentation: *Grid Operational Impacts of Wind Power*. Presented during webcast sponsored by the National Rural Electric Cooperative Association. December 8, 2005.
- [43] Hawkins, David. Loutan, Clyde. California ISO. *Integration of Renewable Resources*. Presentation to Power Systems Engineering Research Center. October 2, 2007.