



Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Valutazione dell'impatto dell'utilizzo delle batterie al litio nelle applicazioni stazionarie

Romano Giglioli, Davide Poli



Dipartimento di Sistemi Elettrici ed Automazione

VALUTAZIONE DELL'IMPATTO DELL'UTILIZZO DELLE BATTERIE AL LITIO
NELLE APPLICAZIONI STAZIONARIE

Autori: Romano Giglioli, Davide Poli (Università di Pisa – Dipartimento di Sistemi Elettrici ed Automazione)

Settembre 2010

Report Ricerca Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Usi finali

Tema: Elettrotecnologie innovative per i settori produttivi: applicazioni su scala reale

Responsabile Tema: Ennio Ferrero, ENEA

SOMMARIO

1. Premessa	4
2. Introduzione	5
3. Accumulo nei sistemi elettrici.....	7
3.1. Possibili applicazioni dei dispositivi per l'accumulo dell'energia nei sistemi elettrici	8
3.1.1. Servizi di potenza	9
3.1.2. Servizi di energia	12
3.2. Caratteristiche economiche	14
3.3. Utilizzi degli accumuli	14
3.4. Costi di investimento	23
3.5. Benefici economici	23
4. Sviluppi futuri e possibili mercati.....	34
4.1. Introduzione.....	34
4.2. Ipotesi adottate	34
4.3. Vantaggi e svantaggi degli accumuli.....	35
4.3.1. benefici legati agli utenti finali.....	37
5. Possibili applicazioni economicamente convenienti.....	42
5.1.1. Impiego di sistemi di accumulo con elevato rapporto potenza/energia a sostegno delle fonti rinnovabili	42
5.1.2. Variabilità della fonte eolica.....	43
5.1.3. Variazioni lente della potenza prodotta	44
5.1.4. Fluttuazioni rapide della potenza prodotta	45
5.1.5. Inserzione del sistema di accumulo	49

1. Premessa

Le batterie al Litio hanno visto negli ultimi anni uno sviluppo notevole nelle prestazioni affiancato da una contemporanea riduzione dei prezzi e quindi ad un aumento di competitività sul mercato. Esse hanno trovato un primo fondamentale successo di mercato nelle applicazioni “mobili”, computer portatili, cellulari e altra elettronica di consumo che richiedono dispositivi con capacità di accumulo dell’energia e potenze erogabili piccole, al massimo qualche centinaio di Wh e il centinaio di watt, ma con notevole energia specifica per non appesantire i dispositivi.

Più di recente, a seguito di questo primo grande successo industriale e commerciale, si sta sviluppando un mercato molto importante: quello degli accumulatori per l’auto, sia per la propulsione ibrida che totalmente elettrica. Il passo non è né semplice né scontato. Essendo ancora un’applicazione “mobile” la principale necessità punto è ancora l’energia specifica, ma su batterie di taglie molto più grandi: dalle decine alle centinaia di kWh di energia accumulata e dalle decine e alle centinaia di kW: una scala di 10^3 . Questo tipo di applicazione richiede la produzione di dispositivi per l’accumulo dell’energia costituiti da batterie costituite da molte celle in serie (per avere tensioni più alte in modo da ridurre le capacità di ogni singola cella a parità di energia e le correnti erogate a parità di potenza con notevole risparmio di peso dei conduttori a bordo dei veicoli) ed un sofisticato monitoraggio e controllo dello stato di ciascun elemento per avere una elevata affidabilità nel tempo del dispositivo.

Anche questa applicazione sembra destinata ad avere successo a giudicare dal notevole interesse a livello mondiale per il veicolo elettrico ed ibrido.

Un terzo possibile mercato, ed il presente studio rappresenta una prima analisi in tal senso, è quello delle applicazioni stazionarie per effettuare servizi ai sistemi elettrici per l’energia.

In questo caso le caratteristiche peculiari legate all’alta energia specifica (rispetto alle altre tecnologie di accumulo) non sono determinanti, lo è invece il costo del servizio effettuato in competizione con quello di altre tecnologie in grado di dare lo stesso servizio.

Per inquadrare le applicazioni dei sistemi di accumulo legate alla gestione della rete elettrica, è conveniente operare una distinzione fra vari tipi di servizi,

in particolare fra “servizi di potenza” e “servizi di energia” e analizzare per quali l’utilizzo di un sistema di accumulo costituito da batterie al litio potrebbe essere una soluzione economicamente competitiva.

Il presente documento è dedicato all’approfondimento di questo tema.

2. Introduzione

In generale in un processo produttivo si possono distinguere, in relazione alla funzione svolta, le seguenti tipologie di accumulo:

- *strategico*: dispositivi che contengono l’energia necessaria al funzionamento del processo, se isolato, o al funzionamento in emergenza, se collegato ad una rete di alimentazione del bene.
- *gestionale*: dispositivi addizionali inseriti per migliorare la gestione dei processi;
- *intrinseco*: insito nei dispositivi di un processo;

In ambito energetico lo scopo degli accumuli è quello di immagazzinare energia e di restituirla in un secondo momento secondo obiettivi definiti dalla gestione operativa-funzionale e da quella economica. Archetipo, in tal senso, è il sistema di propulsione ibrida. Nel caso del veicolo ibrido “il processo” può essere rappresentato dal diagramma a blocchi in figura, dove sono indicate le funzioni del sistema di propulsione nonché gli obiettivi di controllo dei sottosistemi.

Come si può notare il sistema di propulsione presenta tutte e tre le tipologie di accumulo tipiche dei processi produttivi:

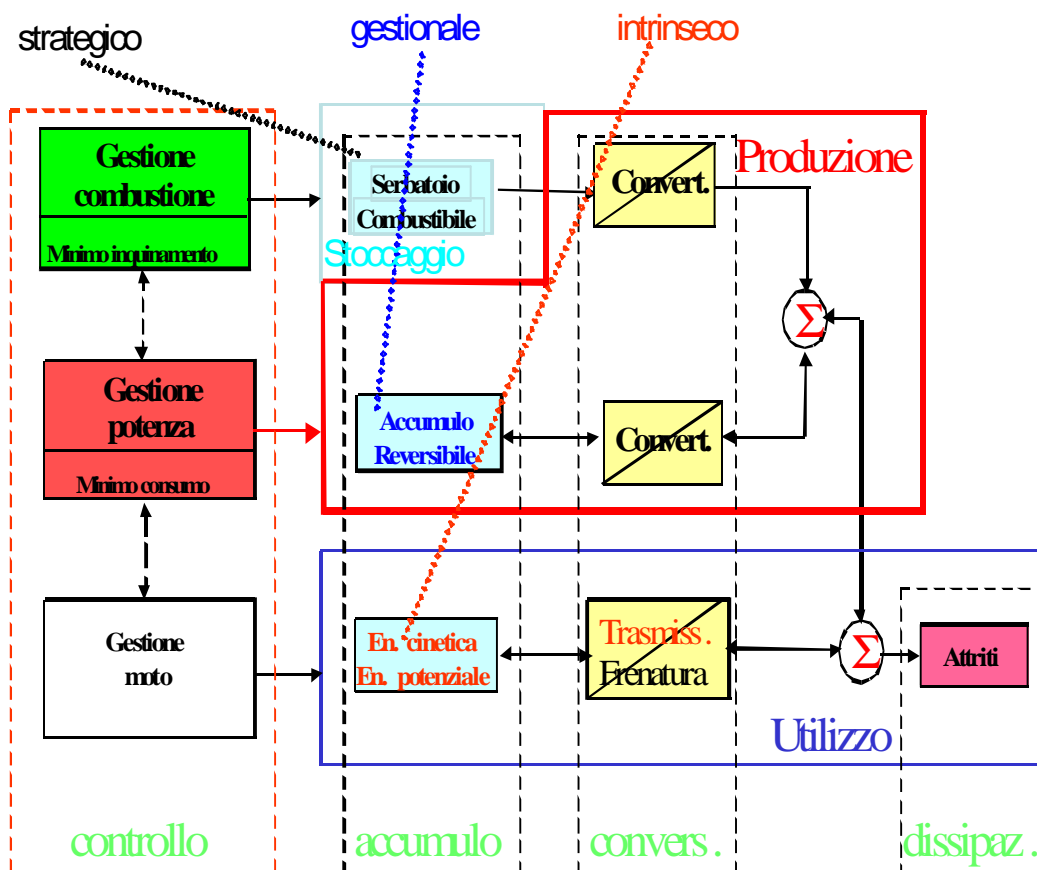
- quello intrinseco dovuto alle masse veicolari,
- quello strategico, rappresentato dal serbatoio del combustibile, che contiene l’energia potenziale chimica necessaria per effettuare la missione di mobilità richiesta,
- quello gestionale che è l’elemento ausiliare appositamente aggiunto (normalmente un accumulatore elettrochimico) per rendere possibile l’ottimizzazione della gestione e del dimensionamento del motore primo.

L’ottimizzazione della gestione è perseguibile, per questo sistema energetico, mediante:

- la scelta del miglior punto di lavoro del convertitore primario (normalmente un motore a combustione interna) in relazione alla potenza richiesta,
- il recupero dell'energia in frenata (energia cinetica e/o potenziale accumulata nelle masse del veicolo),
- la ripartizione della potenza, scambiata con il sistema di trazione, tra il motore primo e l'accumulo gestionale in modo da controllare la dinamica della variazione di potenza erogata del motore primo (riducendo ulteriormente il consumo di combustibile e l'inquinamento).

Il dimensionamento ottimale permette di definire una potenza del motore primo (minore di quella necessaria alla trazione) in funzione dell'energia accumulabile nel sistema di accumulo gestionale.

Sistemi di propulsione ibridi



3. Accumulo nei sistemi elettrici

Negli ultimi anni si è assistito, a livello mondiale, ad un rinnovato sforzo volto allo sviluppo ed incremento delle energie rinnovabili, fattore che ha portato alla necessità di sviluppo delle tecnologie e delle strategie di utilizzo degli accumuli, vista la disponibilità aleatoria di molte di tali fonti. La presenza di accumuli espressamente progettati per fare fronte alla natura non programmabile del contributo di molte delle energie rinnovabili sarà indispensabile per la corretta gestione dell'intero sistema elettrico. Infatti, se le nuove forme di generazione di energia (eolico, solare, ecc.) non saranno dispacciabili, nascerà l'esigenza di una maggiore modulazione, basata su un criterio del tipo "just-in-time", sia di altre forme di generazione, sia della domanda. In questo quadro, il contributo di sistema che può venire dagli accumuli è l'introduzione di un'importante forma di flessibilità, che si estrinseca nella possibilità di disaccoppiare temporalmente una quota dei diagrammi di generazione e carico.

Spostando l'ottica sul singolo operatore di produzione e/o consumo, da un punto di vista prettamente economico gli accumuli possono permettere di immagazzinare energia prodotta a basso costo (o acquistabile a basso prezzo) al momento non necessaria, per recuperarla in seguito evitando forme di acquisto o di produzione più onerose.

Per esempio, a livello domestico, una famiglia potrebbe, tramite un impianto fotovoltaico o una microturbina eolica energeticamente dimensionati per fare fronte ai consumi domestici annui, accumulare in alcune ore l'energia momentaneamente prodotta in esubero, anziché doverla poi comprare in seguito al momento del bisogno.

In generale la decisione di fattibilità può dipendere da fattori economici o da fattori quali i miglioramenti di prestazioni del sistema, la sostenibilità ambientale. A titolo esemplificativo è riportata di seguito una tabella contenente una semplice classificazione delle taglie e delle possibili applicazioni degli accumuli:

Settore	Taglia	Applicazione
Domestico	0.5-10 kW	Ottimizzazione dell'auto-produzione, alimentazione anche in caso di distacco da rete.
Commercio e piccola industria	5-500 kW	Integrazione dell'auto-produzione, peak-shaving, possibile semplice commercio dell'energia
Commercio e industria	0.5-5MW	Pianificazione delle tariffe, UPS, co-generazione o auto-produzione in loco.
Utility	0.5-5MW	Differimento dell'ampliamento degli asset di distribuzione
Grande scala	5-50 MW	Commercio dell'energia, commercio dei servizi ancillari

3.1. Possibili applicazioni dei dispositivi per l'accumulo dell'energia nei sistemi elettrici

Le possibili applicazioni dei dispositivi per l'accumulo dell'energia sono molteplici, e spesso non sono facilmente ed univocamente identificabili, in quanto una stessa funzione svolta da un sistema di accumulo può essere vista e catalogata sotto differenti aspetti, relativi ai servizi, vantaggi, benefici apportati dal sistema di accumulo in esame.

I servizi che un sistema di accumulo gestionale in grado di fornire si dividono, come già detto in due categorie principali, i "Servizi di Potenza" e i "Servizi di Energia". I primi riguardano gli aspetti relativi alla potenza del sistema di accumulo, alla velocità di risposta dello stesso e ai benefici apportati dal sistema di accumulo relativamente allo scambio di potenza della rete elettrica cui è connesso. I secondi riguardano gli aspetti energetici, quindi sono intrinsecamente legati allo scambio di potenza che si protrae su intervalli di tempo maggiori rispetto ai primi.

Entrambi i servizi sopra definiti sono a loro volta scomponibili, in base alle funzioni svolte e ai criteri di dimensionamento e impiego, in quattro sotto-sezioni, che risultano essere i seguenti:

- Security
- Power Quality
- Mercato

- Accesso (differimento degli investimenti).

Di seguito, in relazione a questa classificazione, sono descritti più in dettaglio i vari servizi.

3.1.1. Servizi di potenza

a) Security: per quanto riguarda la security del sistema elettrico, i sistemi di accumulo sono in grado di apportare significativi benefici in termini di:

- 1) **Peak shaving**: il sistema di accumulo è in grado di erogare potenza per breve tempo per sopperire ad eventuali picchi di carico mantenendo più regolare l'erogazione di potenza da parte dei generatori del sistema. Questo è certamente un aspetto di security del sistema, in quanto in questo caso l'accumulo consente al sistema di funzionare correttamente. Fenomeno del tutto speculare è il valley filling, che riveste però più interesse nell'ambito dei servizi per l'energia di load levelling.
- 2) **UPS**: nel caso di interruzione di breve durata un sistema di accumulo può funzionare come UPS (Uninterruptible Power System), per carichi sensibili per i quali non si può ammettere alcuna disalimentazione. E', però, da notare che, in generale, questa è una funzione di PQ. Diventa di security se l'apparecchiatura da mantenere alimentata è funzionale al sistema elettrico (es. alimentazione attuatori di manovra durante black out)
- 3) **Isola (difesa)**: con "isola" si intende una porzione del sistema elettrico scollegata dal resto della rete, all'interno della quale è necessario che venga mantenuto l'equilibrio fra generazione e carico. La stabilità dipende dalla capacità o meno dell'isola di raggiungere questo equilibrio in breve tempo e con la minima perdita di carico. In fase di difesa, il rischio in questo caso è che si venga a creare una porzione di rete con insufficiente capacità di generazione o con capacità di distacco di carico inadeguate in entità e modulabilità: questa situazione porterebbe ad un veloce degrado della frequenza, con il conseguente collasso del sistema. La presenza di idonei sistemi di accumulo, in grado di svolgere funzioni simili alla regolazione primaria e al load-shedding, può facilitare il mantenimento

dell'equilibrio, aiutando peraltro l'isola a rientrare in parallelo con la rete principale.

In un'isola venutasi a creare (intenzionalmente o meno) in fase di difesa, il mantenimento dell'equilibrio fra produzione e carico è prioritario rispetto a quello della qualità del vettore, per cui si accettano tolleranze piuttosto ampie sul valore di frequenza e si possono ritenere prevalenti gli aspetti di Security rispetto a quelli di Power Quality.

- 4) **Rampa:** il servizio di rampa consiste nel fare fronte agli incrementi e decrementi rapidi di carico che non possono essere seguiti dalle unità termoelettriche. Questo servizio è molto agevole da effettuare con i sistemi di accumulo, data la loro rapidità di risposta.
- 5) **Black start:** dotando di opportuni sistemi di accumulo le alimentazioni dei sistemi ausiliari delle centrali di produzione si possono avviare o i gruppi elettrogeni predisposti per il Black Start o direttamente tutti i servizi ausiliari del gruppo di produzione per permetterne l'avviamento.

b) *Power Quality:* un sistema di accumulo ben dimensionato potrebbe migliorare la power quality intervenendo in vari modi.

- 1) Un primo obiettivo potrebbe essere quello di contenere le interruzioni di breve durata (buchi di tensione) presenti sulla rete a causa di energizzazioni o di guasti. Ciò è possibile mediante l'uso di UPS (per i carichi da questi alimentati) o mediante sistemi booster (con accumulo) inseriti in serie ai feeder alimentanti i carichi sensibili.
- 2) Gli accumuli possono agevolare la regolazione della frequenza nei sistemi strutturalmente isolati, ovvero concepiti per funzionare separati da una grande rete; tali sistemi presentano tipicamente bassi valori di energia regolante e quindi sono esposti ad ampie variazioni di frequenza dovute a contingency o anche alla naturale evoluzione temporale del carico. Rispetto al precedente punto a3), in questo caso la condizione di isola elettrica è strutturale e non di emergenza, quindi oltre al già citato aspetto di security (l'accumulo aiuta la riserva rotante nel mantenimento dell'equilibrio) esiste anche quello della qualità del vettore, associato alla possibilità di mantenere la frequenza in una banda di oscillazione più ristretta.

- 3) Nell'ultimo decennio si è assistito al sempre più massiccio utilizzo di convertitori elettronici lato utenza, fatto che ha deteriorato il THD (tasso di distorsione armonica) presente sulla rete. Di conseguenza molti sforzi sono stati fatti nel campo del filtraggio attivo, che necessariamente ha bisogno di un sistema di accumulo, seppur minimo, per un corretto funzionamento. Questo si presenta come uno degli utilizzi più promettenti dei sistemi di accumulo in particolare con nella nuova visione delle "smart grids".
 - 4) Un altro modo di incrementare la power quality mediante i sistemi di accumulo può essere quello della regolazione della tensione : durante l'energizzazione di apparecchiature collocate su porte a bassa potenza di corto circuito (relativamente a cosa si sta energizzando), il mantenimento del modulo di V va supportato mediante una rapida e transitoria erogazione di Q (e anche di P, nel caso di reti MT e BT caratterizzate da una impedenza equivalente (di Thevenin) con componente resistiva non trascurabile o addirittura preponderante e questo accade prevalentemente nei sistemi di media e bassa tensione)
 - 5) Un'ultima applicazione dei sistemi di accumulo potrebbe essere quella relativa al contenimento del flicker, sia di origine industriale, sia legato a fonti energetiche discontinue come quella eolica. Il flicker è un fenomeno di abbassamento della tensione di rete che si ripropone con periodicità e si traduce in una ripetuta variazione dell'intensità delle sorgenti luminose, su frequenze a cui l'occhio umano è particolarmente sensibile. Anche in questo caso, un sistema di accumulo appositamente dimensionato potrebbe aiutare a compensare il fenomeno.
- c) Mercato: i servizi di potenza descritti ai punti A e B (**tutti**, sia Security che PQ) valgono molto - o potranno valere molto - sui "mercati dei servizi ancillari". Non soltanto gli ISO (per gli aspetti di security) o i Distributori (per quelli di Power Quality) potrebbero essere interessati all'installazione in proprio degli accumuli, ma anche vari fornitori di servizi alla rete (come investimento da remunerare sui mercati).
- 1) Riserva: un sistema di accumulo può essere utilizzato come riserva in caso di necessità. L'energia rilasciata dal dispositivo viene remunerata attraverso un opportuno mercato. In base al tempo di risposta ed alla capacità di fornire entro certi tempi la potenza nominale si distinguono due tipi di riserva differenti, la "riserva rotante" e la "riserva

sostitutiva”. Per gli aspetti relativi ai servizi di potenza viene presa in considerazione soltanto la riserva rotante, intesa come l’insieme di tutte quelle sorgenti di potenza, connesse alla rete e sincronizzate con essa, che aumentino immediatamente la loro produzione a seguito di un abbassamento di frequenza, e che siano in grado di raggiungere la loro piena potenza entro i 10 minuti. I sistemi di accumulo elettrochimici quali le batterie sono sicuramente molto indicati come “riserva rotante”, grazie ai loro generalmente rapidissimi tempi di risposta, molto inferiori di quelli dei grandi impianti di produzione convenzionali.

- 2) **Distacco di carico:** un sistema di accumulo può apportare benefici per esempio evitando i distacchi di carico. Questa opzione è abbastanza chiara nella natura insita del sistema di accumulo, cioè quella di potersi momentaneamente sostituire alla sorgente di energia. All’interno di questa particolare applicazione è possibile distinguere due tipologie molto differenti di accumuli: l’accumulo esterno, progettato ed espressamente dimensionato per evitare il distacco di carico, e l’accumulo interno, detta anche “accumulo di processo”. Con il termine “accumulo di processo” si indica una quantità di energia intrinsecamente presente nel processo produttivo, e che può essere utilizzata per sostenere il processo stesso per brevi intervalli di tempo senza deterioramento delle prestazioni produttive.
- d) Accesso : la disponibilità dell’accumulo su una rete può, come precedentemente detto, “tagliare” i picchi di potenza e quindi permette di non utilizzare tutta la capacità di una linea aumentando la possibilità di connettere altri utenti evitando il raddoppio della stessa. Questa logica può essere applicata anche lato utente : l’utente può predisporre sulla sua rete interna accumuli in grado di tagliare i picchi e quindi chiedere meno potenza nell’accesso alla rete. Se l’utente è attivo l’installare un accumulo può permettere di essere meno variabile ed anche meno aleatorio migliorando l’accettabilità da parte della rete.

3.1.2. Servizi di energia

- a) **Security:** relativamente alla security riguardante i servizi di energia, un sistema di accumulo può essere utile per:

- 1) *Load levelling*: con tale termine si intende il livellamento del profilo di carico lungo un intervallo di tempo lungo, quale può essere una giornata, una settimana, un mese. Un sistema di accumulo che si ricarichi durante le ore vuote (notturne) e si scarichi durante le ore di punta (diurne) certamente produce un load levelling giornaliero, ma lo stesso ragionamento può essere esteso a periodi più lunghi variando i parametri di scarica e di ricarica.
 - 2) Speculare è il *valley filling*: il carico notturno scende improvvisamente sotto il minimo tecnico dei gruppi in giri e ci sono problemi di over generation.
-
- b) *Power Quality*: per quanto riguarda la power quality dal punto di vista energetico i sistemi di accumulo possono evitare le lunghe interruzioni, aumentando di conseguenza la qualità di sistema. In questo caso non sono richieste ai sistemi di accumulo prestazioni in potenza o prontezza di risposta, bensì performance di natura energetica, e saranno queste a formare i vincoli progettuali del sistema di accumulo stesso.
 - c) Mercato: la possibilità di accumulare energia può presentare vantaggi sia per il produttore che per l'utente (cliente), poiché entrambi possono spostare l'immissione/la richiesta nei momenti più convenienti per lo scambio di mercato indipendentemente da quelli più convenienti per la produzione/utilizzazione.
 - d) Accesso: certamente un accumulo potrebbe favorire l'accettabilità di un carico sulla rete, permettendo di differire o addirittura eliminare gli onerosi investimenti volti ad adeguare reti deboli alla presenza di nuovi carichi impulsivi, o comunque temporanei. Un esempio può essere quello di un cantiere che necessita di una potenza eccedente quella della linea di alimentazione disponibile. Un sistema di accumulo portatile potrebbe benissimo ricaricarsi durante le ore notturne, per poi rilasciare l'energia necessaria a coprire le esigenze di funzionamento del cantiere durante le ore diurne, permettendo al gestore di rete di evitare la ristrutturazione della linea di alimentazione insufficiente.

3.2. Caratteristiche economiche

In genere la scelta di un sistema di accumulo viene presa in base alle specifiche caratteristiche del sistema e in base ai benefici che il sistema di accumulo stesso è in grado di apportare all'impianto. Con il termine benefici si intende tutto ciò che il sistema di accumulo produce come guadagno, ma anche tutte le spese che lo stesso sistema di accumulo riesce ad evitare o a differire nel tempo. Tutto questo deve essere valutato caso per caso, in base all'applicazione specifica, alle caratteristiche tecniche dello specifico sistema di accumulo e in base ai benefici attesi dallo stesso.

Nel Paragrafo 1 le tecnologie di accumulo sono state idealmente divise in applicazioni di potenza ed applicazioni di energia ed è stato spiegato il significato di questa divisione.

Di seguito sono confrontate le classificazioni sviluppate dal laboratorio di riferimento a livello mondiale sui sistemi di accumulo "Sandia Laboratories" e sintetizzate nel documento "*Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide*", con la classificazione presentata nel Paragrafo 1. Questo permette di riclassificare i costi in relazione agli studi fatti dal "Sandia" e riaggregarli secondo la classificazione presentata all'inizio di questo documento.

3.3. Utilizzi degli accumuli

Come già detto esistono molteplici utilizzi degli accumuli di energia, che vengono divisi classicamente per categorie. Nel documento Sandia vengono presi in considerazione 17 utilizzi differenti, suddivisi nel seguente modo:

- **fornitura elettrica**
 - a) electric energy time-shift
 - b) capacità di fornitura
- **servizi ancillari**
 - a) load following
 - b) regolazione di area
 - c) riserva di capacità di fornitura
 - d) supporto alla tensione
- **rete**
 - a) supporto alla trasmissione

- b) aiuto alla congestione di trasmissione
- c) ritardo nell'aumento della capacità di trasmissione e distribuzione
- d) substation on-site power
- **utenti finali**
 - a) costo dell'energia in base al tempo di utilizzo
 - b) demand charge management
 - c) affidabilità del servizio elettrico
 - d) power quality
- **integrazione delle fonti rinnovabili**
 - a) time shift dell'energia rinnovabile
 - b) produttività di impianti da fonti rinnovabili
 - c) integrazione degli impianti eolici

Fra questi 17 possibili utilizzi o applicazioni, alcuni sono più rivolti agli aspetti di potenza e altri agli aspetti legati all'energia. Per un confronto generale si può dire che le applicazioni di potenza richiedono grandi intensi flussi di scambio con il sistema per brevi periodi di tempo.

Inoltre i sistemi di accumulo sono progettati solitamente per modesti quantitativi di energia. Particolarmente adatti per queste applicazioni sono i supercondensatori, gli SMES (sistemi a superconduttore), i flywheel e gli accumuli di natura elettrochimica. Le applicazioni di energia invece sono caratterizzate da alte energie accumulate, tempi di scarica molto lunghi e quindi potenze relativamente basse. Sistemi adatti per queste applicazioni risultano i CAES, il pompaggio idraulico, alcune tipologie di batterie (soprattutto le batterie flow) e l'accumulo termico.

Di seguito è riportata una breve disamina delle 17 applicazioni sopra descritte, con considerazioni tecniche e possibili sinergie fra le varie applicazioni.

Electric energy time-shift

Riguarda la possibilità di ricaricare il sistema di accumulo durante le ore di *off-peak*, comprando energia a prezzi ridotti, e di rilasciare l'energia precedentemente accumulata durante le ore di punta nella domanda, laddove il prezzo raggiunge il massimo giornaliero. Questo comporta almeno una durata di scarica di minimo 2 ore, fino ad un massimo di 6 ore. Per questa applicazione sono importanti i costi variabili di esercizio, su cui incidono molto il rendimento del sistema di accumulo e la velocità di perdita di prestazioni dello stesso. Un tale sistema può servire anche per altre applicazioni, quali l'aiuto alla

congestione di trasmissione, differimento dell'aumento di capacità di trasmissione, capacità di fornitura, affidabilità, power quality e servizi ancillari.

Capacità di fornitura elettrica

Un sistema di accumulo può essere utilizzato per differire e/o ridurre la necessità di aumento nella capacità di produzione, per esempio eliminando la necessità di costruire nuove centrali. E' un'applicazione molto specifica e variabile da caso a caso. Può essere combinata con l'electric energy time-shift, l'aiuto alla congestione di trasmissione, il differimento dell'aumento di capacità di trasmissione, l'affidabilità, power quality e servizi ancillari.

Load following

Il load following è caratterizzato da un output che cambia frequentemente ogni pochi minuti, in base alla variazione nell'equilibrio fra potenza generata e domanda all'interno di un'area specifica. L'accumulo è un'ottima soluzione per migliorare il load following per svariate ragioni: la maggior parte dei sistemi di accumulo possono lavorare con livelli di output parziali senza apprezzabili variazioni di rendimento, sono in grado di rispondere molto velocemente (soprattutto se confrontati con i sistemi classici di generazione) e possono essere usati sia nel caso di aumento di carico che nel caso di una diminuzione dello stesso.

Questo tipo di sistemi deve essere molto affidabile in modo da soddisfare gli obblighi contrattuali e deve essere interfacciato con un sistema di gestione automatico.

Sinergie con altre applicazioni possono essere con l'electric energy time-shift, e con la riserva di capacità.

Regolazione di area

Questa applicazione risulta una di quelle in cui l'accumulo è utilizzato e utilizzabile al meglio. Serve per livellare gli scambi di potenza (load flows) fra le varie aree, e tipicamente questa regolazione avviene mediante nodi di produzione che sono in rete e che hanno la capacità di aumentare/diminuire la potenza riversata in rete in seguito alle fluttuazioni negli scambi di potenza. Le centrali utilizzate per il base-load non possono avere questa capacità di regolazione, perché funzionano bene a carico fisso. In generale l'accumulo ha un rendimento a carico parziale maggiore e può variare rapidamente, tanto da

raggiungere dei benefici di regolazione circa doppi rispetto alla regolazione tradizionale. Il tempo di risposta deve essere comunque inferiore ai 5 secondi, e il sistema di accumulo deve essere affidabile, stabile, con alta power quality. La coesistenza con altre applicazioni può realizzarsi, ma non simultaneamente alla regolazione di area.

Riserva di capacità di fornitura

Generalmente la riserva di capacità è circa tra il 15% e il 20% della potenza installata in un sistema, e si divide in riserva rotante, supplementare e di backup. L'accumulo può fornire una capacità di riserva pari a 2 volte la propria capacità, dato che il sistema di accumulo può istantaneamente passare dallo stato di carica a quello di scarica. E' chiaro che il sistema di accumulo deve avere sufficiente capacità per lo scopo. Inoltre deve essere affidabile e i tempi di scarica tipici sono da 1 a 2 ore.

Questa applicazione è compatibile con altre, anche perché, quando l'accumulo è utilizzato come riserva, non si scarica. Altre applicazioni compatibili sono l'electric energy time shift, la produttività ed integrazione degli impianti eolici, il differimento nell'aumento della capacità di trasmissione e distribuzione, l'aiuto alla congestione di trasmissione.

Supporto alla tensione

Il controllo del reattivo, e quindi del livello di tensione, è tradizionalmente demandato alle unità di generazione (a livello globale) e a condensatori di rifasamento a livello locale. Questa applicazione risulta particolarmente attrattiva per sistemi di accumulo distribuiti, in quanto la potenza reattiva è difficile da trasmettere a lunghe distanze.

Questi sistemi di accumulo devono essere quindi in grado di produrre potenza reattiva e rispondere appropriatamente e velocemente ai segnali di controllo. Il valore di riferimento per la durata della scarica è assunto essere pari a 30 minuti. Sinergie possibili sono con quasi tutte le altre applicazioni tranne la regolazione di area e il supporto alla trasmissione.

Supporto alla trasmissione e distribuzione

Questa applicazione serve per aumentare le prestazioni del sistema di trasmissione e distribuzione, compensando disturbi e anomalie elettriche come buchi di tensione, risonanze sub-sincrone, instabilità. Per questa applicazione il sistema di accumulo deve essere in grado di avere una risposta molto rapida,

inferiore al secondo, deve essere affidabile e in grado di subire molti cicli di carica/scarica. I sistemi di comunicazione e controllo sono altresì determinanti. In genere non è utilizzabile unitamente a nessuna altra applicazione.

Contributo alla riduzione delle congestioni di rete

L'accumulo può essere utilizzato per evitare i costi connessi con la congestione del sistema di trasmissione. I dispositivi con accumulo permettono di immettere o prelevare potenza nelle sezioni critiche dei sistemi elettrici per l'energia in modo da cambiare il load flow di rete e mantenere, quindi, le correnti transitanti nelle linee in valore minore del limite di portata in quel momento.

Il servizio è configurabile più come di potenza poiché le congestioni si risolvono, normalmente, in un tempo dell'ordine della decina di minuti.

E' un servizio compatibile con la maggior parte delle altre applicazioni.

Differimento dell'aumento della capacità di trasmissione e distribuzione

Consiste nel differire o in alcuni casi eliminare i costi necessari per un upgrade del sistema di trasmissione e/o distribuzione. Il punto chiave del problema è che un piccolo quantitativo di accumulo può essere in grado di fornire sufficiente capacità incrementale tale da differire significativamente un grosso investimento nel sistema di trasmissione. Tali sistemi comunque devono avere dalle 3 alle 6 ore di scarica, e la durata della scarica costituisce il punto critico nella progettazione. Presentano sinergie con la maggior parte delle altre applicazioni.

Substation on-site power

Si tratta per lo più di sistemi a batteria molto diffusi ma di piccola potenza ed energia, impiegati per alimentare in loco le sottostazioni e i sistemi di controllo e telecomunicazione. Possono essere utilizzate anche insieme ad altre applicazioni.

Costo dell'energia in base al tempo di utilizzo

Si tratta di sistemi d'accumulo usati da utenti finali dell'energia elettrica. In pratica è simile all'electric energy time shift tranne per il fatto che il prezzo è legato in questo caso al prezzo dell'energia pagato dell'utente e non a quello del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. E' chiaro che per utenti di piccola potenza non è conveniente, a meno che non si siano preventivamente aggregati. La durata di scarica per questa applicazione è stimata in 5 ore. Può essere

compatibile con la demand charge management e comunque può apportare benefici dal punto di vista della power quality e dell'affidabilità del sistema.

Demand charge management

Deve essere affidabile e avere una buona power quality. La durata di scarica è assunta pari a 5 ore. Può essere compatibile con le applicazioni legate ai problemi di trasmissione (congestione e differimento di investimento) e con il costo dell'energia in base al tempo di utilizzo.

Affidabilità del servizio elettrico

L'accumulo può essere utilizzato per aumentare l'affidabilità del servizio elettrico per esempio aumentando la continuità di servizio mediante gli UPS. La durata della scarica è molto specifica e cambia a caso a caso, ma di solito si considerano 15 minuti. E' compatibile con la maggior parte delle altre applicazioni.

Power Quality

I benefici che i sistemi di accumulo possono portare alla power quality sono molteplici, in quanto riducono le variazioni di tensione, di frequenza, aumentano il fattore di potenza, riducono il contenuto armonico e le interruzioni di servizio. Evidentemente devono essere equipaggiati con interfacce capaci di realizzare tutte queste funzioni. Praticamente alcuna altra applicazione risulta sinergica con questa.

Time shift dell'energia rinnovabile

La produzione da fonti rinnovabili è quanto di più casuale possa esistere. Si pone il problema di dove collocare l'accumulo, se in prossimità dell'impianto oppure in prossimità dei carichi. Sono necessarie durate di scarica tipicamente fra le 4 e le 6 ore. In questa applicazione l'accumulo viene caricato quando c'è produzione e quando l'energia costa poco, per poi essere scaricato quando l'energia costa molto e/o quando l'impianto produce poco o niente. E' compatibile con le altre 2 applicazioni relative alle fonti rinnovabili.

Produttività costante degli impianti da fonti rinnovabili

Con questa applicazione si intende livellare il profilo di produzione dell'impianto, riducendo i costi legati alle fluttuazioni di potenza. In questo caso è importante suddividere le tipologie di intermittenza nella produzione: intermittenze brevi (secondi-minuti) e intermittenze giornaliere. Sono presi in considerazione sia gli impianti eolici che quelli solari. Le intermittenze brevi per gli impianti solari sono dovute a ostacoli geografici e/o a nuvole di passaggio. In questo caso il sistema di accumulo deve reagire molto prontamente alle variazioni repentine di produttività dell'impianto. Per gli impianti eolici le intermittenze brevi sono dovute a variazioni improvvise nella velocità del vento. Ovviamente la potenza del sistema di accumulo deve essere pari alla massima differenza fra la potenza nominale d'impianto e la potenza ridotta d'uscita dell'impianto in caso di intermittenza. Per le intermittenze diurne, sia negli impianti solari che in quelli eolici, il sistema di accumulo deve provvedere per una potenza per lo meno pari alla differenza fra la produzione minima dell'impianto e quella di picco. E' importante l'affidabilità, perché l'obiettivo primario è realizzare impianti di produzione a potenza costante, pena sanzioni economiche. Compatibile con le altre due applicazioni legate alle fonti rinnovabili, anche se possono apportare benefici da molti altri punti di vista.

Integrazione degli impianti eolici

Fintantoché la penetrazione degli impianti eolici nel processo di produzione sarà ridotta i problemi legati alla loro integrazione con la rete sarà poco sentito. Questi problemi però sono previsti essere sempre più marcati, date le previsioni di sviluppo e diffusione della tecnologia eolica. Essenzialmente i problemi legati alla diffusione (e quindi all'integrazione) degli impianti eolici sono sei, raggruppati in due sottotipologie: di breve durata e di lunga durata. Il primo problema di breve durata sono le fluttuazioni rapide dell'uscita, che l'accumulo può ridurre drasticamente. Si stima che un accumulo di potenza pari al 2-3% della potenza d'impianto sia sufficiente a risolvere questo problema. Il secondo problema è legato all'aumento della power quality che si può conseguire con un sistema di accumulo. In questo caso il sistema di accumulo deve essere in grado di migliorare le prestazioni di impianto legate al fattore di potenza, armoniche, flicker, stabilità transitoria e dinamica, stabilità di tensione e protezione della linea di trasmissione.

Il primo problema di lunga durata sono le fluttuazioni lente dell'uscita, che si stima siano risolvibili con sistemi di accumulo di potenza tra il 4% e il 6% di

quella dell'impianto. Il secondo problema è la congestione della trasmissione: un sistema di accumulo potrebbe regolare i flussi di potenza nei momenti di maggiori problemi dovuti alla congestione delle linee. Il terzo problema di lunga durata è dovuto ai possibili ed inattesi cali nell'impianto di produzione (per esempio dovuti ad una improvvisa mancanza di vento). Un sistema di accumulo idoneo può alleviare il problema, evitando al gestore, per esempio, il distacco degli interrompibili. L'ultimo problema di lunga durata si ha quando la produzione supera la domanda: l'accumulo è molto indicato per risolvere questo tipo di situazioni.

Questi sistemi di accumulo devono presentare rampe veloci di risposta, alto rendimento e bassi costi operativi. È possibile la coesistenza con le altre 2 applicazioni relative alle fonti rinnovabili.

Si ritiene interessante aggiungere la seguente tabella delle sinergie fra le varie applicazioni, in modo che esplicitare le interconnessioni e le molteplici possibilità che un sistema di accumulo può realizzare.

● Excellent ● Good ○ Fair ○ Poor ⊗ Incompatible

Application	Electric Energy Time-shift	Electric Supply Capacity	Load Following	Area Regulation	Electric Supply Reserve Capacity	Voltage Support ¹	Transmission Congestion Relief ¹	T&D Upgrade Deferral ¹	Time-of-Use Energy Cost Management ¹	Demand Charge Management ¹	Electric Service Reliability ¹	Electric Service Power Quality ¹	Renewables Energy Time-shift	Renewables Capacity Firming	Wind Generation Grid Integration
Electric Energy Time-shift		●	●	○*	●	●	●†	●†	⊗	⊗	⊗	⊗	●	●	○
Electric Supply Capacity	●		●*	○*	●*	●	●†	●†	⊗	⊗	⊗	⊗	● ^{X*}	● ^{X*}	⊗
Load Following	●	●*		○*	●*	●	○ ^X	● ^{X*}	○ ^{*‡}	○ ^{*‡}	⊗	⊗	○	⊗	⊗
Area Regulation	○*	○*	○*		○*	⊗	○ ^{X*}	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	○	○	⊗
Electric Supply Reserve Capacity	●	●*	●*	○*		●	○*	●*	● ^{*‡}	● ^{*‡}	⊗	⊗	○*	○*	○*
Voltage Support ¹	●	●	●	⊗	●		●	●	●‡	●‡	●‡	●‡	● ^{#‡}	● ^{#‡}	⊗
Transmission Congestion Relief ¹	●†	●†	○ ^X	○ ^{X*}	○*	●		● ^{X†}	●†	●†	○	⊗	● [#]	●†	⊗
T&D Upgrade Deferral ¹	●†	●†	● ^{X*}	⊗	●*	●	● ^{X†}		●†	●†	○	⊗	● [#]	●†	⊗
Time-of-Use Energy Cost Management ¹	⊗	⊗	○ ^{*‡}	⊗	● ^{*‡}	●‡	●†	●†		●†	●	●	● [#]	●† [#]	⊗
Demand Charge Management ¹	⊗	⊗	○ ^{*‡}	⊗	● ^{*‡}	●‡	●†	●†	●†		●	●	● [#]	●† [#]	⊗
Electric Service Reliability ¹	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	●‡	○	○	●	●		●	● [#]	● [#]	⊗
Electric Service Power Quality ¹	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	●‡	⊗	⊗	●	●	●		⊗	⊗	⊗
Renewables Energy Time-shift	●	○ ^{X*}	○	○	○*	● ^{#‡}	● [#]	● [#]	● [#]	● [#]	● [#]	⊗		●	○ ^X
Renewables Capacity Firming	●	○ ^{X*}	⊗	○	○*	● ^{#‡}	●†	●†	●† [#]	●† [#]	● [#]	⊗	●		○ ^X
Wind Generation Grid Integration	○	⊗	⊗	⊗	○*	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	○ ^X	○ ^X	

3.4. Costi di investimento

La valutazione dei costi di investimento di capitale (e quindi dell'esposizione finanziaria) legata alle varie tecnologie dei sistemi di accumulo è estremamente difficile, poiché dipende da numerose considerazioni estremamente variabili, quali la configurazione territoriale, vincoli o incentivi politici, taglia del sistema, area geografica, ecc. I dati che è stato possibile reperire sono i seguenti:

- 1) Accumulo elettrochimico in generale: per le batterie a flusso si hanno costi inferiori a **1000 \$/kW** per sistemi dimensionati su una capacità pari ad 1 ora. I costi marginali di capitale sono pari a **250 \$/kWh** addizionale, e dipendono fortemente dal fatto che l'elettrolita aggiuntivo costa molto in quanto è un preparato molto specifico. Per le batterie tradizionali sono previsti costi di installazione compresi fra i **2000** e i **4500 \$/kW** per progetti con durata di scarica di 5-10 ore, con in testa le batterie NaS. D'altro canto i sistemi elettrochimici hanno un ingombro praticamente nullo se comparato all'Hp o al CAES, e quindi sono molto più facili da posizionare, con tutta la serie di vantaggi che questo comporta. Inoltre sono anche trasportabili al bisogno. I costi di manutenzione dovrebbero essere ridotti, nell'ordine del 1 \$/kW al minimo, ma più probabilmente fra i 2 e gli 8 \$/kW (quanti un HP).
- 2) Accumulo elettrochimico con batterie agli ioni di Litio: sul mercato europeo al momento si trovano batterie agli ioni di Litio ad un prezzo oscillante sui 750 €/kWh, cui però va aggiunto un costo fisso del sistema BMS, monitoraggio e controllo dello stato da cui può derivare un limite di flussi controllati e ottenuti dall'interfaccia di potenza. Il costo di tale sistema non varia apprezzabilmente con la dimensione, e quindi può essere trascurabile, mentre può essere anche dello stesso ordine di grandezza del costo del sistema di accumulo per impianti di energia ridotta. Per esempio, un sistema da 20 kWh costa circa 15000 € di batterie e circa altrettanti di BMS.

3.5. Benefici economici

I benefici economici possono essere di due tipi:

- 1) guadagni

2) costi evitati .

I costi evitati si dividono a loro volta in almeno tre forme:

- a) costi evitati per l'alternativa del "non fare nulla": in alcuni casi (in realtà è molto comune) l'alternativa migliore e il non fare nulla. Questo si ha quando una migliona al sistema richiede investimenti consistenti e la probabilità di avere malfunzionamenti del sistema senza la migliona è bassa.
- b) costi evitati per le soluzioni standard: in molti casi il beneficio di un sistema di accumulo è stimato prendendo a riferimento il costo della soluzione standard equivalente che il sistema di accumulo evita di realizzare.
- c) costi evitati per l'alternativa a minore costo: quando si hanno più alternative per un sistema di accumulo, i benefici che quest'ultimo è in grado di apportare sono stimati sulla base dell'alternativa che costa di meno.

L'unica applicazione per la quale la stima del beneficio viene fatta netta, cioè stimando i benefici e sottraendoci i costi, è l'electric energy time shift, anche perché non sarebbe possibile agire diversamente.

Tutte queste applicazioni sono studiate sia dal punto di vista del produttore/distributore di energia, sia dal punto di vista dell'utente finale. Associato ad ogni utilizzo vengono presentati nel seguito i benefici attesi, in generale definiti come il guadagno (in \$/kW) atteso nell'arco dei 10 anni senza considerare il costo del sistema di accumulo. Questa filosofia è utile perché fissa un limite massimo al costo del sistema di accumulo, rendendo semplici le valutazioni di convenienza o meno del sistema stesso.

Per le stime dei benefici attesi in un arco temporale di 10 anni di indagine è stato utilizzato un Valore Attuale Netto (VAN), mediante il quale si attualizzano i flussi di cassa mediante un tasso di rendimento fisso. Il VAN utilizzato nel documento Sandia vale 7.17, utilizzando un tasso di rendimento annuale del 10% e un aumento del costo del denaro pari al 2.5%. Inoltre è stato utilizzato un ammortamento pari a 0.11 come assunzione di fondo per l'intero studio.

Tutte le stime sono basate sui prezzi correnti del mercato dell'energia statunitense.

Electric energy time-shift

Le stime per questa applicazione sono legate alla “perfetta conoscenza” dei prezzi. Oltre agli algoritmi di dispacciamento sono stati utilizzati tre serie di dati: a) prezzo orario per un anno, b) rendimento del sistema di accumulo nel suo complesso, c) durata di scarica del sistema di accumulo. Come già detto per questa applicazione il beneficio viene presentato in termini di costo variabile netto. I risultati delle stime portano ad un beneficio di 60-100\$/kW-anno, per un beneficio sui 10 anni di 400-700 \$/kW.

Capacità di fornitura elettrica

Per questo utilizzo si parla di costi evitati, facendo riferimento al costo di un impianto di generazione tradizionale. Il costo di installazione di riferimento è stato scelto pari a 100 \$/kW. Utilizzando i dovuti fattori economici di correzione si perviene ad un beneficio stimato di 120 \$/kW-anno, per un beneficio totale nei dieci anni pari a 860 \$/kW. Questi valori sono da intendersi come beneficio massimo. Volendo essere maggiormente conservativi si può ragionare su benefici di 60 \$/kW-anno.

Load following

Per quanto riguarda il prezzo minimo, il prezzo unitario per il servizio di load following può essere basato sul costo marginale della generazione idroelettrica, cioè 20 \$/MW per ogni ora di servizio. Al massimo questo prezzo diventa 50 \$/kW per ora di servizio, facendo riferimento ai cicli combinati. A questo va aggiunto il beneficio legato alla capacità di produzione del sistema, stimato fra i 60 e i 120 \$/kW-anno. Assumendo un servizio di 2000 ore annue e un prezzo medio unitario di 30 \$/MW per ora di servizio, il costo marginale risulta all'incirca di 430 \$/kW. Il beneficio sui 10 anni risulterebbe quindi di 800 \$/kW.

Regolazione di area

I benefici di questa applicazione sono stimati sulla base dei prezzi orari del 2006 della California. Sono stati studiati quindi 2 scenari: operatività per il 50% dell'anno e per l'80% dell'anno. I risultati per il beneficio sui 10 anni sono variabili fra i 785 e i 2010 \$/kW, con un valore medio di 1397 \$/kW.

Riserva di capacità di fornitura

I prezzi per questa applicazione sono stati stimati fra i 3 e i 6 \$/MW per ora di servizio, ed è stato ipotizzato un servizio minimo di 2628 ore/anno e un servizio massimo di 5256 ore/anno. I risultati portano ad un beneficio sui 10 anni variabile tra un minimo di 57 ad un massimo di 226 \$/kW.

Supporto alla tensione

Il beneficio legato a questa applicazione è che elimina la necessità del controllo centralizzato del reattivo. E' necessario adottare ipotesi e semplificazioni per ottenere delle stime quantitative sui benefici di questo utilizzo dei sistemi di accumulo. Per quanto riguarda i fuori servizio di tensione che i sistemi di accumulo sarebbero chiamati a risolvere, sono stati presi a riferimento un fuori servizio di 1 ora in 10 anni come minimo e 1 fuori servizio della durata di 2 ore in 10 anni come massimo. Il costo di un carico non alimentato è stato considerato pari a 20 \$/kW per ogni ora, per ogni kW di carico di picco. Usando un sistema di accumulo distribuito con una potenza nominale pari al 5% di quella di picco massimo del sistema, si ottiene che il beneficio per questa applicazione varia dai 400 agli 800 \$/kW sui 10 anni.

Supporto alla trasmissione

Per stabilire il beneficio di tale applicazione si fa solitamente riferimento al costo della soluzione tipica alternativa, cioè i condensatori di rifasamento. Con i dati relativi alla California si ottiene un beneficio sui 10 anni di 192 \$/kW.

Aiuto alla congestione della trasmissione

Per questa applicazione la stima dei benefici è limitata in alto dal costo dell'ammodernamento delle infrastrutture e in basso dai costi dovuti alla congestione. Sempre basandosi su dati della California del 2007 si ottiene un beneficio annuo di 31 \$/kW, e un beneficio sui 10 anni di 141 \$/kW.

Differimento dell'aumento della capacità di trasmissione e distribuzione

Il beneficio annuo legato a questo utilizzo è il valore finanziario associato all'aver rimandato di un anno un ammodernamento delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione. E' quindi necessaria stimare il valore della potenza del sistema di accumulo in grado di fare rimandare di un anno l'investimento

sulle infrastrutture. La stima cade fra l'1% e il 10% della potenza installata, con un valore del 3% preso a riferimento. Il beneficio annuo per un fattore di upgrade del 33% risulta 1079 \$/kVA, considerando tutti i parametri finanziari richiamati all'inizio.

Substation on-site power

Per questa applicazione il beneficio è stato stimato sulla base di un sistema UPS di alta qualità. Per un sistema con una durata di scarica di 8 ore, si ottiene un beneficio annuo di 1825 \$/kW.

Costo dell'energia in base al tempo di utilizzo

Per questa applicazione le stime sono basate sulle tariffe dell'energia elettrica USA verso gli utenti finali. E' quindi stimato un beneficio pari alla riduzione del costo annuo in 167 \$/kW (riduzione sui 10 anni pari a 1198 \$/kW).

Demand charge management

Il valore del beneficio consiste nella riduzione complessiva nel costo dell'energia elettrica dovuta alla riduzione o eliminazione dei "demand charges". Questi ultimi in genere sono compresi nella tariffa dell'energia elettrica dell'utente finale. Viene presa a modello una tariffa USA chiamata E19. Si ottiene una riduzione del 14.3% con una riduzione annua in bolletta di 81.2 \$/kW.

Affidabilità del servizio elettrico

Il beneficio apportato tramite questa applicazione in parole povere risulta se l'accumulo è in grado di ridurre gli oneri dovuti ai fuori servizio del sistema elettrico privo di accumulo. E' chiaro che il beneficio è sentito molto dagli utenti industriali per i quali la continuità del servizio è vitale per il ciclo produttivo. Si assumono 2.5 ore di fuori servizio annue, per un beneficio annuo di 50 \$/kW, e quindi un beneficio sui 10 anni di 359 \$/kW. Questo valore è calcolato se si utilizza l'approccio del "valore del servizio" o l'approccio del "per evento". Se si utilizza l'approccio del "prezzo del sistema UPS", il beneficio sui 10 anni risulta di 978 \$/kW, supponendo di cambiare l'UPS dopo 5 anni, con un tasso di sconto del 10% e con una inflazione del 2.5%.

Power Quality

Il beneficio apportato tramite questa applicazione in parole povere risulta se l'accumulo è in grado di ridurre gli oneri dovuti alle anomalie del sistema elettrico privo di accumulo. Il limite superiore è dato dal costo delle soluzioni tradizionali. La stima porta ad un beneficio annuo di 50 \$/kW e ad un beneficio sui 10 anni di 359 \$/kW.

Time shift dell'energia rinnovabile

La stima del beneficio è molto difficile, variabile da regione a regione, e dipendente dalle tariffe. Si suppone che il sistema di accumulo possa essere usato per shiftare una quantità di energia dai 2 ai 4 kWh per ogni kW al giorno. Assumendo un valore medio di 3 kWh/kW-giorno ed un tempo di 5 ore, il beneficio annuo ottenuto è stimabile in 32.5 \$/kW, basandosi su un differenziale di prezzo di 54.2 \$/kW-anno. Ne consegue un beneficio sui 10 anni pari a 233.2 \$/kW.

Produttività costante degli impianti da fonti rinnovabili

Il beneficio di questa applicazione risiede nei costi che possono essere evitati in quanto non viene installata altra capacità produttiva. Il valore della capacità produttiva di un impianto è basato sul grado con cui l'impianto contribuisce all'affidabilità del sistema, principalmente durante i periodi di picco di domanda. Il costo assunto è pari a quello già discusso per la capacità di fornitura elettrica, cioè 120 \$/kW-anno. Il massimo valore di questa applicazione si suppone avvenga fra le ore 12 e le ore 17 dei giorni estivi di massimo picco. Le stime si distinguono fra impianti fotovoltaici e impianti eolici.

impianti fotovoltaici

Si suppone un fattore di capacità produttiva di un impianto fotovoltaico senza accumulo pari a 0.4. Con l'accumulo si suppone che tale fattore si approssimi sensibilmente a 1. Il beneficio è composto dai costi evitati più gli introiti dovuti all'energia venduta, per un totale annuo di 98.9 \$/kW che su uno scenario di 10 anni conduce a 709 /kW.

impianti eolici

Si suppone che con l'aggiunta dell'accumulo il fattore di capacità produttiva si approssimi all'unità. Il beneficio annuo si attesta sui 127.6 \$/kW, e quello sui 10 anni a 915 \$/kW.

Integrazione degli impianti eolici

Come già detto questa applicazione si divide in due categorie che a loro volta si suddividono in un totale di 6 sotto-categorie.

fluttuazioni rapide dell'uscita

Il beneficio di un sistema di accumulo che eviti le regolazioni di area necessarie a fare fronte a questa problematica può toccare i 1000 \$/kW sui 10 anni. Si assume prudenzialmente un valore di 750 \$/kW sui 10 anni.

power quality

Non viene stimato, in quanto è troppo specifico e dipendente da situazione a situazione.

fluttuazioni lente dell'uscita

Si suppongono 6 ore al giorno per 7 giorni per 26 settimane/anno come numero di ore di servizio. Il costo stimato è 50 /MW per ogni ora di servizio, quindi un beneficio annuo di 54.6 \$/kW, che si traduce sui 10 anni in 391.5 \$/kW.

congestione della trasmissione

La stima di questo beneficio è particolarmente complessa e si compone di 10 passi:

- 1) si determina l'ammontare di produzione eolica da aggiungere
- 2) si stima il costo totale di trasmissione dovuto all'aggiunta di ogni tipo di fonti rinnovabili
- 3) si stima la frazione del costo totale di trasmissione relativa alla produzione eolica
- 4) si calcola il valore del costo totale di trasmissione attribuibile alla produzione eolica
- 5) si calcola il valore del costo totale di trasmissione annuo attribuibile alla produzione eolica
- 6) si calcola il costo totale di trasmissione attribuibile alla produzione eolica su una base del costo in \$/kW della produzione eolica. Il risultato porta a 295 \$/kW di costo di installazione per la trasmissione per ogni kW di produzione eolica nel 2010 e a 396 \$/kW nel 2020.
- 7) Si calcola il costo totale annuo di trasmissione attribuibile alla produzione eolica su una base del costo in \$/kW della produzione eolica.

- 8) Si stima il costo della trasmissione sul ciclo di vita dell'impianto eolico. 232.7 \$/kW nel 2010 e 312.7 \$/kW nel 2020.
- 9) Si stima l'ammontare dell'accumulo di cui si ha bisogno per evitare il bisogno dell'aggiunta di trasmissione dovuta alla generazione eolica. Si assumono 0.5 kW di accumulo per ogni kW di potenza eolica installata.
- 10) Si calcola il beneficio totale sui 10 anni. Il risultato finale è 465 \$/kW nel 2010 e 625 \$/kW nel 2020.

cali improvvisi di produzione

Il valore di questa applicazione è legato alla possibilità di evitare i costi di fuori servizio improvvisi di un impianto eolico, dovuti per esempio ad una improvvisa mancanza di vento. Il beneficio varia fra i 14 e i 28 \$/kW annui, per benefici sui 10 anni pari a 100 e 200 \$/kW.

produzione maggiore della domanda

In questo caso si ha che una quota dell'energia prodotta non può essere utilizzata e quindi il beneficio è legato al costo di questa energia in eccesso. Ne risulta un beneficio annuo variabile tra i 4.9 e i 19.8 \$/kW.

Benefici incidentali

Fra questi si annoverano, per esempio, la diminuzione delle perdite e dei rischi di investimento dovuti alla trasmissione e distribuzione, la correzione del fattore di potenza complessivo, la riduzione dell'uso di combustibile fossile, la riduzione di emissioni. Per alcuni di questi è possibile tentare una stima quantitativa, mentre per altri non è possibile o comunque non realistica dato il numero di variabili in gioco.

perdite per trasmissione e distribuzione evitate

Sono previsti due scenari differenti per il prezzo dell'energia delle perdite di picco rispetto alle perdite off-peak. Il primo scenario prevede un prezzo differenziale di 6 centesimi/kWh, il secondo scenario prevede un prezzo di 8 centesimi/kWh. La differenza fra le perdite di picco e quelle off-peak è poi stimata essere variabile fra il 3% e il 5%. Se ne può dedurre un beneficio di circa 8 \$/kW annui, che sui 10 anni portano a 57 \$/kW.

riduzione dei rischi di investimento in trasmissione e distribuzione

Non è possibile stabilire un beneficio quantitativo.

correzione del fattore di potenza

Si va dai 10 ai 15 \$/kVAR, relativamente al costo dei condensatori che sarebbero necessari.

riduzione dell'utilizzo di combustibile fossile

Non è possibile stabilire un beneficio quantitativo.

riduzione delle emissioni in aria

Non è possibile stabilire un beneficio quantitativo.

flessibilità del sistema

Non è possibile stabilire un beneficio quantitativo.

	Funzioni Sandia	Fornitura elettrica		Servizi ancillari				Rete				Utenti finali				Integrazione delle fonti rinnovabili			
Funzioni definite Cap, I.		Electric time shift	Cap. fornito	Load follow.	Reg. area	Riserva cap. fornito	Supp. alla tens.	Supp. alla trasm.	Aiuto congest. della trasm.	ritardo aumento cap. T&D	Substation on-site power	Costo ener. tempo utilizzato	demand charge management	Affidabilità servizi elettrico	Power quality	Time shift energia rinnov.	Produtt. imp. da fonti rinnov.	Integr. imp. eolici	
Servizi di potenza	security	Peak shaving	120 \$/kW						31 \$/kW										
		UPS									1825 \$/kW			50 \$/kW					
		isola				195 \$/kW													
		Rampa			430 \$/kW			60-110 \$/kW											
		B.S.			25k€/MW*anno di impianto riaccendibile														
	power quality	buchi						60-110 \$/kW								50 \$/kW			
		Reg. f.				195 \$/kW										50 \$/kW			
		Filtro attivo				195 \$/kW										50 \$/kW			
		Reg. V.				195 \$/kW		60-110								50 \$/kW			

							\$/kW											
	flicker				195 \$/kW		60- 110 \$/kW											
	merc ato	riserva	60- 100 \$/kW				8-32 \$/k W				1079 \$/kVA				50 \$/kW			
		Dist, carico			430 \$/kW													
	acces so			120 \$/kW	430 \$/kW				27 \$/kW	31 \$/kW	1079 \$/kVA	1825 \$/kW						
Servi zi di energ ia	secur ity	Load levelli ng			430 \$/kW													
	powe r qualit y						60- 110 \$/kW								50 \$/kW			
	merc ato	Price levelli ng	60- 100 \$/kW				8-32 \$/k W					167 \$/kW	81.2 \$/kW			54.2 \$/kW	99- 128 \$/kW	550 \$/kW
	acces so								27 \$/kW	31 \$/kW	1079 \$/kVA	1825 \$/kW						

4. Sviluppi futuri e possibili mercati

4.1. Introduzione

Esistono alcuni studi piuttosto attuali relativi allo sviluppo del mercato degli accumuli. In generale tale sviluppo va contestualizzato in base allo sviluppo previsto dell'intero sistema elettrico ed in particolare allo sviluppo e diffusione delle fonti rinnovabili. Questo perché è opinione comune (confermata dai trend degli ultimi anni) che l'accumulo elettrico sia particolarmente utile e redditizio in simbiosi con le sorgenti intermittenti di energia, come sono appunto le rinnovabili.

I due studi più autorevoli presenti al momento sono stati realizzati da "Escovale" e da "Sandia", con la fondamentale differenza che mentre lo studio di Escovale riguarda lo sviluppo mondiale del mercato degli accumuli elettrici, quello di Sandia si limita agli U.S.A. con particolare riferimento alla California. Altra differenza sostanziale è l'orizzonte temporale di previsione: 40 anni (fino al 2050) per Escovale, 10 anni (2020) per Sandia. L'esposizione successiva segue per grandi linee il lavoro di Escovale, inserendo in alcuni punti considerazioni tratte dallo studio condotto da Sandia.

4.2. Ipotesi adottate

I punti chiave del report sugli sviluppi futuri prevedibili delle tecnologie e impieghi degli accumuli di energia sono i seguenti:

- 1) orizzonte previsto: da ora al 2050, con valutazioni intermedie al 2025 e 2040;
- 2) sei crisi finanziarie con stagnazioni degli investimenti e dello sviluppo di 1-2 anni per ogni crisi;
- 3) nessun conflitto globale;
- 4) estrapolazione di crescita mondiale fino ad arrivare a 9.3 miliardi di abitanti nel 2050;

Con queste ipotesi di lavoro sono previsti alcuni trend di crescita del mercato dell'energia elettrica (inteso come trend di crescita sia della potenza installata sia della potenza ed energia effettivamente utilizzata), trend sui quali si basano le considerazioni relative agli accumuli. Particolare attenzione è posta sullo sviluppo di sistemi di produzione dell'energia elettrica a basse emissioni di CO₂, e fra queste ancora maggiore attenzione è riservata, come già detto, alle energie

rinnovabili, viste come le principali indiziate a creare un fiorente mercato dei sistemi con accumulo.

Lo scenario ipotizzato nel 2050 prevede una crescita nella produzione dell'energia elettrica di un fattore circa pari a 3 rispetto ai valori attuali, attestandosi sui 60.000 TWh annui, corrispondente al 50% dell'energia totale utilizzata nel mondo. La crescita è dovuta sia ad una maggiore richiesta in generale di energia, sia da un aumento della "penetrazione elettrica", cioè della quantità di energia primaria convertita in energia elettrica per soddisfare nuove applicazioni di questa forma di energia. Tutto questo porta ad una sempre maggiore richiesta di elettricità a basse emissioni di carbonio. Sono previsti aumenti nelle installazioni basate quindi sull'energia nucleare, geotermica e idroelettrica, ma tali aumenti risulteranno insufficienti per mantenere la quota di mercato attuale, che nel 2050 scenderà al 28% dell'energia elettrica totale prodotta. Le fonti rinnovabili usufruiranno anch'esse una grossa spinta, e cresceranno molto di più rispetto al nucleare e all'idroelettrico, contribuendo per il 9% nel 2025 e per il 32% nel 2050 al totale di energia elettrica prodotta. Nel 2050 sono quindi previsti 18.000 TWh prodotti da impianti eolici, fotovoltaici, solari termodinamici, maree. La produzione da centrali a carbone è prevista raddoppiare nel 2050, attestandosi a circa 25.000 TWh prodotti. In ogni caso è previsto un aumento sostanziale delle produzioni di CO₂, in quanto l'aumento della produzione da fonti rinnovabili non sarà sufficiente a calmierare l'aumento di emissioni da parte delle centrali tradizionali. Si prevede nel 2050 un aumento della presenza di CO₂ nell'atmosfera maggiore del 20% rispetto ai livelli attuali, ma il trend previsto per quell'epoca risulta incoraggiante.

4.3. Vantaggi e svantaggi degli accumuli

Sono sottolineati i vantaggi/svantaggi degli accumuli utilizzati unitamente alle fonti rinnovabili: time-shifting nella vendita, possibilità di installare impianti con potenza superiore alla linea di interconnessione, aumento di robustezza del sistema. Gli svantaggi sono che il sistema di accumulo deve essere posizionato in prossimità dell'impianto per poter usufruire di tutti i benefici; non è possibile generalizzare i piani finanziari perché sono specifici per ogni impianto; l'accumulo aumenta i costi dell'impianto, e per esempio, i costruttori di turbine eoliche non vedono di buon occhio un aumento dei prezzi dei loro prodotti.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili grossa attenzione è posta soprattutto sul solare (sia fotovoltaico che termodinamico) e sull'eolico.

Il solare è la fonte con meno bisogno di accumulo, in quanto i picchi di produzione sono quasi sempre coincidenti con quelli di domanda (ore centrali

della giornata). Nel solare termodinamico la possibilità di accumulo è molto favorevole, e si prevede che nel 2050 il 70% degli impianti solari termodinamici prevederà l'accumulo. Inoltre i costi del solare termodinamico si attestano a circa 150\$/MWh, molto inferiori al fotovoltaico.

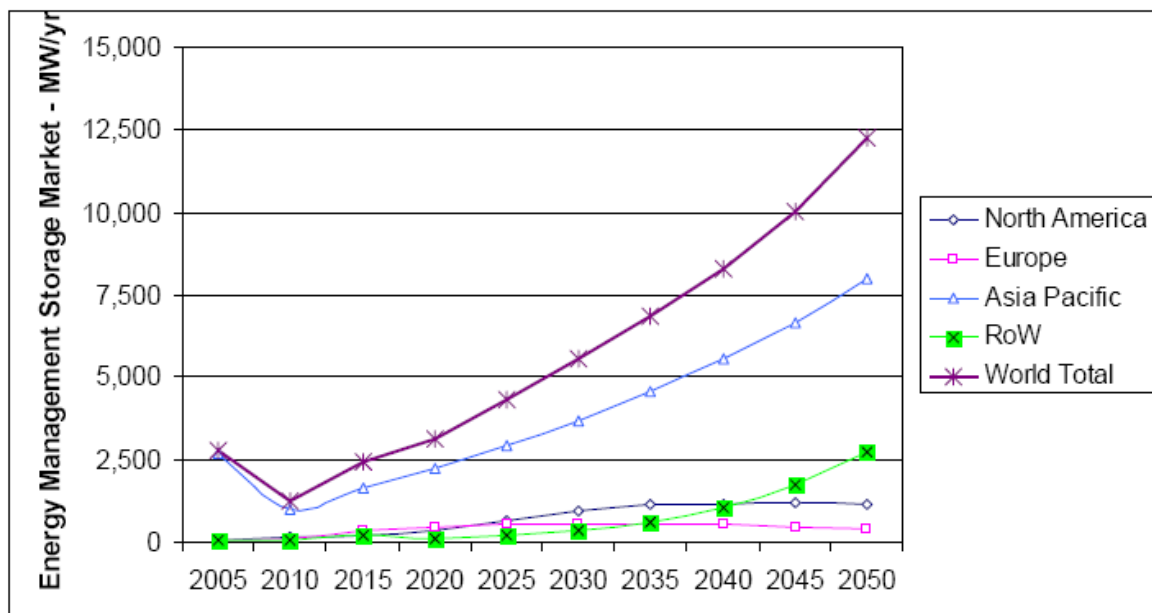
Per gli impianti eolici il bisogno di accumulo è sentito, ma è necessario stare attenti alle dimensioni del sistema di accumulo. Si può mostrare con esempi numerici che probabilmente un sistema di accumulo con una capacità pari ad 1/10 della capacità di impianto abbia un'efficienza molto maggiore di un sistema di accumulo con capacità pari a quella dell'impianto, con tempi di ritorno dell'investimento sensibilmente più corti.

In generale si stima che lo sviluppo futuro del mercato dell'accumulo si possa attestare su una crescita prevista su base annua di 50 MW/anno, rappresentante un mercato di decine di milioni di dollari/anno.

E' doveroso menzionare anche che non tutti vedono di buon occhio l'avvento delle fonti rinnovabili. Nella discussione fra i sostenitori e i detrattori è comunque importante trarre alcune importanti conclusioni, come per esempio quella che sicuramente sono comunque più gli aspetti positivi che negativi. Inoltre anche chi teme l'avvento delle rinnovabili (che andranno a scapito delle produzioni tradizionali) le teme indipendentemente dalla presenza dei sistemi di accumulo, che in generale apportano al sistema nella sua completezza molti più vantaggi che svantaggi.

Nel seguito sono riportate tabelle e andamenti previsionali per il mercato dell'accumulo associato alla compravendita dell'energia.

Year	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energy Management Storage Market – Annual Installations, Capacity (MW / year)										
World	2,800	1,200	2,450	3,150	4,300	5,550	6,850	8,300	10,100	12,200
North America	30	140	200	350	650	950	1,150	1,150	1,200	1,100
Europe	30	80	370	460	540	560	550	530	470	380
Asia Pacific	2,700	970	1,650	2,250	2,950	3,700	4,550	5,550	6,650	8,000
Rest of World	30	30	220	90	190	350	600	1,050	1,750	2,750
Energy Management Storage Market – Annual Installations, Energy (GWh / cycle)										
World	34	15	28	34	45	55	66	77	90	105
North America	0.5	1.5	2	3	5.5	8.5	9.5	9	8.5	7
Europe	0.5	1	4	4.5	5	4.5	3.5	3	2.5	2
Asia Pacific	32	11.5	19.5	25	32	49	46	54	62	69
Rest of World	0.5	0.5	2.5	1	2	3.5	6	11	17.5	26
Installed Energy Management Storage Capacity (GW)										
World	110	117	128	141	159	183	215	250	295	345
North America	24	24	25	26	28	32	38	43	49	54
Europe	39	39	41	43	46	48	51	53	56	58
Asia Pacific	44	49	56	65	78	94	115	140	170	205
Rest of World	4	5	7	7	8	9	11	15	22	32



4.3.1. benefici legati agli utenti finali

Esistono altre aree in cui i sistemi di accumulo creano benefici e/o possono e devono essere presi in considerazione per una stima dello sviluppo del mercato da qui al 2050. Una di queste aree è la **contrattazione del prezzo dell'energia da parte degli utenti finali**. Al presente gli utenti finali pagano l'energia prevalentemente a tariffa fissa o con una flessibilità sul prezzo estremamente ridotta. Si prevede che verso la fine del periodo in studio (2050) l'utilizzo degli accumuli installati presso gli utenti finali abbia modificato questa situazione, apportando certamente una grossa frammentazione alla struttura delle tariffe.

Altre aree in cui si possono prevedere sviluppi (più o meno estesi e/o duraturi) dei sistemi di accumulo sono quelle relative all'**energia distribuita**, di cui fanno parte la **cogenerazione**, le **microgrids** e gli **edifici alimentati in corrente continua**.

Relativamente all'energia distribuita esistono sicuramente opportunità per lo sviluppo del mercato dei sistemi di accumulo legati alla generazione distribuita, di cui il tetto fotovoltaico è l'esempio più significativo. La cogenerazione rientra nel campo dell'energia distribuita in quanto risponde all'esigenza di un'utenza differente, ovvero aziendale/industriale, che cerca di rispondere alla domanda: "quale investimento nel campo dell'energia distribuita mi aiuta nel processo produttivo/imprenditoriale?". Le microgrids dal canto loro sono una realtà che troverà il suo naturale sviluppo, così come gli edifici alimentati in continua,

soprattutto se si pensa a grandi complessi in cui sia presente un alta percentuale di carichi di natura elettronica.

La cogenerazione presenta indubbiamente molti vantaggi e benefici potenziali che potrebbero essere maggiormente esaltati da un sistema di accumulo integrato alla processo cogenerativo. Il prezzo del sistema di accumulo potrebbe piazzarsi sui 2000\$/kW, cioè quanto il sistema di cogenerazione da solo. E' però necessario tenere in considerazione che nel caso dell'utilizzo del sistema di accumulo si potrebbe dimensionare la cogenerazione in modo più contenuto, in maniera che con un investimento di poco superiore si potrebbero ottenere entrambi i benefici. Si stima che la cogenerazione si orienterà su taglie delle decine o centinaia di MW, che prenderanno il 99% del mercato, mentre a tantissimi piccoli impianti (fino a 10 kW) resterà una quota inferiore all'1%. Sono comunque previste grosse prospettive di crescita e ci si aspetta un mercato complessivo di 2GW/anno nel 2020 e di 6 GW/anno nel 2050 (il settore crescerà leggermente più veloce rispetto al mercato globale dell'energia elettrica).

Ma la maggior parte del mercato dei sistemi di accumulo sarà legato allo sviluppo delle microgrids, all'interno delle quali un sistema di accumulo bene progettato può svolgere una grande molteplicità di funzioni, apportando una notevole serie di benefici:

- a) supportare differenti assetti nella generazione distribuita;
- b) aumentare la power quality
- c) fornire un servizio di UPS
- d) mantenere la stabilità della rete quando si è in isola
- e) rendere la microgrid un partner attrattivo verso l'esterno

Lo scenario previsto per le microgrids si può riassumere dicendo che si prevede che il 10% degli edifici commerciali, industriali, istituzionali saranno probabilmente "edifici intelligenti" nel 2030, arrivando al 25% nel 2050, per un consumo, in quell'anno, di circa 7000 TWh.

Gli edifici alimentati in DC dal canto loro rispondono all'esigenza di alimentare un numero sempre maggiore di utenze elettroniche. L'alimentazione in DC di tali carichi comporterebbe una semplificazione delle apparecchiature con conseguenti economie. In questo contesto un sistema di accumulo potrebbe trovare i suoi spazi, soprattutto sistemi di accumulo con lunghe durate di scarica. Altro importante ambito di sviluppo per il mercato degli accumuli sono le alimentazioni di sicurezza e di emergenza: fornitura di potenza ad alta "integrità", UPS e standby power.

La fornitura di potenza ad alta “integrità” può essere vista come una parte molto specializzata del mercato della generazione distribuita o come il massimo in quanto riguarda la qualità nel settore degli UPS. Include applicazioni ultrasicure, basate su molteplici ridondanze di alimentazione, con una affidabilità del 99.99999% (per esempio sistemi di telecomunicazione). Sistemi di accumulo posso certamente semplificarne il progetto e comunque fornire un supporto per queste applicazioni. Per il momento il costo delle apparecchiature rimane molto alto (svariate migliaia di \$/kW), e la quota di mercato corrispondentemente bassa, ma lo sviluppo delle fuel cells e di nuove tecnologie di accumulo potrebbe abbassare queste cifre. La richiesta di accumulo prevista per queste applicazioni è di 1GW nel 2030 e 2.5 GW nel 2050.

Per quanto riguarda gli UPS tradizionali presenti sul mercato attuale, il loro costo si aggira attorno ai 100 \$/kW. Il mercato di sistemi di circa 10 kW è previsto incrementare con una velocità di 700 MW/anno, di cui circa 40 MW per sistemi con alta capacità di energia (lunga durata di scarica).

Il mercato degli impianti standby è sempre stato tradizionalmente il settore più importante del business al di sotto del MW. Tali sistemi sono annoverabili tra le sorgenti di potenza fra le più economiche al mondo, partendo da meno di 100 \$/kW.

Un ulteriore campo di sviluppo per i sistemi di accumulo è quello delle applicazioni in isola, spesso insieme a fonti rinnovabili (soprattutto fotovoltaico). Nel 2000 il 70% del fotovoltaico era inteso per applicazioni in isola, ma nel 2010 il mercato del fotovoltaico ha cambiato radicalmente faccia, e ora solo il 10% è inteso per applicazioni off-grid.

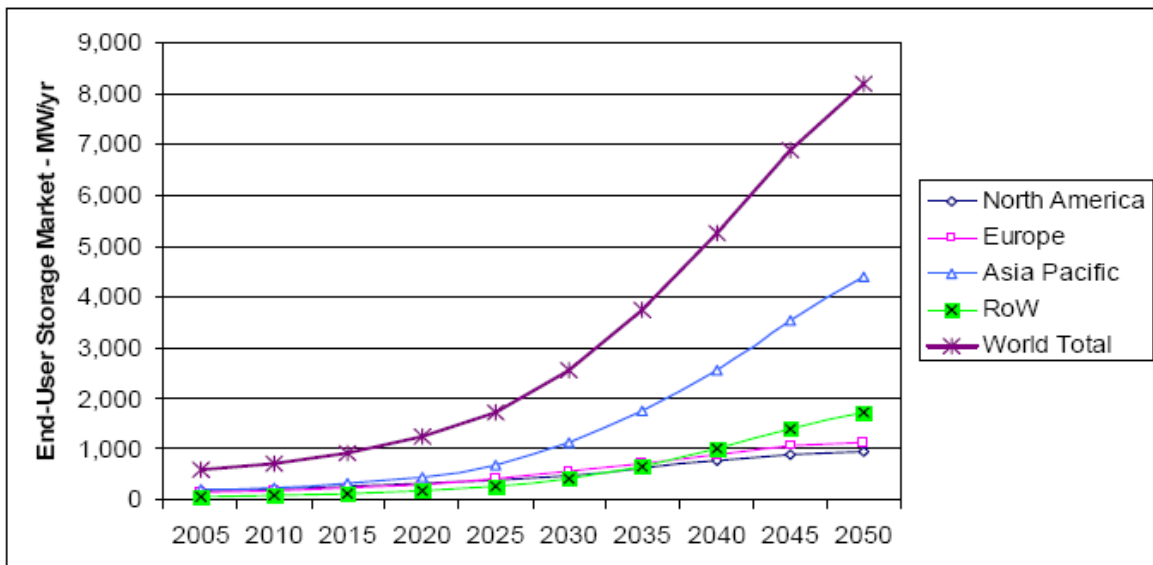
In generale gli impianti fotovoltaici in isola sono un’ottima applicazione per gli accumuli, anche se un sistema di accumulo basato su batterie convenzionali al nichel-cadmio costa circa 1000\$/kW per questo utilizzo.

Discorso differente se si guarda gli impianti eolici, dei quali solo una piccola percentuale per ora lavora in isola. In generale si può affermare che le batterie tendono ad essere utilizzate come supporto agli impianti fotovoltaici, mentre le turbine eoliche tendono ad essere utilizzate come supporto alle batterie (fornendo energia di ricarica a basso costo). L’utilizzo di un sistema di accumulo incrementa le prestazioni di qualunque impianto in isola, ma, per il futuro, sembra che gli impianti fotovoltaici rimarranno il cuore delle opportunità di sviluppo degli accumuli in quest’area.

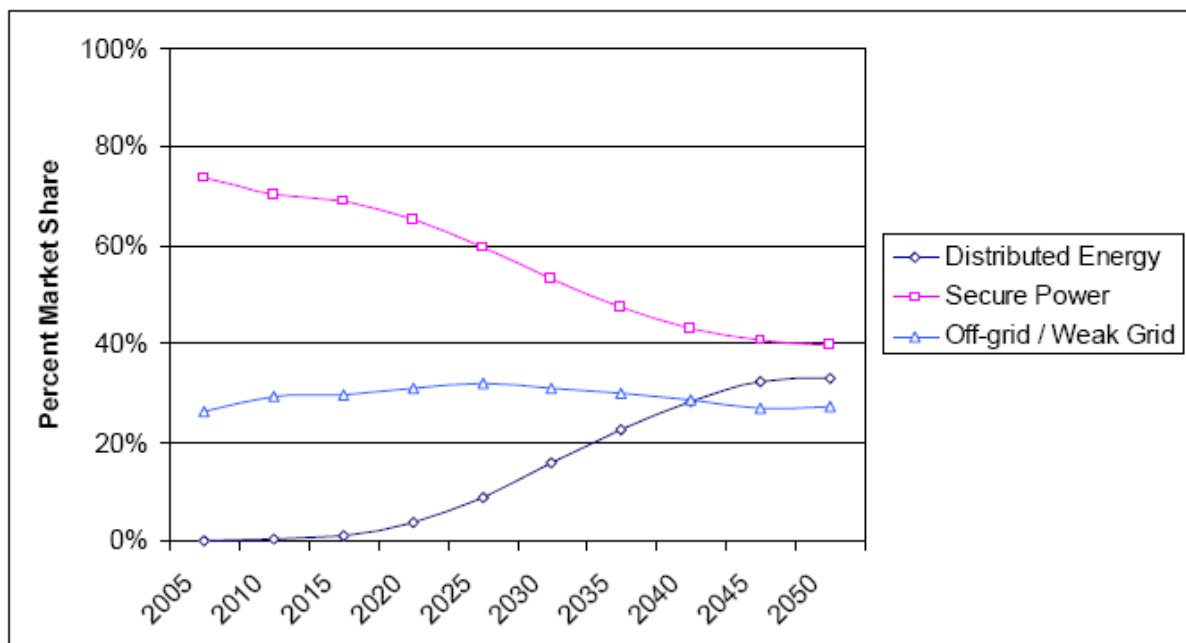
Tutto il mercato degli accumuli relativo alle applicazioni descritte sopra è comandato dagli utenti finali piuttosto che dai produttori di energia. I

produttori/distributori di energia avranno un ruolo chiave nello sviluppo di tale mercato, in quanto potranno incoraggiare o scoraggiare lo sviluppo dei sistemi di accumulo mediante tariffe “ad hoc”, oppure semplicemente partecipando a progetti che intendono sviluppare e non partecipando a progetti non di interesse. Si suppone che il mercato dell’accumulo relativo agli utenti finali, nel 2050, sarà superiore agli 8 GW/anno. La tabella e i grafici seguenti riassumono in forma sintetica quanto affermato in precedenza.

Year	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
End-User & Similar Storage Market – Annual Installations, Capacity (MW / year)										
World	610	720	930	1,250	1,750	2,550	3,750	5,250	6,900	8,200
North America	190	220	260	310	380	490	630	780	900	950
Europe	160	180	240	310	400	550	720	900	1,050	1,100
Asia Pacific	200	240	320	450	690	1,100	1,750	2,550	3,500	4,400
Rest of World	60	80	120	170	260	410	660	1,000	1,400	1,750
Distributed Energy	<0.5%	<0.5%	1%	3.5%	8.5%	16%	22.5%	28.5%	32.5%	33%
Secure Power	73.5%	70.5%	69%	65.5%	59.5%	53.5%	47.5%	43%	40.5%	39.5%
Off-grid / Weak Grid	26.5%	29.5%	30%	31%	32%	31%	30%	28.5%	27%	27.5%
End-User & Similar Storage Market – Annual Installations, Energy (GWh / cycle)										
World	5	6	9	12	18	27	40	55	71	85
North America	1.9	2.4	2.9	3.7	4.9	6	8	10	11	12
Europe	1.5	1.8	2.5	3.6	5.1	7	9	11	13	14
Asia Pacific	1.4	1.7	2.3	3.5	5.8	10	17	25	35	44
Rest of World	0.4	0.4	0.8	1.1	1.7	3	5	9	13	15
Distributed Energy	<1%	<1%	<1%	2%	5%	8%	12%	15%	17%	18%
Secure Power	86%	85%	85%	84%	81%	79%	76%	73%	71%	71%
Off-grid / Weak Grid	14%	15%	14%	14%	14%	13%	13%	12%	12%	12%
Installed End-User & Similar Storage Capacity (GW)										
World	5	8	12	17	25	35	51	73	105	140
North America	1.5	2.5	3.5	5	7	9	12	15	19	24
Europe	1.3	2	3	4.5	6.5	8.5	12	16	21	26
Asia Pacific	1.5	2.5	4	6	8	13	20	31	46	65
Rest of World	0.5	0.8	1.2	2	3	4.5	7.5	11	17	25



Risulta particolarmente interessante osservare come l'accumulo di tipo elettrochimico, praticamente assente o comunque minoritario nelle applicazioni che più stanno a cuore ai produttori/distributori dell'energia (peak shaving, load levelling, ancillary services), posseda praticamente il monopolio del mercato relativo agli utenti finali. La tabella seguente mostra i futuri sviluppi di questo mercato, diviso in percentuali per tipologia di accumulo.



5. Possibili applicazioni economicamente convenienti

In generale, facendo riferimento a quanto riportato nei capitoli precedenti, l'utilizzo delle batterie al Litio rientra fra le applicazioni di potenza e non fra le applicazioni di Energia, in relazione al costo elevato di questo tipo di accumulatore se riferito all'energia nominale accumulabile (attualmente tra 600 e 800 €/kWh), mentre risulta accettabile quello relativo alla potenza erogabile per tempi molto brevi (minuti) collocabile nell'intervallo 100 – 150 €/kW.

Per quanto riguarda il segmento di valori di potenza nel quale collocare le applicazioni delle batterie al Litio è presumibile ipotizzare attualmente un limite massimo di alcuni MW.

Occorre comunque tener presente che molti servizi di potenza sono si legati alla risposta delle batterie di accumulatori, ma anche al dispositivo di interfaccia tra la batteria e la rete in particolar modo per tutte quelle applicazioni che presentano anche servizi di Power Quality.

I dispositivi di compensazione (generalmente inverter più batteria di accumulatori) in grado di effettuare servizi di potenza nei sistemi elettrici per l'energia, nell'effettuare questi servizi, visto la breve durata richiesta, utilizzano poca energia per ogni intervento e, quindi, impegnano l'accumulatore con un grado di scarica abbastanza piccolo che ha come conseguenza un numero molto elevato di cicli durante la vita utile della batteria di accumulatori. Ciò può permettere di progettare dispositivi con una vita utile di circa 25 anni senza prevedere la sostituzione della batteria.

Impiego di sistemi di accumulo con elevato rapporto potenza/energia a sostegno delle fonti rinnovabili

Il mantenimento dell'equilibrio del sistema elettrico passa attraverso il continuo bilanciamento tra generazione e carico. Questa azione si sviluppa su orizzonti temporali ben distinti. Sull'ambito giornaliero, con modalità che dipendono dalla presenza o meno di un sistema liberalizzato, esiste una fase in cui si definiscono le potenze che i singoli impianti andranno a produrre istante per istante, per compensare poi gli inevitabili scostamenti, sia dovuti ad errori di previsione del carico che di improvvisa indisponibilità degli impianti, mediante sistemi di regolazione automatici che agiscono in tempo reale.

A tal fine, in un quadro di mercato liberalizzato, si richiede che gli operatori effettuino offerte di produzione e/o acquisto generalmente con 24 ore di anticipo

e siano poi tenuti a rispettare il profilo risultante dall'applicazione delle regole del mercato. Gli scostamenti, a seconda delle regole in atto, danno luogo a penalizzazioni o alla necessità di riacquistare la produzione mancante o cedere quella eccedente sul mercato delle regolazioni, che risulta penalizzante per coloro che si trovano a dovervi ricorrere. Questi meccanismi traducono in regole di mercato le effettive esigenze di regolazione del sistema ed i costi aggiuntivi che, anche in un sistema verticalmente integrato, nascono dagli scostamenti dalle previsioni.

Risulta pertanto importante che gli impianti di produzione siano in grado di garantire il programma di produzione assegnato.

In generale tutti gli impianti di produzione che presentano un accumulo energetico sotto varia forma, sono in grado di modulare la potenza prodotta e mantenere un determinato livello di produzione. In tale ambito rientrano tutti gli impianti a combustibile, sia fossile che a biomassa, gli impianti idroelettrici con serbatoio, gli impianti geotermoelettrici, gli impianti elettronucleari. Esistono poi sistemi di conversione dell'energia primaria in energia elettrica che non presentano forme di accumulo, come gli aerogeneratori e gli impianti fotovoltaici che convertono, istante per istante (con il solo accumulo energetico dato dall'inerzia delle masse rotanti nel caso delle turbine eoliche) la potenza disponibile nella fonte primaria, in potenza elettrica.

Variabilità della fonte eolica

Una delle caratteristiche più rilevanti di queste fonti primarie è la loro intrinseca variabilità che rende complesso individuare, da un lato, la potenza media che è ipotizzabile attendersi in un determinato momento e, dall'altro, l'ampiezza delle fluttuazioni che tale potenza può avere intorno al valor medio.

A tal proposito è interessante osservare, con riferimento alla fonte eolica, lo spettro di velocità tipico del vento in un dato sito. La Figura 1.1 è tratta da Thomas Ackermann "Wind power in power systems".

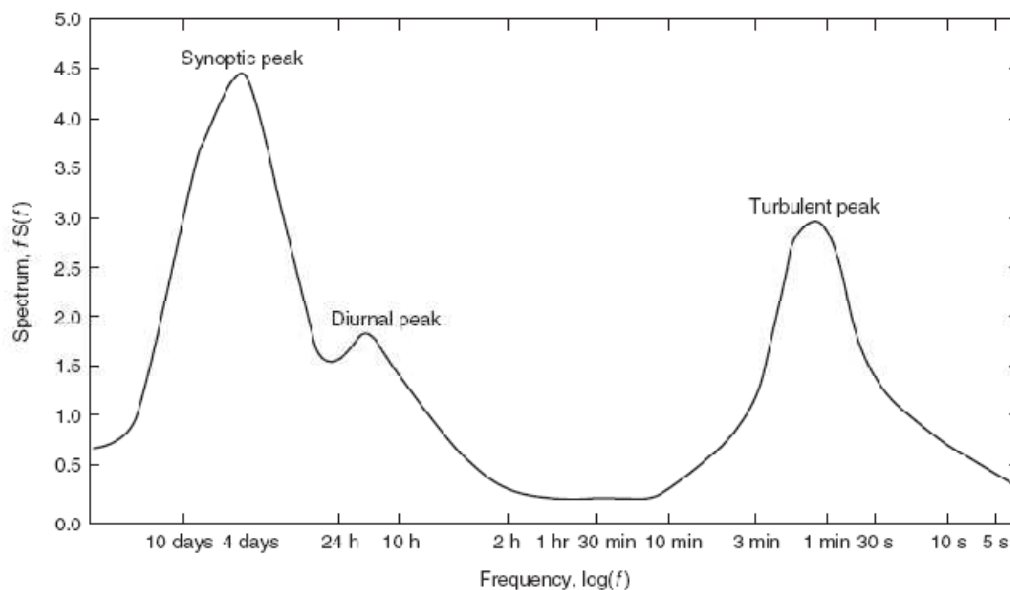


Figura 1 Spettro di velocità del vento.

Variazioni lente della potenza prodotta

Lo spettro evidenzia come la variabilità della risorsa sia riconducibile essenzialmente a comportamenti periodici determinati dalle condizioni meteorologiche con periodicità di circa 4 giorni (picco sinottico collegato alla periodicità della circolazione atmosferica) e di 12 ore (picco collegato alla formazione delle brezze). Il valor medio della velocità del vento in un periodo tra i di dieci minuti ed un ora è pertanto prevedibile con gli strumenti di modellazione climatologica e atmosferica, e l'accuratezza della previsione è via via migliorabile man mano che si riduce l'anticipo richiesto.

Tipicamente poi, si osserva che lo scostamento tra previsione e valore effettivo dell'intensità media del vento su intervalli di dieci minuti è da identificarsi più in uno scorrimento temporale degli eventi, più che su un vero e proprio errore di previsione.

Pertanto, se anche l'energia complessivamente prodotta su base giornaliera è molto prossima alla previsione, un errore su scala temporale di una o due ore porta ad una quota di energia mancante in alcune ore e di un eccesso in altre, con conseguente penalizzazione in entrambi i casi.

Data l'elevata energia in gioco in questo tipo di scostamenti, la loro compensazione difficilmente potrà essere effettuata in maniera economicamente conveniente mediante sistemi di accumulo. È ipotizzabile l'impiego di sistemi di produzione da fonte fossile, come gruppi Diesel o turbogas, da associare alle centrali eoliche per coprire le carenze e ricorrere eventualmente alla fermata per evitare surplus. È comunque da evidenziare che, in caso di surplus, a meno che

ciò non determini congestioni di rete o altre tipologie di problemi, è probabilmente preferibile erogare comunque l'energia in rete che, come accade in molti mercati, verrà remunerata al prezzo della regolazione, più basso del prezzo di mercato, ma comunque non nullo.

Fluttuazioni rapide della potenza prodotta

Fenomeni su scala del secondo

Per oscillazioni che avvengono con frequenze dell'ordine dal decimo di Hertz in su, è determinante il comportamento dell'aerogeneratore stesso che risulta in grado o meno di filtrare le fluttuazioni del vento grazie alla inerzia intrinseca. È anche da rilevare che l'aerogeneratore stesso è sorgente di fluttuazioni della coppia disponibile per effetto della perdita di portanza che presenta ciascuna pala passando davanti alla torre di sostegno. Guardando alla potenza immessa in rete, la fluttuazione introdotta dal comportamento della macchina è sensibile nei sistemi a velocità fissa, realizzati cioè con sincroni o asincroni direttamente collegati alla rete.

Le due figure seguenti mostrano l'andamento temporale e la misura del flicker sulla potenza prodotta per una macchina a velocità fissa. Le oscillazioni dell'ordine del 30% rispetto alla potenza istantanea sono appunto dovute alla perdita di portanza della pala dell'aerogeneratore che si trova a passare di fronte alla torre di sostegno della macchina stessa. Tale perdita di portanza determina una riduzione della coppia motrice che, nelle macchine appunto a velocità fissa, si traduce in una riduzione della potenza prodotta.

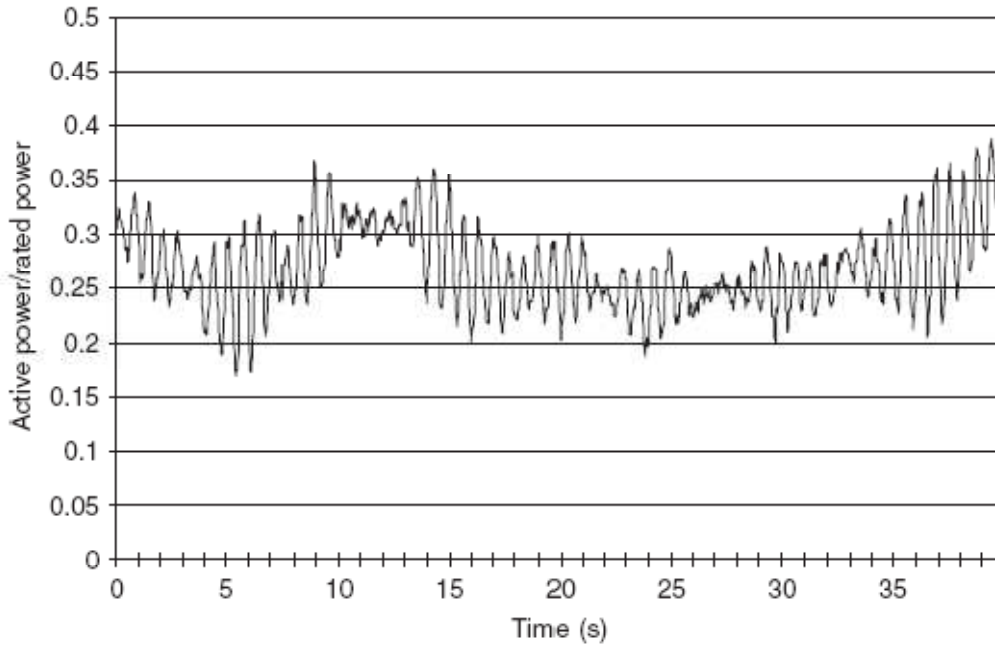


Figura 2 Potenza attiva erogata da una macchina a velocità fissa

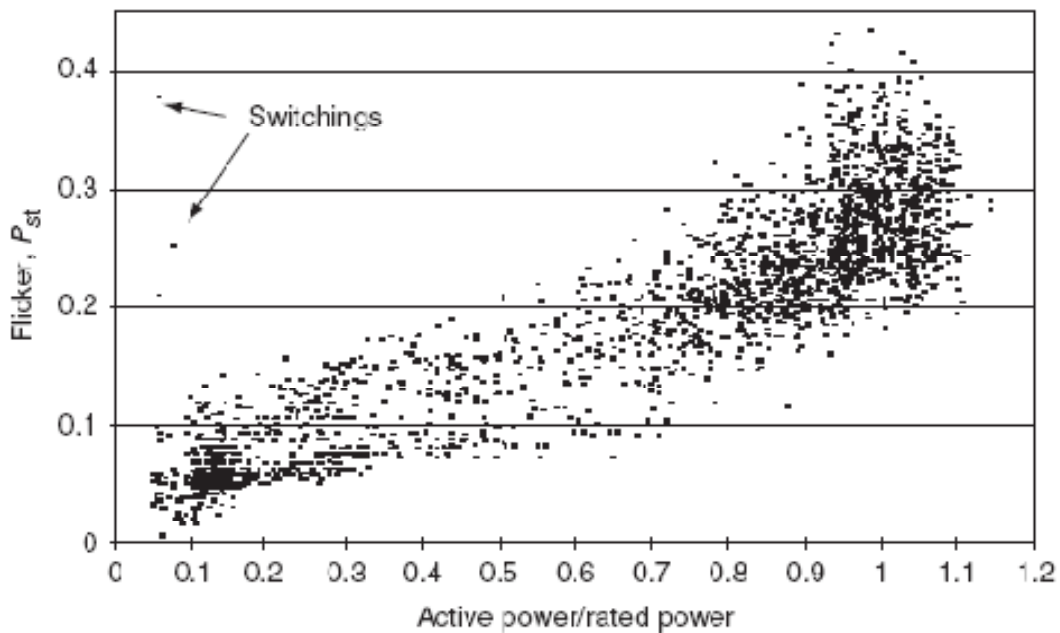


Figura 3 Valori di flicker in funzione della potenza erogata da una macchina a velocità costante

Quando invece si ha a che fare con macchine a velocità variabile (con asincrono a doppia alimentazione con inverter connesso al rotore o con sincro interfacciato con inverter) la possibilità di variare la velocità consente di sfruttare l'energia immagazzinata nelle masse rotanti per compensare la mancanza di coppia dovuta alla perdita di portanza di una pala. La figura seguente mostra la potenza scambiata da una macchina a velocità variabile.

L'andamento non presenta le oscillazioni, con periodo intorno al secondo, tipiche del fenomeno.

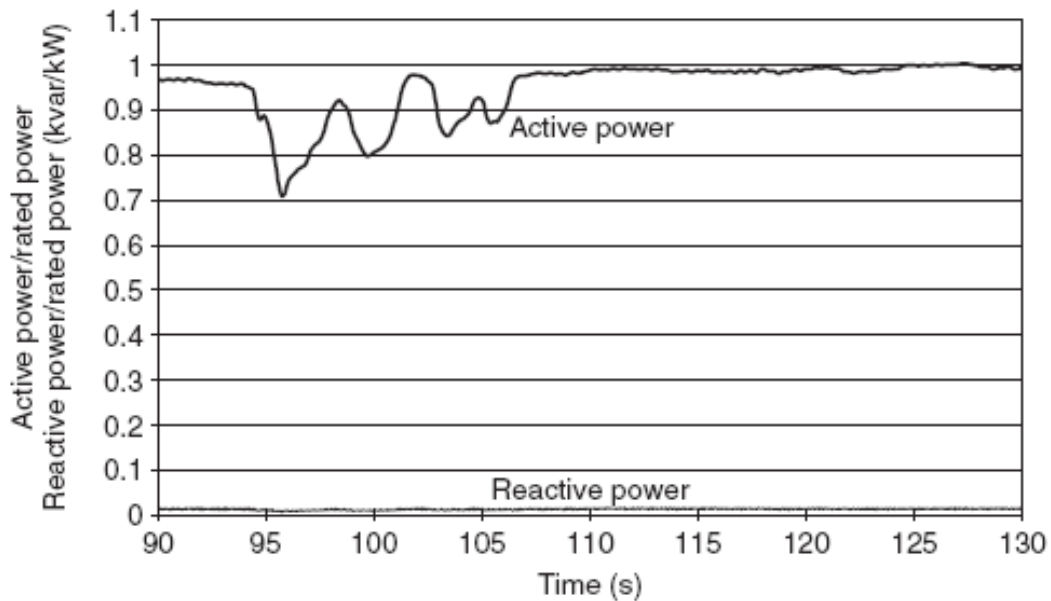


Figura 4 Potenza attiva e reattiva erogata da una macchina a velocità variabile

L'energia in gioco durante tali fenomeni è valutabile ipotizzando un andamento sinusoidale con periodo $T = \frac{2\pi}{\omega}$ e semiampiezza pari a P_f come:

$$E = \int_0^{T/2} P_f \sin \omega t dt = \int_0^{\pi} \frac{P_f}{\omega} \sin \omega t d\omega t = \frac{2P_f}{\omega}$$

Con un periodo di un secondo tipico di macchine intorno ad 1 MW di potenza risulta un'energia numericamente pari a $P_f/\pi=0.32 P_f$. Sempre per macchina da 1 MW con una semiampiezza dell'oscillazione di 0.15p.u. si hanno 48kJ pari a circa 0.015kWh.

Ipotizzando che la macchina ruoti a 20 giri al minuto ed abbia una costante di inerzia H pari a 3s, l'energia cinetica immagazzinata nelle masse rotanti è pari a 3 MJ. L'energia scambiata durante le oscillazioni di coppia è pertanto pari a meno del 2% dell'energia immagazzinata.

Quando pertanto la macchina è disaccoppiata dalla rete, come accade nel caso di macchine a velocità variabile, se il sistema di controllo dell'inverter che interfaccia la macchina alla rete (o il rotore nel caso di asincroni a doppi alimentazione) provvede a mantenere costante la potenza complessivamente erogata, le oscillazioni di coppia saranno assorbite dall'inerzia stessa. Considerando che l'energia scambiata è dell'ordine del 2%, le variazioni di velocità saranno comprese entro l'1% in più e in meno rispetto al valor medio.

Inoltre è da tener presente che i sistemi di conversione statica contengono elementi di accumulo (induttivi o capacitivi a seconda delle soluzioni adottate) che possono contribuire ulteriormente allo smorzamento del fenomeno.

Nel caso di macchine a velocità fissa, le perturbazioni di coppia si trasmettono direttamente in rete come variazioni di potenza. Volendo filtrare questo fenomeno è quindi necessario mettere in gioco un'energia dell'ordine dei 50-100kJ cioè tra 15 e 30 Wh con tempi di ciclo dell'ordine del secondo. Sono energie e tempi tipici di sistemi a supercondensatori anche se, per frequenze superiori a 0.1Hz, il loro comportamento si avvicina più a quello di una resistenza piuttosto che ad un condensatore.

Fenomeni su scala dei minuti

Il grafico di Figura 1 evidenzia però anche un picco non meno importante con un periodo intorno al minuto. Tale picco è dovuto alla turbolenza della circolazione e determina variazioni del tutto aleatorie di cui è stimabile l'ampiezza ma di cui è impossibile determinare l'andamento anche avendo a disposizione la misura in tempo reale del vento. È possibile determinare curve che identifichino la probabilità che, a distanza di un certo intervallo temporale, la velocità del vento si discosti dal valore presente per meno di un valore dato.

Rispetto a questi fenomeni e a queste periodicità, il comportamento dell'aerogeneratore è comunque da considerarsi a regime e la sua dinamica non influenza la risposta, ovvero la potenza prodotta segue effettivamente le fluttuazioni del vento, in quanto l'energia cinetica in gioco è trascurabile rispetto all'energia scambiata per effetto della fluttuazione.

Le energie in gioco dipendono dalle ampiezze massime che si prendono in considerazione. È da tener presente che variazioni del 20% della velocità del vento intorno al valore nominale di funzionamento del generatore danno luogo a variazioni della potenza prodotta prossime al 50%.

Ipotizzando pertanto un periodo della variazione periodica pari ad un minuto con semiampiezza pari a P_f , l'energia messa in gioco vale $60P_f/\pi$ pari a circa $20P_f$. Con una oscillazione di più o meno 25% della potenza, e con macchina da 1MW si hanno 5MJ, poco meno di 1.5kWh.

Tempi di scarica dell'ordine delle decine di secondi fino a qualche minuto sono tipici per sistemi di accumulo al litio che presentano un elevato rapporto tra potenza estraibile ed energia immagazzinata.

Per scambiare i 250kW necessari (positivi e negativi per un oscillazione di 0.5MW) è necessario un sistema di accumulo con batterie al litio con una energia nominale alla scarica in un'ora intorno ai 50-75kWh, dato che tali

batterie consentono di scambiare una corrente pari a 3-5 volte la corrente di scarica in un'ora.

L'energia messa in gioco è poi minima (1.5kWh con periodo di un minuto e 7.5kWh con periodo di 5 minuti), non superiore al 10% della capacità nominale. La vita della batteria a fronte di cicli di carica e scarica con una profondità così contenuta è molto elevata.

In linea di massima con un costo dell'accumulo intorno ai 500-600 €/kWh, si ottiene un costo specifico rapportato alla potenza tra i 100 e i 150 €/kW, cui va sommato il costo del convertitore (tra 70 e 100 €/kW) ottenendo complessivamente un dispositivo con un costo tra i 170 e i 250 €/kW.

La velocità di risposta è poi immediata, potendo difatti avere un'inversione completa della potenza (mettendo quindi in gioco il doppio della potenza nominale) in due cicli della fondamentale.

Il sistema si presta quindi anche a svolgere funzioni di stabilizzazione della frequenza agendo in prima battuta ed in anticipo rispetto alla regolazione primaria stessa degli impianti di produzione, che può poi subentrare nel giro di alcuni secondi consentendo la ricarica del sistema. In questo caso si parla di veri e propri servizi di potenza (con elevati valori della derivata stessa dP/dt della potenza scambiata) in cui l'energia messa in gioco è del tutto trascurabile anche ai fini del dimensionamento stesso del sistema.

È infine da evidenziare che, a livello di sistema, queste funzioni possono essere anche fornite da sistemi di accumulo comunque presenti in rete, come ad esempio nella prospettiva dei veicoli elettrici in ricarica. Tali sistemi possono scambiare rapidamente potenze elevate con la rete, in modo da fornire servizi di potenza estremamente rapidi per tempi limitati, senza influenzare il processo di carica in atto, viste le minime energie messe in gioco.

Inserzione del sistema di accumulo

Da un punto di vista topologico, invece, la scelta della localizzazione dell'accumulo, ovvero se impiegare un sistema unico per un intero parco di generazione, o se ricorrere a un sistema per ciascun generatore deve tener conto di due fattori fondamentali:

- installare l'accumulo su ciascuna macchina (in particolare nel caso di sistemi con generatori sincroni e convertitore costituito da raddrizzatore e inverter e impiegando la sezione in corrente continua) consente di evitare l'aggiunta di convertitori statici e limitare l'investimento ai soli accumulatori

- installare l'accumulo al punto di interfacciamento dell'intero parco con la rete consente di ridurre potenza e energia necessaria almeno in relazione ai fenomeni più veloci beneficiando della compensazione statistica delle fluttuazioni, ma necessita di installare non solo l'accumulo ma anche gli inverter di interfacciamento. Una particolare opportunità può essere sfruttata nel caso dei parchi, tipicamente off-shore, nei quali le varie macchine sono interconnesse in corrente continua, per poi interfacciarsi con la rete mediante un unico inverter. In questo caso risulterebbe possibile installare un solo sistema di accumulo di taglia ridotta beneficiando dell'effetto di compensazione statistica dei disturbi e senza installare ulteriore potenza di conversione.

La possibilità di impiegare direttamente l'accumulo connesso sulla sbarra in corrente continua senza dover installare sistemi di conversione aggiuntivi, dipende fortemente dalle modalità di controllo dei componenti e dal loro dimensionamento. Per poter infatti caricare e scaricare un sistema di accumulo (che sia una batteria elettrochimica o un supercondensatore) è necessario variarne la tensione ai morsetti in modo da imporre lo scambio di potenza necessario. Se, ad esempio, l'inverter lato rete è controllato in modo da imporre lo scambio di potenza pari al valore filtrato della potenza istantanea disponibile, nelle fasi in cui la potenza immessa dal raddrizzatore è insufficiente, la tensione andrà ad abbassarsi provocando la scarica dell'accumulo. Ciò è possibile se il raddrizzatore è controllato per mantenere sostanzialmente costante la velocità della macchina e quindi per trasferire solamente la potenza effettivamente disponibile. Se invece l'obiettivo di uno dei due controllori è quello di mantenere costante la tensione DC, allora l'accumulo eventualmente aggiunto non è in grado di contribuire a meno che non venga connesso con un convertitore DC/DC con un opportuno sistema di controllo che deve però essere reso sensibile alle variazioni della potenza resa disponibile.

Infine è da tenere presente che le fluttuazioni di potenza dovute al comportamento turbolento del vento sono prettamente aleatorie e quindi è presente anche un effetto di compensazione statistica delle fluttuazioni, come è evidenziato nella figura qualitativa seguente. In particolare l'ampiezza relativa delle fluttuazioni dovute al comportamento turbolento, con periodicità dell'ordine del minuto nella Figura 5, viene ridotta in ragione di $n^{-1/2}$ in cui n è il numero di turbine presenti. Pertanto già con 10 turbine la fluttuazione è ridotta ad 1/3 e con 25 turbine ad 1/5.

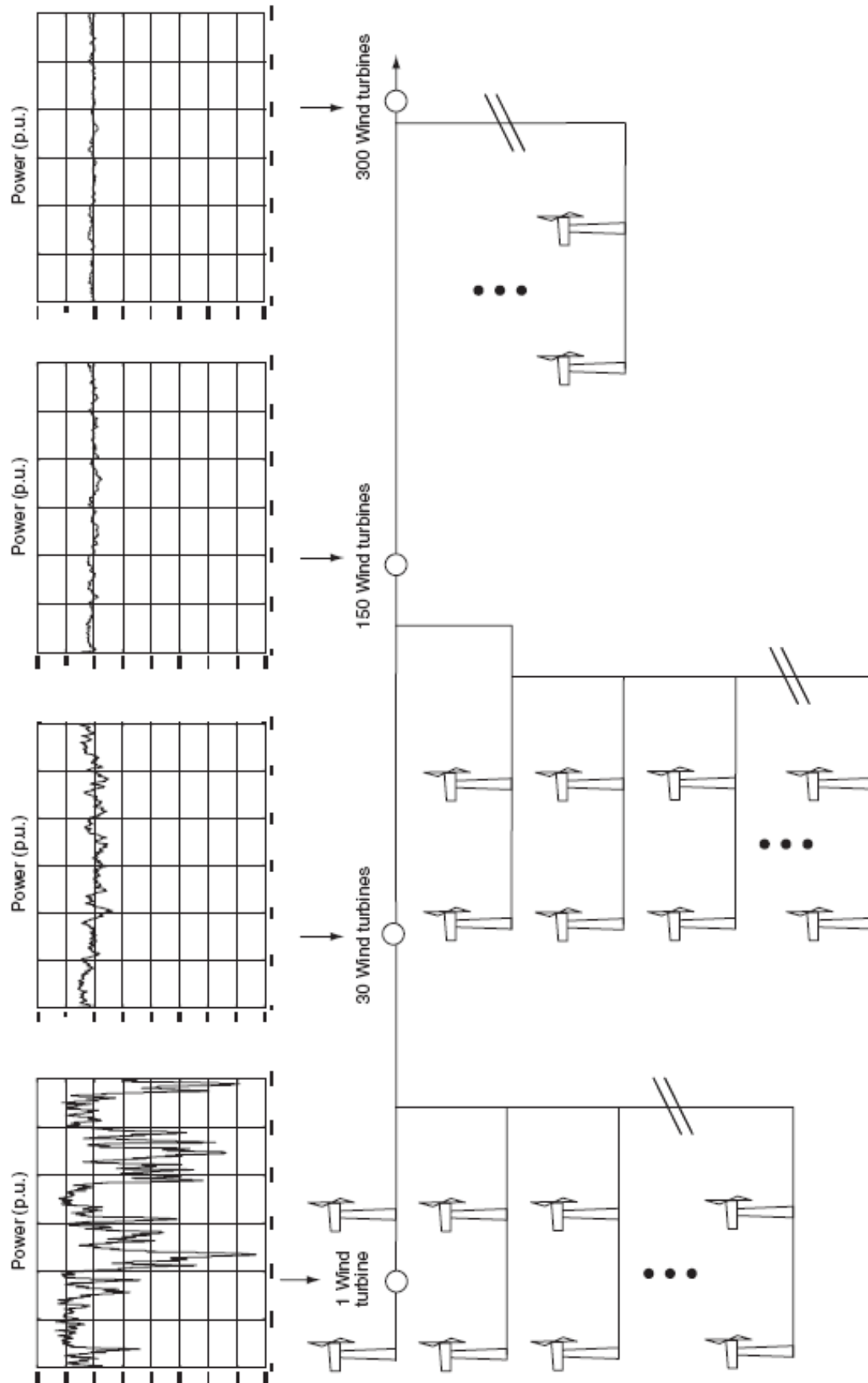


Figura 5 Effetto di smorzamento di un parco di generazione.

Per compensare invece oscillazioni di più lungo periodo o meglio per rendere in qualche modo dispiacciabile la potenza prodotta, è necessario ricorrere a sistemi di accumulo di differente tipologia in cui diventa dominante l'aspetto energetico rispetto a quello di potenza.

6. Riferimenti bibliografici

- [1] Electrical Energy Storage: Application Analysis and Market Forecast - Report #5060, © Copyright 2010 EscoVale Consultancy Services.
- [2] Sandia Report. Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide - A Study for the DOE Energy Storage Systems Program.
- [3] "Carbon and Life Cycle Comparison Of Traditional and Flywheel Power Plants For Grid Frequency Regulation Applications", R. Fioravanti, J. Enslin, G. Thijssen, EESAT 2007.
- [4] "Multi-objective Valuation of Electricity Storage Services", E. Haesen, J. Driesen, R. Belmans, EESAT 2007.
- [5] "New Utility Scale CAES Technology: Performance and Benefits (Including CO₂ Benefits)", R.B. Schainker, M. Nakhamkin, P. Kulkarni, T. Key, EESAT 2007
- [6] "Design of a 20-MW Flywheel-Based Regulation Power Plant", R. Rounds et al., EESAT 2007.
- [7] "Subaru Project: Analysis Of Field Test Results For Stabilization Of 30.6 MW Wind Farm with Energy Storage", G. Koshimizu et al., EESAT 2007.
- [8] "Progress On The 34 MW NaS Battery System For The 51 MW Rokkhasho Wind Farm", T. Tamakoshi et al; EESAT 2007.
- [9] Kokam catalog.
- [10] "Comparison of SC and high-power batteries for use in hybrid vehicles", M. Ceraolo, S. Barsali, G. Lutzemberger, M. Marracci. SAE ICE 2009 Conference, Capri - Naples (ITA), 13-18 Sept 2009.
- [11] Proceedings della giornata di studio "EST 2007 – Electrical Energy Storage Technologies 2007".
- [12] "Distributed Power Generation – Planning and Evaluation", H. Lee Willis, Walter G. Scott. Marcel Dekker Inc. Publications, 2000.
- [13] "Handbook of batteries and fuel cells", David Linden, McGraw-Hill, Inc., 2002

Siti internet consultati:

<http://www.elettrotecnologie.enea.it/index.php/accumulo-elettrico.html>

<http://www.ngk.co.jp/english/news/2009/0611.html>

<http://www.aspoitalia.it/component/content/article/76>

http://www.doc.ic.ac.uk/~matti/ise2grp/energystorage_report/node7.html

<http://www.electricitystorage.org/ESA/technologies/>

<http://www.beaconpower.com/products/presentations-reports.asp>