

**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI NAPOLI
“FEDERICO II”**



**TESI DI DOTTORATO DI RICERCA IN
INGEGNERIA ELETTRICA
*(XVIII Ciclo)***

**L'ELETTRONICA DI POTENZA PER
LA GESTIONE DI SISTEMI DI
GENERAZIONE DISTRIBUITA**

Tutore:
prof. Enrico Pagano

Addottorando:
Salvatore D'Arco

Coordinatore del Dottorato:
prof. Giovanni Miano

INDICE

Introduzione	pag. 1
Capitolo 1	
Sistemi di generazione da fonte rinnovabile	
1. Introduzione	pag. 5
2. Energia fotovoltaica	pag. 7
2.1. Cenni storici	pag. 10
2.2. Struttura interna di una cella fotovoltaica	pag. 14
2.3. Principio di funzionamento di una cella fotovoltaica	pag. 15
2.4. Modello matematico di una cella fotovoltaica	pag. 17
2.5. Caratteristiche elettriche di un sistema fotovoltaico	pag. 19
2.6. Sommario delle tecnologie fotovoltaiche	pag. 23
3. Energia eolica	pag. 28
3.1. Cenni storici	pag. 29
3.2. Principio di funzionamento di una turbina eolica	pag. 33
3.3. Tecniche di controllo delle turbine eoliche	pag. 39
3.4. Descrizione generale e configurazione di una turbina eolica	pag. 43
3.5. Particolari costruttivi dei rotori e delle pale	pag. 44
4. Conclusioni	pag. 46
Capitolo 2	
Accumulo di energia elettrica	
1. Introduzione	pag. 49
2. Batterie Elettrochimiche	pag. 50

2.1. Modello matematico per batterie elettrochimiche al piombo acido	pag. 58
3. Condensatori Elettrochimici	pag. 61
3.1. Cenni storici	pag. 62
3.2. Principi di funzionamento	pag. 64
3.3. Struttura interna di un condensatore elettrolitico	pag. 67
3.4. Modello matematico di un condensatore elettrochimico	pag. 70
3.5. Confronto dei condensatori elettrochimici con le batterie elettrochimiche	pag. 72
4. Sistemi di accumulo di idrogeno	pag. 73
4.1. Accumulo di idrogeno allo stato gassoso	pag. 75
4.2. Accumulo di idrogeno allo stato liquido	pag. 77
4.3. Idruri metallici	pag. 78
4.4. Idrocarburi	pag. 82
4.5. Carbonio	pag. 82
4.6. Sistemi di produzione di idrogeno per elettrolisi	pag. 83
5. Conclusioni	pag. 87

Capitolo 3

Struttura di un sistema di generazione distribuita da fonte di energia rinnovabile	
1. Introduzione	pag. 89
2. Configurazioni di impianto per un sistema di generazione distribuita da fonte di energia rinnovabile	pag. 90
3. Conclusioni	pag. 98

Capitolo 4

Direttive di dimensionamento per sistemi di generazione distribuita

1.	Introduzione	pag. 99
2.	Analisi della letteratura tecnica	pag. 100
3.	Dimensionamento di massima dei componenti dell'impianto	pag. 104
3.1.	Rendimento unitario per il sistema di accumulo	pag. 108
3.2.	Rendimento non unitario per il sistema di accumulo	pag. 110
4.	Applicazione numerica a un sistema con fonti di energia rinnovabile	pag. 115
5.	Conclusioni	pag. 117

Capitolo 5

Strategie di controllo per la gestione dei flussi di potenza

1.	Introduzione	pag. 119
2.	Strategia di controllo	pag. 121
2.1.	Algoritmo per il controllo della potenza in uscita dai condensatori elettrolitici	pag. 124
2.2.	Algoritmo per il controllo della potenza in uscita dalle celle a combustibile	pag. 129
3.	Risultati sperimentali	pag. 131
4.	Conclusioni	pag. 142

Riferimenti bibliografici	pag. 144
----------------------------------	----------

INTRODUZIONE

L'evoluzione tecnica e tecnologica, che si è avuta negli ultimi anni nel campo dell'elettronica di potenza, ha consentito lo sviluppo di sistemi di generazione distribuita, perché ha reso facile l'armonizzazione delle caratteristiche delle sorgenti di energia elettrica con quelle delle reti di distribuzione. Tali sistemi si avvalgono essenzialmente o di fonti rinnovabili di energia o di combustibili a basso impatto ambientale. Nel primo caso si tratta di sorgenti eoliche o solari, nel secondo di celle a combustibile. L'aleatorietà della potenza messa a disposizione dalle fonti rinnovabili di energia e le basse tensioni di uscita attualmente ottenibili dalle celle a combustibile fanno sì che in nessun caso si possano realizzare soluzioni tecnicamente valide che prevedano il collegamento diretto dei generatori di energia elettrica alle reti di utilizzazione. Per questo motivo si interpongono idonee apparecchiature di elettronica di potenza. Questa soluzione è, però, valida in pratica soltanto quando le differenti sorgenti di energia elettrica, precedentemente considerate, sono utilizzate per il dispacciamento di energia elettrica a reti di potenza prevalente. Quando, invece, le sorgenti di energia distribuita sono destinate ad operare in "isola" e, cioè, per alimentare utenze non interconnesse a reti di potenza prevalente, l'aleatorietà delle fonti primarie di energia, da un lato, e le peculiari caratteristiche di funzionamento delle celle a combustibile, dall'altro, impongono l'impiego di apparecchiature di stoccaggio di energia per realizzare adeguate riserve, il cui intervento è richiesto dalle particolari esigenze dei carichi isolati. Ci si trova, pertanto, in definitiva in presenza di sistemi "composti", costituiti da generatori di energia elettrica, da apparecchiature di elettronica di potenza e da insiemi di apparecchiature di accumulo. Tali sistemi realizzano i migliori rendimenti solo se sono gestiti in modo da rispettare al meglio le specifiche dei singoli componenti. L'evoluzione della

microelettronica consente di raggiungere in maniera tecnologicamente semplice gli obiettivi desiderati, perché si tratta, in definitiva, unicamente di costruire software di gestione che valorizzino le caratteristiche dei diversi componenti.

Dal punto di vista ingegneristico si richiede, dunque, la soluzione di un doppio ordine di problemi e, cioè, il dimensionamento dell'hardware e la progettazione del software. Il migliore risultato per entrambi si ottiene solo se sono note in dettaglio le caratteristiche dei diversi componenti dei sistemi di generazione distribuita e la loro compatibilità in termini di interconnessione. Il dimensionamento e la progettazione possono, pertanto, unicamente discendere da uno studio approfondito di queste ultime.

L'attività di ricerca svolta durante una fase del dottorato è stata rivolta all'analisi teorica e sperimentale delle caratteristiche operative dei dispositivi di generazione e di accumulo, che sembrano essere più adatti alla generazione distribuita. In particolare, per quanto concerne i dispositivi di generazione sono stati analizzati i pannelli fotovoltaici, le turbine eoliche e le celle a combustibile. Sono stati presi in considerazione, inoltre, sistemi di accumulo con batterie elettrochimiche, condensatori elettrochimici e sistemi con stoccaggio di idrogeno. Questa fase di analisi preliminare ha consentito di individuare i vincoli che devono essere imposti e le condizioni che conviene siano soddisfatte per una efficiente integrazione dei singoli componenti. È stato, quindi, definito un criterio deterministico per il dimensionamento di massima di un sistema di generazione distribuita, basato su semplici relazioni analitiche. Un ulteriore aspetto che è stato affrontato è la definizione di una adeguata strategia di controllo dei flussi di potenza in un sistema combinato costituito da celle a combustibile, batterie elettrochimiche e condensatori elettrochimici. Per soddisfare adeguatamente i vincoli fisici imposti dalle singole unità (basso stato di carica, sovratensioni, sovracorrenti) con un

predeterminato ordine di priorità si è delineato un algoritmo di controllo con una struttura di tipo gerarchizzato. Le considerazioni teoriche sono state validate sperimentalmente, implementando l'algoritmo su convertitori elettronici di potenza programmabili. I convertitori sono stati, quindi, inseriti in azionamenti elettrici di prova e sono state condotte campagne sperimentali per acquisire le grandezze fisiche più significative.

CAPITOLO 1

SISTEMI DI GENERAZIONE DA FONTE RINNOVABILE

1. Introduzione

La disponibilità di combustibili fossili ha avuto negli ultimi due secoli un ruolo cruciale per lo sviluppo della moderna civiltà. L'aumento dei consumi di energia primaria derivanti dalla crescita demografica e dalle attuali abitudini di vita, tuttavia, non sembra essere sostenibile con le limitate riserve fossili. Dalla crisi petrolifera dei primi anni '70 fino ad oggi la constatazione del progressivo esaurimento delle fonti energetiche tradizionali è divenuta, infatti, una consapevolezza unanimemente accettata. Gli studi e le ricerche per valorizzare le fonti energetiche rinnovabili hanno acquisito un rilievo sempre maggiore tra i provvedimenti e le strategie che le crescenti difficoltà di approvvigionamento hanno imposto ai paesi industrializzati. Le fonti di energia rinnovabile sembrano potere rappresentare, inoltre, una soluzione contro il preoccupante aumento dei livelli di inquinamento, perchè il loro esercizio comporta un basso impatto ambientale. Tuttavia, le tecnologie consolidate e le infrastrutture per l'estrazione e la distribuzione hanno consentito di mantenere relativamente bassi i costi dell'energia derivante da combustibili convenzionali. I maggiori costi di installazione e/o di esercizio della generazione da fonti di energia rinnovabile hanno in passato limitato la loro diffusione solo a pochi impianti, in prevalenza di carattere sperimentale. I progressi tecnici e tecnologici degli ultimi decenni e i benefici derivanti dalle economie di scala hanno contribuito in modo significativo ad accrescere l'efficienza di conversione e a ridurre

drasticamente i costi. Alcune tecnologie rinnovabili hanno, perciò, quasi raggiunto un livello di competitività commerciale. Le difficoltà connesse con l'esercizio degli impianti di generazione da fonte rinnovabile (irregolarità della generazione, controllo delle condizioni operative) hanno costituito un'ulteriore limitazione. L'elettronica di potenza e gli attuali sistemi di accumulo di energia elettrica possono contribuire a risolvere facilmente i problemi di gestione e controllo. Tali condizioni, insieme a politiche di incentivo, hanno indotto un ritmo di crescita della produzione da energia rinnovabile abbastanza rapido. Nelle prospettive future l'energia rinnovabile avrà un peso non trascurabile per soddisfare il fabbisogno energetico.

Tra le fonti di energia rinnovabile rientrano le sorgenti di energia primaria basate su processi naturali che ripristinano la loro disponibilità in modo continuo (energia solare o eolica) o in tempi brevi (biomasse con rinnovabilità di pochi anni). La specifica caratteristica di "rinnovabilità" implica che tali sorgenti di energia, diversamente dai combustibili fossili, sono potenzialmente inesauribili. Alle energie rinnovabili appartengono l'energia solare (solare termico, fotovoltaico), l'energia eolica, l'energia idraulica (maree, moto ondoso, idroelettrico tradizionale), l'energia geotermica.

L'energia fotovoltaica e l'energia eolica hanno assunto un ruolo primario nel contesto della generazione distribuita. Entrambe le sorgenti sono caratterizzate da una disponibilità diffusa e senza costi e da un sufficiente livello di competitività con la generazione elettrica tradizionale. Nel capitolo si descrivono le due forme di energia rinnovabile con riferimento agli aspetti tecnologici e costruttivi dei pannelli fotovoltaici e degli aerogeneratori; sono riportate inoltre alcune note storiche che ripercorrono i progressi tecnologici conseguiti finora ed una breve descrizione dei loro principi di funzionamento.

2. Energia Fotovoltaica

Le celle fotovoltaiche (*Photovoltaic cells*) sono dispositivi a semiconduttore che consentono la conversione diretta dell'energia elettromagnetica irradiata da una sorgente luminosa in energia elettrica. La generazione fotovoltaica, per le sue specifiche caratteristiche, è divenuta negli ultimi decenni una pratica e attraente alternativa per integrare o, in alcuni casi, sostituire la generazione di energia elettrica da combustibili fossili. Sebbene allo stato attuale l'energia fotovoltaica e le altre tecnologie per la conversione dell'energia solare (solare termico) non contribuiscono in modo significativo alla produzione di energia elettrica, esse sembrano potere avere ancora un enorme potenziale di crescita. Il contenuto energetico annuale delle radiazione solare che incide sulla superficie terrestre è di circa 1.5×10^{21} Wh, che è approssimativamente 15.000 volte maggiore dell'attuale fabbisogno mondiale di energia primaria. La densità di potenza relativamente bassa rispetto ai combustibili tradizionali, che contraddistingue l'energia solare, rappresenta un primo limite per una sua capillare diffusione. L'energia solare che è mediamente disponibile sulla superficie terrestre, per la conversione in calore o in energia elettrica, con sole allo Zenith ed in condizioni di cielo sereno è di circa 1 kW/m^2 . Assumendo un'efficienza di conversione del 10%, che è abbastanza tipica per un sistema fotovoltaico di tipo tradizionale, la densità di potenza si riduce a soli 100 W/m^2 . I sistemi di generazione fotovoltaica sono concepiti con una struttura modulare. Le celle fotovoltaiche sono le unità costituenti elementari. La tensione operativa per una singola cella al silicio è di circa 0,5–0,6 V, ed è troppo bassa per un utilizzo pratico nell'alimentazione di carichi elettrici. Insieme di più celle fotovoltaiche sono, perciò, connesse in serie per comporre moduli. Un modulo è costituito da celle fotovoltaiche e da componenti ausiliari (giunzioni per interconnessione, terminali, dispositivi di protezione) incorporati in una struttura piana e chiusa, di dimensioni tali da consentirne una facile

trasportabilità. I moduli sono connessi, in serie e/o in parallelo, in pannelli destinati all'alimentazione dei carichi in isola o alla connessione tramite inverter alla rete di distribuzione (fig. 1).

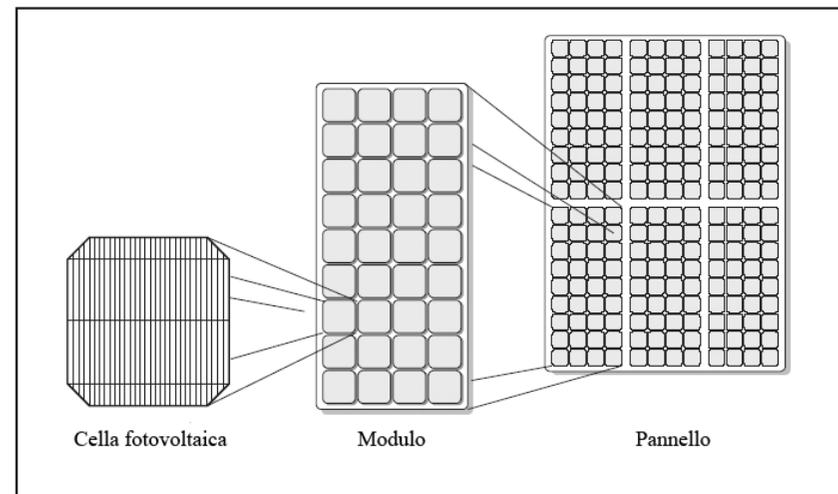


Fig.1– Interconnessione di celle fotovoltaiche in moduli e pannelli

I pannelli fotovoltaici necessitano di pochi interventi di manutenzione periodica (pulitura delle superfici) ed hanno una durata di vita media variabile tra i 20 e i 30 anni; i progressi conseguiti negli ultimi anni nelle tecnologie di fabbricazione (incremento dell'efficienza di conversione e diminuzione dei costi) hanno consentito di ridurre i tempi di ammortamento anche a pochi anni. Esistono, inoltre, programmi di incentivi economici a soggetti pubblici e privati per l'installazione di impianti fotovoltaici. I sistemi fotovoltaici presentano, dunque, molteplici vantaggi che possono essere riassunti in:

- affidabilità e sicurezza di funzionamento;
- costi di esercizio e manutenzione contenuti;
- impatto ambientale trascurabile durante la fase di esercizio;
- capacità di generazione in isola;

- modularità e pratica integrazione nelle strutture edilizie;
- versatilità;
- facilità di installazione e brevi tempi per la messa in esercizio;

Le celle fotovoltaiche possono essere realizzate con diversi materiali e con molteplici tecnologie costruttive. Il silicio monocristallino è il materiale più comune ed insieme la soluzione più efficiente¹ per i sistemi fotovoltaici. Il silicio policristallino è caratterizzato, invece, da un'efficienza leggermente più bassa ma anche da costi di produzione più contenuti. Il silicio amorfo nella forma di vernici o di film sottili (*thin film*) su un supporto di vetro o plastica è la soluzione più economica e meno efficiente.



Fig. 2–Esempi di tipologie di moduli fotovoltaici: moduli al silicio monocristallino, moduli al silicio policristallino e moduli a sottile strato.

¹ L'efficienza dei sistemi fotovoltaici è definita dal rapporto tra l'energia solare incidente disponibile e l'energia elettrica generata.

L'efficienza di conversione è di circa il 14–16% per le celle al silicio monocristallino, di circa il 12–14% per le celle al silicio policristallino e di circa il 7–11% per le celle con tecnologia a film sottile. Tecnologie costruttive alternative sono basate su combinazioni di altri elementi chimici come il cadmio, il rame, l'indio, il gallio il selenio ed il tellurio. I produttori hanno incrementato l'efficienza e hanno ridotto i costi di fabbricazione delle celle; tali condizioni hanno reso l'energia fotovoltaica più competitiva rispetto alla tradizionale generazione termoelettrica. Le applicazioni della generazione con sistemi fotovoltaici è prevalentemente limitata ad impianti operanti in isola in località remote dove la connessione alla rete di distribuzione non sarebbe economicamente conveniente.

2.1. Cenni storici

I primi studi sulla generazione fotovoltaica possono essere ricondotti al 1839, quando il fisico francese Edmond Becquerel pubblicò un articolo scientifico in cui si asseriva che una corrente elettrica poteva essere generata dalla radiazione luminosa incidente su un elettrodo metallico (argento rivestito di platino) immerso in una soluzione elettrolitica. Nel 1876, i primi prototipi di celle fotovoltaiche a stato solido furono costruiti a Cambridge da William Adams e Richard Day. Mentre conducevano ricerche sul fenomeno della fotoconduttività del selenio, i due ricercatori inglesi riscontrarono che poteva essere generata energia elettrica dalla radiazione luminosa incidente su un campione di selenio a contatto con due elettrodi di platino riscaldati. Nel 1883, Charles Edgar Fritts, un elettricista di New York, costruì una cella solare in selenio con efficienza di conversione del 1%. La cella consisteva in uno strato di selenio ricoperto da una sottile lamina semitrasparente in oro e da una lastra protettiva in vetro (fig. 3).

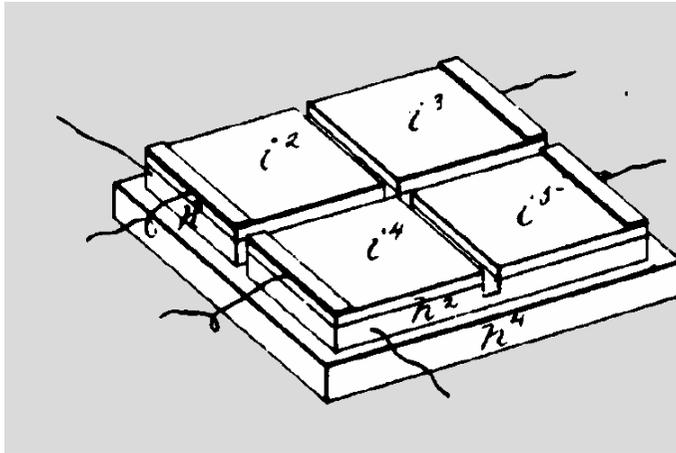


Fig.3 – Disegno tratto dalla richiesta di brevetto di Charles Edgar Fritts per una cella solare

Negli anni seguenti, i fenomeni connessi alla generazione fotovoltaica furono sperimentati anche in strutture laminari in rame-ossido di rame, solfuro di piombo e solfuro di tallio. Nelle celle primitive degli inizi del secolo scorso, la pellicola semitrasparente di metallo depositata sullo strato di materiale semiconduttore provvedeva sia a costituire la giunzione con asimmetria di elettroni, che è necessaria per la conversione di energia, sia all'accessibilità della giunzione per la luce incidente. La generazione fotovoltaica per tali strutture fu attribuita, da Goldman e Brodsky nel 1914, all'esistenza di una barriera di potenziale che si oppone alla circolazione di corrente. Durante gli anni '30, Walter Schottky e Neville Mott elaborarono la teoria della barriera di potenziale all'interfaccia tra metalli e semiconduttori (*barriera Schottky*) fornendo le basi teoriche per la comprensione dei fenomeni sperimentati. Nei primi anni '50 fu introdotto il metodo di Czochralski che consentiva la produzione su scala industriale di cristalli di silicio con un consistente grado di purezza. Nel 1953, il gruppo di ricerca composto da Chapin, Fuller e Pearson dei Bell Laboratories, realizzò una cella fotovoltaica al silicio con un'efficienza

di conversione del 6% (circa sei volte superiore all'efficienza dei precedenti prototipi). I Bell Laboratories proseguirono nel dimostrare l'utilizzo pratico delle celle fotovoltaiche per l'alimentazione di un amplificatore telefonico in una regione rurale. Negli anni seguenti, l'efficienza delle celle fu incrementata fino all'11% e si prospettarono loro possibili utilizzi in molteplici settori applicativi. Per i loro costi di produzione proibitivi, le celle non erano però competitive per la maggioranza delle applicazioni di potenza. Tra gli anni '50 e '60, il solo reale campo applicativo dei sistemi fotovoltaici fu il settore aerospaziale (satelliti orbitanti) dove le specifiche di affidabilità e di peso erano prioritarie. Le esperienze maturate nel contesto dei programmi aerospaziali contribuirono ad ulteriori progressi per incrementare l'efficienza e ridurre i costi. Dagli anni '70, le ricerche sull'energia fotovoltaica sono state connesse alle prospettive di riduzione del consumo di combustibili fossili sia per problematiche di impatto ambientale sia per la consapevolezza della loro limitata disponibilità. Negli anni della prima crisi petrolifera 1973-74 furono avviati programmi di ricerca e sviluppo sulle energie alternative in Europa, Giappone e Stati Uniti. Le ricerche furono incentrate anche sui sistemi di generazione fotovoltaica e si introdussero tecnologie innovative ancora orientate ad incrementarne l'efficienza e ad abbatterne i costi. Le innovazioni più significative furono inerenti alle ricerche sui materiali dei componenti. L'utilizzo di materiali alternativi come il silicio policristallino, il silicio amorfo ed i conduttori organici consentiva una riduzione significativa dei costi di produzione. I progressi conseguiti non produssero un sostanziale incremento della diffusione commerciale delle celle fotovoltaiche. Tuttavia, le moderne conoscenze teoriche ed applicative dei fenomeni fotovoltaici derivano in prevalenza dalle ricerche condotte in tale periodo. Durante gli anni '90, la crescente consapevolezza della necessità di assicurarsi sorgenti di energia elettrica alternative ai combustibili fossili accentuò l'interesse della ricerca

scientifico per i sistemi fotovoltaici. La tendenza coincide con i processi di liberalizzazione del mercato dell'energia e con i programmi per promuovere la generazione distribuita. Durante questo periodo, il settore fotovoltaico ha cominciato a beneficiare dei vantaggi connessi ad un'economia di scala. Alla fine degli anni '90 la produzione di sistemi fotovoltaici è cresciuta con un tasso di circa il 15–25% con riduzione dei costi unitari. L'energia fotovoltaica è divenuta competitiva nelle applicazioni di potenza media o bassa dove l'alimentazione elettrica convenzionale con connessione alla rete di distribuzione è poco economica (telecomunicazioni, elettrificazione rurale). L'efficienza di conversione raggiunta nei laboratori di ricerca per celle al silicio è di circa il 24%; l'efficienza dei moduli fotovoltaici disponibili sul mercato raggiunge, invece, circa il 16%. Finora si è riscontrato che le prestazioni raggiunte sui prototipi in laboratorio sono disponibili per i prodotti commerciali dopo circa un decennio. Sulla base della passata esperienza, si prevede che nei prossimi anni saranno disponibili in commercio moduli con un'efficienza di conversione fino al 20% (fig. 4).

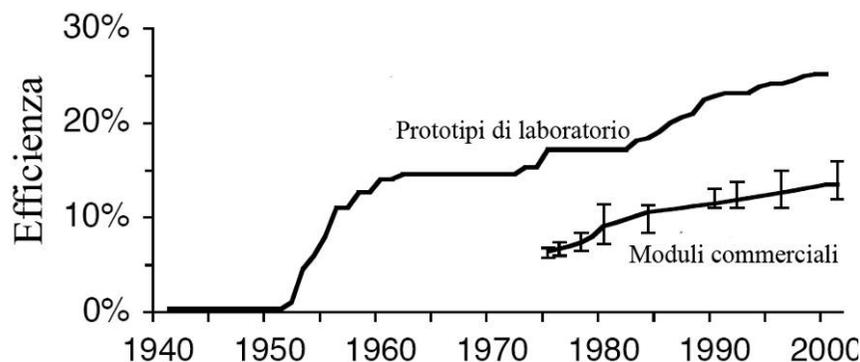


Fig. 4 – Evoluzione dell'efficienza delle celle fotovoltaiche negli ultimi decenni

2.2. Struttura interna di una cella fotovoltaica

Una cella fotovoltaica al silicio è costituita essenzialmente da due strati sovrapposti di materiale semiconduttore con diverso drogaggio; l'interfaccia tra le due regioni del semiconduttore con prevalenza di portatori di carica opposta costituisce una giunzione (giunzione pn); la regione p e la regione n sono drogate per diffusione nella struttura reticolare del cristallo di silicio rispettivamente di boro e di fosforo (fosforo con una concentrazione significativamente maggiore del boro). La giunzione pn costituisce il fotodiode che è alla base del meccanismo di conversione energetica. Alcuni semiconduttori come il silicio, l'arseniuro di gallio, il diseleniuro di rame indio o il telluriuro di cadmio sono abbastanza adatti per la conversione fotovoltaica della radiazione solare. In fig. 5 è schematizzata la struttura interna di una tradizionale cella fotovoltaica al silicio monocristallino.

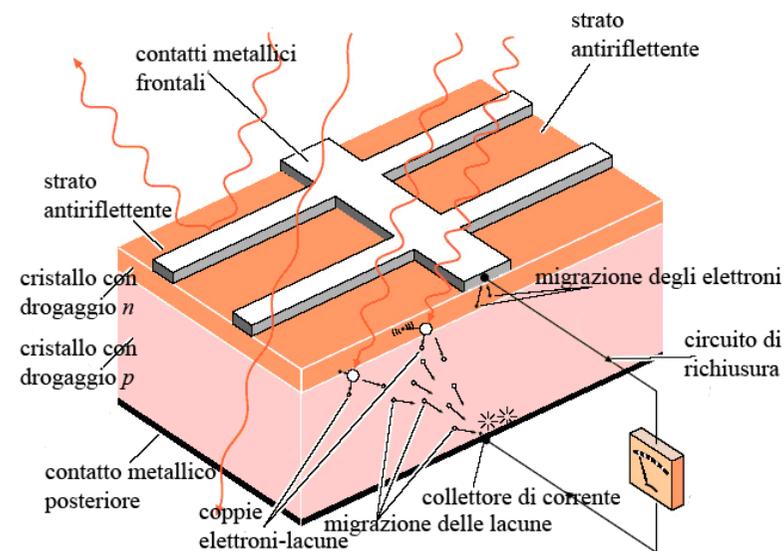


Fig. 5 – Struttura interna di una cella fotovoltaica

La radiazione luminosa è assorbita nelle regioni del semiconduttore adiacenti alla giunzione pn ed origina le coppie di portatori elettroni–lacune. La regione di tipo n , che è sulla parte della cella esposta alla radiazione, è a contatto con una pellicola trasparente di ossido conduttore o da una griglia metallica specificamente progettata per oscurare solo una frazione modesta della superficie. Lo strato conduttore o la griglia metallica costituiscono l'elettrodo positivo. Sulla superficie della cella è depositata una pellicola di materiale antiriflettente per minimizzare le perdite di radiazione per riflessione. Una copertura con una lastra di vetro conferisce stabilità strutturale e protegge la superficie della cella dagli agenti atmosferici. La regione di tipo p è localizzata nella parte posteriore della cella ed è a contatto con uno strato metallico che ricopre l'intera superficie e che costituisce l'elettrodo negativo. Esistono anche celle fotovoltaiche con più giunzioni sovrapposte con struttura interna leggermente più complessa.

2.3 Principio di funzionamento di una cella fotovoltaica

Il principio di funzionamento di una cella fotovoltaica può essere facilmente compreso con riferimento alla rappresentazione del semiconduttore con un modello a bande di energia. Più specificamente, è sufficiente considerare le due bande più esterne identificate come banda di valenza e banda di conduzione. Nella banda di valenza gli elettroni sono legati ai singoli atomi del reticolo cristallino e non contribuiscono alla conduzione; nella banda di conduzione gli elettroni sono svincolati e possono partecipare alla circolazione di corrente. Tra le due bande vi è una regione costituita da livelli energetici non disponibili indicata come banda proibita. Nella regione di semiconduttore adiacente alla giunzione tra le due regioni n e p , si costituisce una barriera di potenziale dovuta ad un fenomeno di diffusione delle cariche e si stabilisce un campo elettrico. Se la cella è esposta alla luce solare, la frazione della radiazione

incidente costituita da fotoni con contenuto energetico superiore all'ampiezza della banda proibita per il materiale semiconduttore ($1,1 \text{ eV}$ per il silicio), promuove alcuni elettroni dalla banda di valenza alla banda di conduzione e crea le coppie di portatori elettroni–lacune. Un fotone con un contenuto energetico minore della ampiezza della banda proibita attraversa la sezione trasversale della cella senza partecipare alla conversione di energia. Per le celle al silicio circa il 44% della radiazione solare può essere potenzialmente convertita in energia elettrica. I portatori di carica migrano nel reticolo cristallino con una velocità che è condizionata da una specifica proprietà del materiale che è la mobilità (*mobility*). In assenza di un campo elettrico applicato, gli elettroni si ricombinano con le lacune e ripristinano la loro condizione di riposo percorrendo mediamente una distanza denominata lunghezza di diffusione. Se il fotone è assorbito nelle vicinanze della giunzione, i portatori di carica generati possono diffondere nella regione di svuotamento ed essere separati dal campo elettrico. Per influsso del campo elettrico di polarizzazione (*reverse electric field*) nelle adiacenze della giunzione, gli elettroni tendono a migrare verso la regione n mentre le lacune tendono a migrare verso la regione p . Gli elettroni che attraversano la barriera di potenziale permangono nella regione di tipo n poiché è abbastanza improbabile che abbiano un'energia sufficiente a riattraversare la barriera di potenziale e raggiungere la regione p . Poiché nella regione n esistono poche lacune, la probabilità di ricombinazione è trascurabile. Una situazione analoga si riscontra quando la coppia di portatori elettrone–lacuna è creata dalla radiazione luminosa nella regione n . In tale caso, se una lacuna diffonde nella regione di giunzione, essa è accelerata fino alla regione p dove permane senza potersi ricombinare con elettroni. Con il procedere della separazione delle cariche, se non sono realizzate delle connessioni esterne, si stabilisce una differenza di potenziale sulla regione di svuotamento. La giunzione $p-n$ è

polarizzata e circola una corrente di ricombinazione analogamente a quanto accade in un diodo. A regime stazionario, tale corrente di ricombinazione equilibra la corrente indotta dalla radiazione incidente e si stabilisce una condizione stazionaria con tensione uguale alla tensione a vuoto V_{OC} . Quando è connesso un carico elettrico, gli elettroni generati dalla radiazione luminosa circolano dalla regione n alla regione p attraverso il carico e si ricombinano quindi con le lacune fornendo potenza all'esterno. La tensione della cella si riduce rispetto alla tensione a circuito aperto.

2.4. Modello matematico di una cella fotovoltaica

In una cella fotovoltaica avvengono complessi fenomeni di conduzione. Nella letteratura tecnica sono stati suggeriti diversi schemi circuitali a parametri concentrati per simulare il comportamento di una cella fotovoltaica. Tali schemi si differenziano per la loro topologia e per il numero di componenti che li costituiscono. In condizioni di non illuminazione, il comportamento della cella è determinato dalla giunzione e può essere assimilato a quello di un comune diodo. La corrente ideale della giunzione pn I , coerentemente con il modello del diodo, è esprimibile come:

$$I = I_0 \left(e^{q \left(\frac{V - IR_s}{nk_B T} \right)} - 1 \right)$$

dove, I_0 è la corrente inversa di saturazione, q è il valore assoluto della carica di un elettrone, V è la tensione applicata, R_s è la resistenza serie, n ($1 < n < 2$) è il fattore di idealità del diodo, T è la temperatura della cella e k_B è la costante di Boltzmann. La corrente di saturazione inversa ed il fattore di idealità sono correlati ai processi che hanno luogo alla giunzione pn . La resistenza serie R_s rappresenta i fenomeni dissipativi dovuti alla resistenza ohmica del materiale semiconduttore e dell'interfaccia tra gli elettrodi ed il semiconduttore.

In condizioni di cella illuminata, la corrente generata, I , è calcolabile come:

$$I = I_{PH} - I_0 \left(e^{q \left(\frac{V - IR_s}{nk_B T} \right)} - 1 \right) = I_{PH} - I_D$$

dove I_{PH} è la corrente indotta dalla radiazione luminosa. Per una cella in condizioni ideali, I_0 e n sono indipendenti dalla intensità della radiazione. Inoltre, la direzione della corrente è opposta a quella della corrente di saturazione. Le coppie di portatori elettroni-lacune che sono create dalla radiazione solare incidente sulla cella sono rappresentate dal generatore di corrente. La corrente I_{PH} può essere interpretata come la corrente in uscita dalla cella in condizioni ideali e senza perdite. Tale corrente dipende dall'intensità e dallo spettro della radiazione incidente e dalla temperatura operativa della cella (per pannelli fotovoltaici che incorporano più celle, essa varia anche proporzionalmente alla superficie esposta).

Il circuito equivalente che è comunemente adottato per rappresentare il comportamento statico di una cella fotovoltaica è riportato in fig. 6.

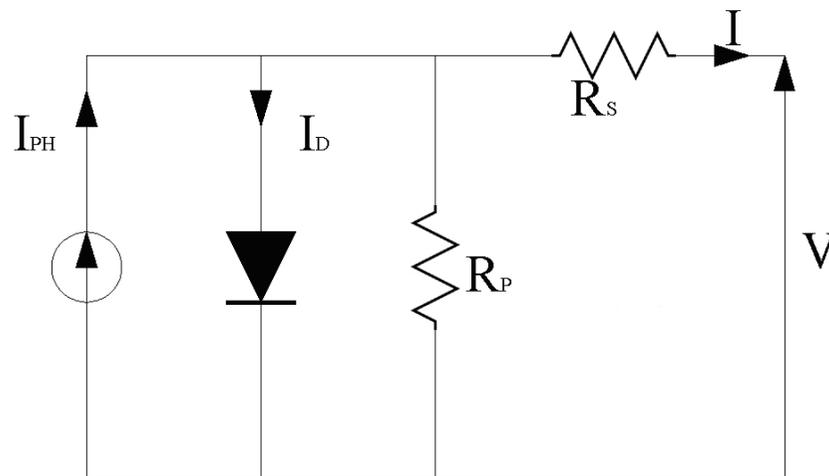


Fig. 6 – Circuito elettrico equivalente per una cella fotovoltaica

Il diodo rappresenta il comportamento della giunzione pn che costituisce la cella. In condizioni ideali, la resistenza in parallelo al diodo, R_p , assume un valore infinito. Un valore finito per la resistenza R_p è attribuibile a perdite in percorsi di conduzione all'interno della cella o sulla superficie esterna dovuti ad irregolarità nel reticolo cristallino o ad impurità metalliche che provocano un parziale cortocircuito della giunzione. Per la presenza delle due resistenze R_S e R_p la caratteristica voltamperometrica della cella è esprimibile come:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{V+R_S I}{n k_B T / q}} - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_{SH}}$$

Il circuito equivalente in fig 6, sebbene sia basato sulla struttura della singola cella, è comunemente adattato nella letteratura tecnica per rappresentare l'intero sistema di generazione fotovoltaica, costituito da più celle in serie e/o in parallelo, con un sufficiente livello di approssimazione.

2.5. Caratteristiche elettriche di un sistema fotovoltaico

Il funzionamento di una cella fotovoltaico illuminata da una radiazione solare incidente può essere descritta dalla sua caratteristica voltamperometrica ($V-I$). Tale funzione rappresenta la relazione tra la corrente di uscita e la tensione per una cella fotovoltaica, quando il carico varia dalle condizioni di cortocircuito (massima corrente) alle condizioni a vuoto (massima tensione). Un esempio di caratteristica voltamperometrica per una tradizionale cella fotovoltaica al silicio è riportata in fig. 7. La tensione a vuoto, V_{OC} , è la tensione massima che può aversi su una cella fotovoltaica e si raggiunge quando non circola corrente di uscita. Per le celle al silicio, tale tensione è uguale a circa 0,5– 0,6 V, ma esistono materiali semiconduttori che possono fornire una tensione di quasi 1 V. La corrente di cortocircuito, I_{SC} , è la massima corrente di uscita dalla cella.

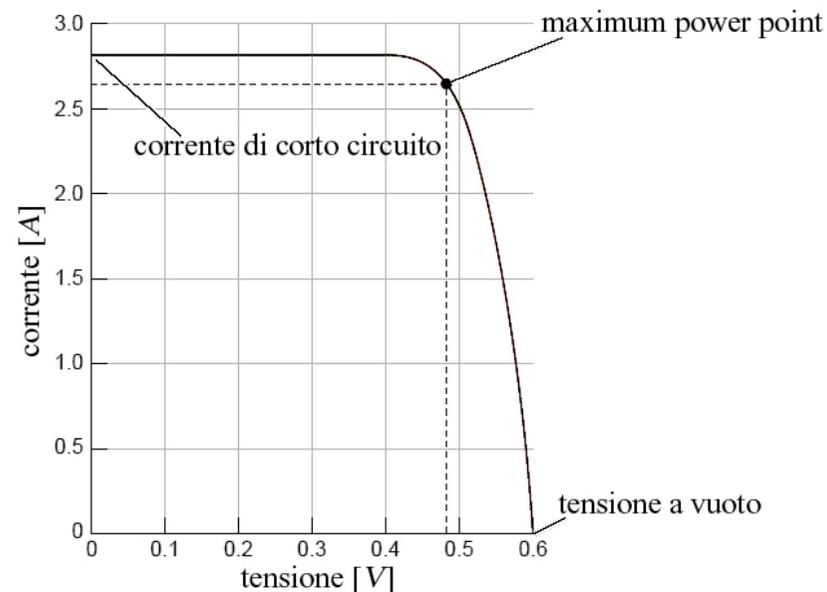


Fig. 7– Caratteristica voltamperometrica ($V-I$) per una cella tradizionale al silicio in condizioni standard

La caratteristica voltamperometrica di una cella fotovoltaico dipende sostanzialmente da tre grandezze fondamentali:

- l'intensità della radiazione solare incidente;
- la temperatura operativa del dispositivo;
- l'area della superficie di cella.

L'intensità della radiazione incidente non altera significativamente la tensione V_{OC} che dipende prevalentemente dal materiale che compone la cella. L'intensità della corrente di cortocircuito I_{SC} dipende in modo praticamente proporzionale con l'intensità della radiazione luminosa. Un incremento della temperatura della cella provoca una riduzione della tensione a vuoto di circa $-2 \text{ mV}/^\circ\text{C}$. La temperatura ha, invece, un'influenza che è praticamente trascurabile sulla corrente I_{SC} ($0.1\% \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$). La superficie della cella è proporzionale alla

corrente di uscita disponibile ma non influisce sulla tensione a vuoto V_{OC} . L'attitudine di un sistema di generazione fotovoltaico a convertire l'energia della radiazione incidente in energia elettrica dipende dall'intensità e dalla composizione spettrale della radiazione incidente e dalla temperatura della cella. L'efficienza media per la cella η_{PV} è il rapporto tra la potenza elettrica generata dal dispositivo fotovoltaico e la potenza irradiata incidente sulla sua superficie. Per celle al silicio di tipo commerciale tale efficienza varia tra il 12% ed il 16%. Essa dipende dalle condizioni atmosferiche, dalla posizione della cella e dalle specifiche proprietà del materiale come l'ampiezza della sua banda proibita (*band gap energy*) e dalla distribuzione spettrale della radiazione incidente. Le caratteristiche prestazionali delle celle sono convenzionalmente riferite e misurate in condizioni standard (STC) che definiscono i parametri ambientali e la temperatura operativa della cella (Tab.1). Essenzialmente le STC impongono che la temperatura della cella debba essere di 25 °C e che la radiazione incidente debba avere una densità di potenza di 1 kWm^{-2} con una distribuzione spettrale di tipo AM 1.5 (*Air Mass*) (fig. 8).

pressione ambiente	760 mm Hg
contenuto d'acqua precipitabile	20 mm Hg
concentrazione di pulviscolo	300 particelle/cm ³
pressione parziale di ozono	2.8 mm Hg
temperatura della cella	25°
intensità della radiazione solare	1 kW/m ²
distribuzione spettrale della radiazione	AM 1,5

Tab.1 – Condizioni Standard per le celle fotovoltaiche

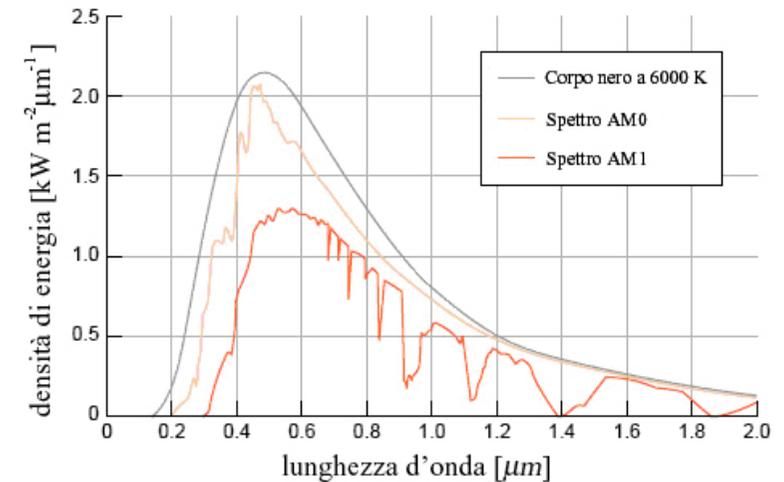


Fig.8 – Distribuzione spettrale per radiazione di tipo AM 1.5

Le condizioni operative ottimali per una cella per specifiche condizioni ambientali sono rappresentate dal *maximum power point* (MPP). L' MPP è il punto sulla caratteristica voltamperometrica della cella dove è massima la potenza di uscita.

Alcuni sistemi di generazione fotovoltaica incorporano uno specifico dispositivo elettronico per il *maximum power point tracking* (MPPT). Tale dispositivo varia in modo automatico il punto di lavoro della cella (corrente e tensione di uscita) così che essa possa operare intorno al MPP e possa trasferire la massima potenza al carico.

Un altro parametro fondamentale per caratterizzare la qualità delle prestazioni di una cella è il fattore di forma (*Fill Factor*) (ff). Il fattore di forma ff è definito come il rapporto tra la potenza massima della cella fotovoltaica P_{MAX} con il prodotto tra le tensione a vuoto e la corrente di cortocircuito:

$$ff = \frac{V_m I_m}{V_{OC} I_{SC}}$$

Un valore di ff abbastanza prossimo all'unità è indice di basse perdite interne e di un'elevata efficienza di conversione. Per celle al silicio cristallino di tipo commerciale il valore di ff è compreso tra 0,6 e 0,8.

2.6. Sommario delle tecnologie fotovoltaiche

I pannelli fotovoltaici che sono oggi disponibili in commercio possono essere raggruppati in due classi : le celle a base di cristalli di silicio o le celle a film sottile. Le due tecnologie si differenziano sia per le loro caratteristiche prestazionali (efficienza nell'assorbimento della radiazione luminosa, efficienza di conversione) sia per le tecniche ed i costi di produzione. Nelle tecnologie al silicio cristallino, le singole celle fotovoltaiche sono ricavate da cristalli di silicio o da lingotti di silicio cristallino. Nelle tecnologie a film sottile, il materiale con proprietà fotovoltaiche, nella forma di vernice o sottile pellicola, è depositato su un supporto di vetro o di metallo che conferisce le proprietà meccaniche e strutturali alla cella.

Il silicio è indubbiamente il materiale più comune per la fabbricazione di celle fotovoltaiche ed i moduli al silicio cristallino sono la tipologia prevalente sul mercato. Tali moduli comprendono i moduli al silicio monocristallino ed i moduli al silicio policristallino che hanno, rispettivamente, una quota del 35% e del 48% sul mercato mondiale di sistemi fotovoltaici. Tali tecnologie sono caratterizzate da un basso coefficiente di assorbimento e dall'ampiezza della banda proibita di 1 eV. Il silicio cristallino è trafilato o stampato dal silicio fuso e tagliato in strati della dimensione delle celle. Le tradizionali celle al silicio monocristallino hanno uno spessore di circa 0.3–0.4 mm. La principale tecnica di produzione di singoli cristalli di silicio è basata sul metodo di Czochralski. Silicio policristallino con elevato grado di purezza è fuso in un crogiolo di quarzo. Un germe di silicio monocristallino è immerso nella massa fusa di silicio. Se il germe è estratto dal crogiolo con sufficiente lentezza, si produce

un singolo cristallo di silicio delle dimensioni di un lingotto (*ingots*). I cristalli sono tagliati in sottili strati (*wafers*). Tali strati sono levigati, drogati, rivestiti di una pellicola protettiva e infine interconnessi ed assemblati in moduli e pannelli. Il silicio monocristallino è caratterizzato da una struttura molecolare uniforme. La maggiore uniformità ed omogeneità rispetto al silicio policristallino si traduce in una maggiore efficienza di conversione. L'efficienza di conversione per moduli commerciali al silicio monocristallino varia tra il 14–20%. I moduli al silicio monocristallino garantiscono una soddisfacente affidabilità per l'utilizzo all'aperto. Circa la metà dei costi di produzione deriva dal processo di taglio (*wafering*), che è un costoso e lungo processo di lavorazione in cui i singoli cristalli sono tagliati in sottili strati di spessore fino a 200 μm . Per le stringenti specifiche sullo spessore, per una cella fotovoltaica è necessario un consistente quantitativo di silicio grezzo perché più della metà del materiale è perduto come scarto di lavorazione nel processo di taglio. La produzione di celle al silicio policristallino è più economica. In tale processo, il silicio liquido è colato in stampi in cui solidifica ed è poi tagliato in sottili fette. Durante la fase di solidificazione del materiale, si creano strutture cristalline di varia dimensione ai cui bordi emergono difetti nella struttura reticolare. Nel silicio policristallino sono necessarie maggiori dimensioni per i cristalli per ridurre l'influenza negativa dei bordi. I bordi dei cristalli di dimensioni minori limitano o impediscono la mobilità degli elettroni e ne favoriscono la ricombinazione con le lacune. I difetti nel reticolo cristallino comportano una minore efficienza nella conversione energetica. L'efficienza di conversione per un modulo in silicio policristallino commerciale varia tra il 10 ed il 14%. Un approccio alternativo più avanzato è rappresentato dal metodo del "*ribbon growth*" in cui il silicio cristallino si accresce nella forma di nastri o fogli, dello spessore utile per la realizzazione delle celle. Poiché il processo di taglio non è più necessario, i costi di

produzione sono minori. Il silicio policristallino presenta una maggiore resistenza alle sollecitazioni meccaniche e può essere tagliato con spessori ridotti a circa un terzo rispetto al silicio monocristallino. Inoltre, i costi per la produzione dei wafer sono leggermente più bassi e le specifiche per la crescita dei cristalli meno restrittive.

Data	Area [cm ²]	V _{oc} [V]	J _{sc} [mA/cm ²]	FF %	Efficienza %	Organizzazione
Silicio mono						
5/96	22,1	702	41,6	80,3	23,4	UNSW
9/94	4	709	40,9	82,7	24	UNSW
4/93	45,7	694	39,4	78,1	21,6	UNSW
10/85	4,02	634	36,3	81,6	18,8	Spire
9/85	1,01	665	36,8	83,6	20,5	UNSW
5/85	1,02	600	31,6	80,7	15,4	Westinghouse
Silicio poli						
10/95	1	636	36,5	80,4	18,6	Georgia
3/93	100	610	36,4	77,7	17,2	Sharp

Tab.2 – Migliori efficienze riportate nel tempo per differenti celle solari al silicio

Lo spessore della cella è condizionato dal coefficiente di assorbimento del materiale e, quindi, le celle in silicio cristallino devono essere relativamente spesse per compensare il basso assorbimento. Altri materiali semiconduttori sono caratterizzati da una capacità di assorbimento maggiore rispetto al silicio che consente di ridurre lo spessore delle celle senza comprometterne l'efficienza.

Un'ulteriore tipologia di celle fotovoltaiche è costituita dalle celle in silicio amorfo (α -Si) o celle a film sottile. In tali celle, una pellicola di silicio è depositata su un materiale di supporto come vetro, metallo o plastica. Lo spessore dello strato di silicio può essere anche minore di 1 μ m. La quantità di silicio può ridursi di un fattore fino a 300 con conseguenti minori costi. La

possibilità di una consistente riduzione dello spessore dello strato di silicio è dovuta essenzialmente ad un coefficiente di assorbimento della radiazione solare per il silicio amorfo (α -Si) che è circa 40 volte superiore di quello relativo al silicio monocristallino; un sottile strato di α -Si assorbe l'intera radiazione luminosa incidente. Le tecniche di deposizione (α -Si spruzzato sulla superficie di supporto) sono abbastanza economiche poiché richiedono minori tempi di lavorazione e minore dissipazione di energia rispetto alla crescita dei cristalli di silicio. Le celle in silicio amorfo sono prodotte con materiale di scarsa qualità e sono caratterizzate da una bassa efficienza di conversione che varia tra il 5– 9% per le applicazioni commerciali. Inoltre, l'efficienza dei moduli in α -Si, dopo pochi mesi di esposizione alla radiazione solare, si degrada e diminuisce fino al 4%. Nonostante i costruttori abbiano profuso consistenti risorse per accrescere l'efficienza delle celle in α -Si e per ridurre il degrado, tali problematiche tecniche non sono state ancora risolte. Tuttavia, l'efficienza di conversione non è cruciale per le applicazioni destinate a prodotti di consumo. Le celle α -Si sono utilizzate in apparecchi elettronici (orologi, calcolatori tascabili) o per le facciate degli edifici. Tali celle sono state, inoltre, combinate con supporti flessibili per ampliarne i campi di applicazione.

Il diseleniuro di rame indio (*Copper Indium Diselenide*) (CIS) ed il telluriuro di cadmio (*Cadmium Telluride*) (CdTe) costituiscono due ulteriori tecnologie per i film sottili che si ritiene possano avere nel prossimo futuro una competitività commerciale. La tecnologia CdTe è stata limitata dalle problematiche ambientali connesse alla tossicità del cadmio anche se esistono tecniche per il recupero dei materiali dai moduli usati. Sebbene le percentuali di cadmio nella composizione del CdTe siano davvero modeste, i processi di fabbricazione richiedono specifiche precauzioni. Alcuni esperti del settore ritengono che il CdTe sia il materiale potenzialmente più adatto per una produzione su larga

scala a costi contenuti con processi di evaporazione, spruzzo, o stampa (*screen printing*). L'efficienza di conversione per un modulo commerciale di CdTe è di circa il 7% e quindi abbastanza vicina all'efficienza del silicio amorfo.

Il CIS è un semiconduttore policristallino composto di rame, indio e selenio. Su tale materiale si focalizzano la maggioranza delle ricerche industriali sulle tecnologie a film sottile e si ritiene che possa divenire una tecnologia competitiva nelle prospettive future. Per il CIS è stata sperimentata un'efficienza fino al 19,2% e non si riscontra il caratteristico degrado del α -Si con l'esposizione all'aperto.

Data	Area [cm ²]	V _{oc} [V]	J _{sc} [mA/cm ²]	FF %	Efficienza %	Organizzazione
Si sottile						
2/97	1,02				16,6	Astropower
8/95	4,04	699	37,3	81,1	21,1	UNSW
α-Si Singola						
1/94	11634				4,4	APS
4/92	1	887	19,40	74,1	12,7	Sanyo
1/91	1	872	16,54	71,2	10,3	APS
10/90	1,06	864	16,66	71,7	10,3	Chronar
9/89	0,99	886	17,46	70,4	10,9	Glasstech
4/87	1,08	879	18,80	70,1	11,5	Solarex
CIS						
7/97	0,38	6,70			17,6	IPE Stoccarda
4/96	90	9,33	0,181	73,7	13,9	IPE Stoccarda
3/96	0,41	674	34	77,3	17,7	NREL
10/94	202	11,50	0,637	64,0	9	EPV

Tab.3 – Migliori efficienze riportate nel tempo per differenti celle solari a film sottile

Il CIS è tra i semiconduttori con più elevata capacità di assorbire la radiazione solare (uno strato di soli 0.5 μ m assorbe circa il 90% dello spettro solare incidente). Nonostante la sua buona efficienza, il CIS è un materiale dalla

complessa struttura e la sua produzione su scala industriale è abbastanza difficoltosa. Inoltre, il processo di produzione richiede specifici accorgimenti per la presenza di seleniuro di idrogeno che è un gas tossico. L'aggiunta di gallio (Ga) allo strato assorbente delle celle in CIS ne incrementa la tensione a vuoto. Il diseleniuro di rame indio-gallio (*Copper Indium-Gallium Diselenide*) (CIGS) presenta un'efficienza media superiore al 10% (fino al 12.7% per moduli di 30×30 cm²). Un'ulteriore tipologia di celle a film sottile è basata su composti organici a base di rutenio ricoperti da particelle di diossido di titanio ed immerse in un elettrolita.

3. Energia eolica

Le turbine eoliche producono energia elettrica utilizzando la naturale potenza del vento per muovere un generatore elettrico. Il vento ha un considerevole potenziale come fonte di energia rinnovabile perchè è largamente disponibile, anche se con densità di energia relativamente bassa, e perchè durante la generazione non sono emesse sostanze inquinanti. Le moderne turbine eoliche sono la naturale evoluzione dei tradizionali mulini a vento; la configurazione più adottata è costituita da un rotore tripala che ruota su un asse orizzontale alla sommità di una torre di acciaio. L'energia eolica è la tecnologia per la generazione di energia con i ritmi di crescita più sostenuti e ha quasi raggiunto un livello di competitività commerciale con la generazione da combustibili fossili. Nell'ultimo decennio la potenza installata degli impianti di generazione eolica è cresciuta con un tasso annuo di circa il 30% dai 2,5 GW del 1992 a poco meno di 40 GW nel 2003.

La crescita esponenziale del settore eolico ha creato un mercato di oltre 2 miliardi di € nel 1998, con previsioni di crescita decuplicate per il prossimo decennio. I più sostenuti ritmi di crescita sono stati riscontrati in Europa dove sono state impiantate nel 2003 circa il 67% delle installazioni di aerogeneratori

nel mondo. La Germania è il paese che detiene il primato della maggiore capacità eolica installata con circa 15 *GW*. Il World Energy Council ha stimato una prospettiva di potenza installata nel mondo di 474 *GW* per il 2020.

3.1 Cenni storici

L'energia eolica è stata per millenni una fonte di energia primaria per il trasporto di merci, la macina del grano o il pompaggio di acqua. Il primo campo di applicazione è stata la propulsione di imbarcazioni sul Nilo già intorno al 5000 a.c. Le turbine eoliche sono indubbiamente un'applicazione relativamente più moderna. I primi esemplari di mulini a vento erano macchine ad asse verticale con vele montate in senso radiale; queste macchine primitive erano utilizzate in modo intensivo per irrigare i campi o per macinare il grano in Persia già intorno al VII secolo. Si ritiene che i mulini a vento siano stati introdotti in Europa intorno all'XI secolo dai Crociati per la macina del grano o per il pompaggio di acqua. Il più antico mulino di cui si ha traccia in Inghilterra risale al 1191. Il primo mulino per la macina del grano fu edificato in Olanda nel 1439. La costruzione classica era costituita da una base di fondazione e da una parte superiore girevole che supportava il rotore. La torre era costruita, in genere, in mattoni con forma cilindrica o alle volte in legno o con sezione poligonale. L'orientamento del rotore avveniva con una rotazione manuale intorno ad una colonna centrale e doveva essere ripetuto non appena il vento cambiava direzione. La protezione dai regimi di vento intensi era conseguita ruotando manualmente l'asse della turbina fuori dalla direzione del vento o rimuovendo i teli che ricoprivano lo scheletro delle pale rotoriche. Nel 1745, fu introdotto un primo sistema di orientamento automatico del rotore con un meccanismo simile ad una banderuola.

La concezione moderna dei mulini a vento si impose con la rivoluzione industriale. E' stato stimato che negli Stati Uniti tra il 1880 ed il 1930 siano

state costruite da più produttori circa 6,5 milioni di unità. La diffusione dei sistemi eolici era correlata alla colonizzazione del territorio Americano per il pompaggio dell'acqua necessaria per irrigare i campi ed abbeverare il bestiame. Per la specifica funzione di pompa fu ideata la turbina multipala caratterizzata da una discreta efficienza e da un'alta coppia di spunto. Con l'industrializzazione si ebbe poi un graduale declino dell'utilizzo di mulini a vento e lo sviluppo di sistemi eolici per la generazione di energia elettrica. Nell'inverno del 1887 Brush costruì quella che è oggi ritenuta la prima turbina eolica per la generazione di energia elettrica operante in modo automatico. La turbina di Brush aveva un diametro rotorico di 17 *m* e 144 pale rotoriche in legno di cedro. (fig. 9).

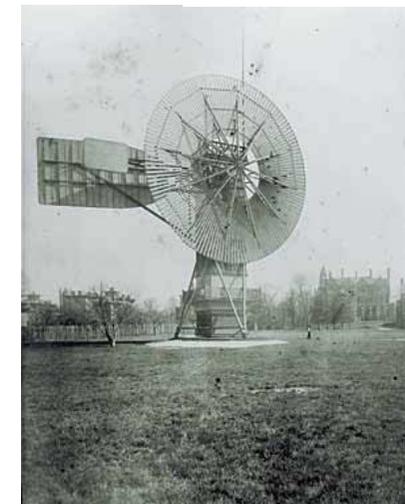


Fig. 9 – Turbina eolica di Brush

La turbina fu operativa per circa 20 anni per ricaricare un sistema di batterie elettrochimiche. Nonostante le dimensioni della turbina, il generatore elettrico aveva una potenza di solo 12 *kW*. La potenza limitata è dovuta alla bassa efficienza media delle turbine multipala (*American wind rose*) a lenta rotazione. Il danese Poul la Cour dimostrò che le turbine con poche pale

rotoriche, ma rotanti con maggiore velocità angolare, sono più efficienti per la generazione di energia elettrica delle turbine a lenta rotazione. La Danimarca fu la prima nazione ad utilizzare le risorse eoliche per la generazione di energia elettrica. I danesi installarono una turbina di 23 m nel 1890. Nel 1910, alcune centinaia di unità con capacità di generazione comprese tra i 5 ed i 25 kW erano operative in Danimarca.

Nei tardi anni '30 gli USA avviarono un progetto di ricerca per la costruzione di turbine con potenze dell'ordine dei MW adottando moderne tecnologie elettromeccaniche ed aeronautiche. Un primo tentativo per la generazione su larga scala commerciale di energia elettrica dal vento, fu la costruzione a Grandpa's Knob (Vermont, USA), nel 1939, della turbina Smith Putnam da 1,25 MW. La turbina Smith Putnam, con una torre di 34 m di altezza ed un rotore del diametro di 53 m, era la più grande turbina mai costruita e mantenne la sua posizione di primato per oltre un quarantennio.



Fig. 10 – turbine eolica Smith Putnam

Il rotore aveva una sezione con una lunghezza di corda² di 3,45 m. Ognuna delle due pale era realizzata con un'ossatura di acciaio inossidabile ricoperta da pannelli ancora in acciaio inossidabile ed aveva un peso di circa 7300 kg. L'angolo di inclinazione delle pale (*blade pitch*) era regolabile per mantenere una velocità di rotazione del rotore di 28,7 giri al minuto. Tale velocità di rotazione era mantenuta finché la velocità del vento era minore di 32 m/s. Per velocità del vento maggiori, le pale venivano controventate e la macchina arrestata. Il rotore trascinava un generatore sincrono che produceva fino a 1250 kW di potenza elettrica per velocità del vento superiori a 13 m/s. Tra il 1941 ed il 1945 la turbina Smith Putnam accumulò circa 1100 ore di funzionamento. Nel 1945 si ebbe il cedimento, non riparabile per la scarsa disponibilità di materiale durante la guerra, di una delle pale, attribuibile più ad una progettazione inaccurata che a reali limitazioni tecnologiche. La turbina di Gedser fu un'altra pietra miliare per lo sviluppo delle moderne turbine eoliche. Con l'assistenza dei finanziamenti per la ricostruzione postbellica (piano Marshall), durante gli anni 1956–57, sull'isola di Gedser a sud-est della Danimarca fu impiantata una turbina da 200 kW con un rotore di 24 m. La turbina operò dal 1958 al 1967 con un fattore di capacità (*capacity factor*) di circa il 20%. Nei primi anni '60, Ulrich Hütter sviluppò metodologie di progettazione di rotori con alte velocità periferiche che ebbero una rilevante influenza sulla ricerca in Germania ed USA. Nei primi anni '80 furono analizzati in dettaglio molteplici aspetti connessi alla progettazione ed alla realizzazione delle pale rotoriche. Furono sperimentati rotori in acciaio che furono poi abbandonati perché troppo pesanti. L'alluminio risultò inadatto per

² La lunghezza di corda e la distanza tra i vertici anteriore e posteriore della sezione della pala

la sua scarsa resistenza a fatica. La tecnologia costruttiva con legno e resine epossidiche ideato dai fratelli Gougeon in USA fu adottata per alcune turbine di varia potenza. Le fibre di vetro e poliestere (*fibreglass polyester*), già da prima adottate per gli scafi delle imbarcazioni, furono il materiale che si impose nella costruzione delle pale con prevalenza in Danimarca. Agli inizi degli anni '90 ci fu una crescita del mercato delle turbine eoliche in Europa con un incremento annuale della potenza installata in Germania di circa 200 MW. Si ebbe, poi, una larga diffusione di impianti di generazione eolica in Spagna. Le innovazioni tecnologiche più significative furono l'introduzione dei generatori calettati in asse del rotore senza riduttore meccanico (*direct drive generator*), lo sviluppo di avanzate tecniche di controllo, e la sperimentazione di materiali alternativi. Le attuali tendenze del mercato sono orientate verso turbine di dimensioni crescenti e verso le installazioni off-shore che sono caratterizzate da una maggiore competitività commerciale.

3.2. Principio di funzionamento di una turbina eolica

Le turbine eoliche sfruttano la naturale potenza del vento per trasferire l'energia cinetica di un flusso di aria alle pale di un rotore calettato in asse ad un generatore elettrico. Il contenuto di potenza meccanica di un flusso di aria è esprimibile come:

$$P_V = \frac{\rho}{2} A v^3 \quad (1)$$

dove ρ è la densità dell'aria (circa $1,26 \text{ kg/m}^3$ alla temperatura di 20°C), A è la superficie perpendicolare alla direzione del vento (sezione frontale) spazzata dalle pale della turbina e v la velocità del vento. Dalla eq.1 possono essere derivate alcune considerazioni elementari:

- La potenza che può essere estratta dipende dal cubo della velocità del vento; per una stima della producibilità annua di un aerogeneratore è

necessaria un'accurata conoscenza delle condizioni anemologiche del sito di installazione. Sistemi di protezione sono necessari per proteggere sia la turbina sia il carico quando il vento soffia con velocità eccessiva ($> 25 \text{ m/s}$).

- La potenza che può essere estratta è proporzionale alla superficie spazzata dalle pale dell'aerogeneratore e, cioè, con il quadrato della loro lunghezza. L'eq.1 dimostra, inoltre, che la densità di potenza è piuttosto bassa (90 W/m^2 per vento a 12 m/s) e che per la generazione di potenze di pratica utilizzabilità è necessario una estesa sezione frontale.

Limitazioni sia di carattere teorico che tecnologico riducono l'energia del vento convertibile in energia elettrica ad una frazione apprezzabilmente più bassa. Dall'applicazione della teoria del momento assiale con alcune ipotesi semplificative, Betz dimostrò che, in condizioni limite teoriche, una turbina eolica ad asse orizzontale può estrarre i $16/27$ (*coefficiente di Betz*) dell'energia cinetica del flusso di aria. La potenza limite $P_M = 16/27 P_V$ deve essere intesa come potenza meccanica massima dall'asse delle pale in rotazione. Se l'intero contenuto di energia cinetica del vento fosse estratto e convertito in energia meccanica, la velocità dell'aria in uscita alla turbina si annullerebbe; di conseguenza si annullerebbero la portata e la potenza estratta. Coerentemente con la formulazione di Betz, la condizione ottimale si raggiunge decelerando la velocità di uscita del flusso di aria fino ai $2/3$ della velocità di ingresso. Un aerogeneratore non può estrarre più del 59,3% della potenza cinetica del flusso di aria. Nelle applicazioni reali, le turbolenze nel flusso e le inevitabili imperfezioni meccaniche riducono ulteriormente la potenza all'asse del rotore. Una frazione di potenza meccanica del 40% (circa i due terzi del limite teorico) è abbastanza soddisfacente in considerazione della continua variabilità

dell'intensità e della direzione del vento e delle perdite per attrito sulla superficie delle pale.

Il rotore di una turbina eolica è costituito da una o più pale. Le pale hanno un profilo aerodinamico che determina sulla loro superficie una specifica distribuzione di pressione quando un flusso laminare di aria le investe. La risultante della distribuzione di pressione è una forza aerodinamica che può essere scomposta nella componente ortogonale di portanza F_L (*lift*) e nella componente parallela di attrito di trascinamento (resistenza aerodinamica) F_D (*drag*) (fig.11).

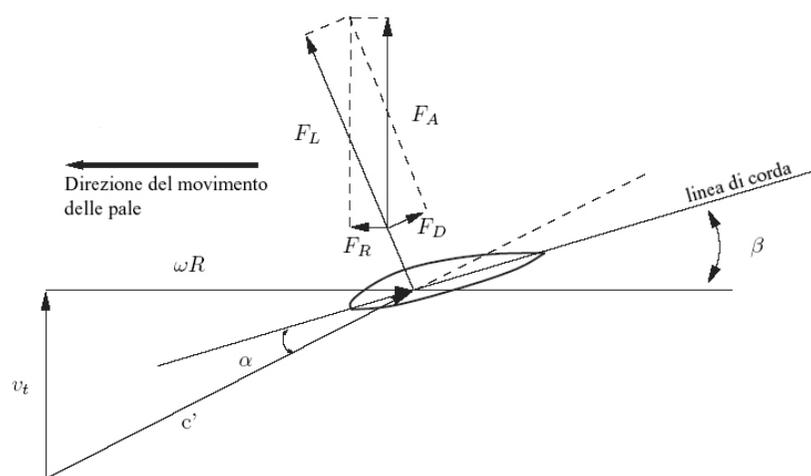


Fig. 11 – Forze aerodinamiche sulla sezione di una pala

La portanza (F_L) è una forza ortogonale alla direzione del flusso relativo di aria che nasce in regime aerodinamico laminare per le diverse velocità dell'aria sui due lati del profilo alare. Il flusso di aria a contatto con la superficie superiore deve avere una velocità media maggiore del flusso a contatto con il lato inferiore per la maggiore lunghezza dello spazio da percorrere. L'incremento di velocità comporta una leggera diminuzione della pressione. La portanza è dovuta alla differenza tra le pressioni sui due lati ed è la componente che ha il

ruolo primario nel processo di conversione di energia. La portanza è praticamente trascurabile in condizioni di regime di flusso turbolento. Il flusso di aria incidente sul profilo alare produce anche una forza di trascinamento con direzione parallela che tende a rallentare le pale; la componente di trascinamento è, cioè, un termine di perdita che si tende a minimizzare nel disegno aerodinamico del profilo della pala. La portanza e l'attrito di trascinamento variano in funzione della velocità relativa e della densità del flusso di aria, dalle dimensioni geometriche della pala e dall'angolo di attacco α^3 . Le forze F_L e F_D per un profilo di lunghezza L e spessore b sono uguali a:

$$F_L = c_L(\alpha) \frac{\rho}{2} c^2 L b$$

$$F_D = c_D(\alpha) \frac{\rho}{2} c^2 L b$$

dove c è la velocità del flusso laminare e ρ è la densità dell'aria.

Per uno specifico profilo aerodinamico, i coefficienti di portanza c_L e di trascinamento c_D possono essere determinati come funzioni dell'angolo di attacco con prove sperimentali nelle gallerie del vento o con procedure di calcolo numerico per integrazione delle equazioni della fluidodinamica.

La risultante delle forze nella direzione di traslazione delle pale F_R e la risultante delle forze nella direzione del vento F_A sulla sezione possono essere espresse in funzione della portanza e della resistenza di trascinamento come:

$$F_R = F_L \cos \beta + F_D \sin \beta$$

$$F_A = F_L \sin \beta - F_D \cos \beta$$

³ L'angolo di attacco o angolo di incidenza è l'angolo tra la direzione della velocità relativa dell'aria e la linea di corda della sezione

dove β è l'angolo di inclinazione della pala (*pitch angle*)⁴.

Dalla componente F_R nasce il momento della coppia sull'asse del rotore utile a muovere il generatore elettrico. La componente F_A non compie lavoro utile ma tende solo ad imprimere deformazioni meccaniche. La sua determinazione è, perciò, necessaria per il dimensionamento dei sostegni e per assicurare l'integrità strutturale della turbina. Il momento della coppia e la sollecitazione di spinta sull'intero rotore possono essere ottenuti per integrazione delle xx sulla estensione della pala e moltiplicando per il numero di pale z_b .

$$T_a(v_t, \omega_t, \beta) = z_b \int_R r F_R(v_t, \omega_t, \beta) dr$$

$$F_t(v_t, \omega_t, \beta) = z_b \int_R F_A(v_t, \omega_t, \beta) dr$$

L'aerogeneratore può essere controllato variando l'angolo β e cioè intervenendo sull'inclinazione delle pale sia controllando la velocità di rotazione ω_t . T_a e F_t possono essere normalizzate dividendo per la forza di pressione del flusso di aria:

$$F_b = \frac{\rho}{2} A v_t^2.$$

Se si introduce il coefficiente λ (*tip speed ratio*) definito dal rapporto tra la velocità periferica della sezione e la velocità del vento:

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v_t}$$

⁴ L'angolo di inclinazione della pala è l'angolo tra la direzione di traslazione e la linea di corda

può essere facilmente dimostrato che per un predefinito angolo β i coefficienti adimensionali c_T e c_A derivanti dalla normalizzazione dipendono dal solo coefficiente λ :

$$c_T(\lambda) = \frac{T_a(v_t, \omega_t)}{R F_b(v_t)}$$

$$c_A(\lambda) = \frac{F_t(v_t, \omega_t)}{F_b(v_t)}$$

Moltiplicando il coefficiente c_A correlato al momento della coppia per il coefficiente λ si può definire il coefficiente di prestazione c_P (*coefficient of performance*) che descrive l'efficienza della turbina:

$$c_P(\lambda) = c_T(\lambda) \cdot \lambda,$$

La frazione della potenza del vento estratta da un aerogeneratore e convertibile in energia meccanica può essere espressa come:

$$P_m = c_P \frac{\rho}{2} A_t v^3$$

In condizioni ottimali la turbina dovrebbe operare intorno al picco della curva c_P . Le curve che esprimono il c_P in funzione di λ dipendono dalla specifica forma costruttiva della turbina. La fig. 12 riporta le curve rappresentative dei coefficienti di prestazione c_P e di coppia c_A caratteristici per diverse tipologie di turbine. Le turbine ad elica presentano le maggiori efficienze aerodinamiche in prevalenza in condizioni di elevate velocità di rotazione. La coppia allo spunto è, invece, abbastanza modesta. Le turbine multipala, specifiche per le applicazioni di pompaggio e a bassa velocità di rotazione sono caratterizzate da elevati valori della coppia di spunto ma minori efficienze di conversione.

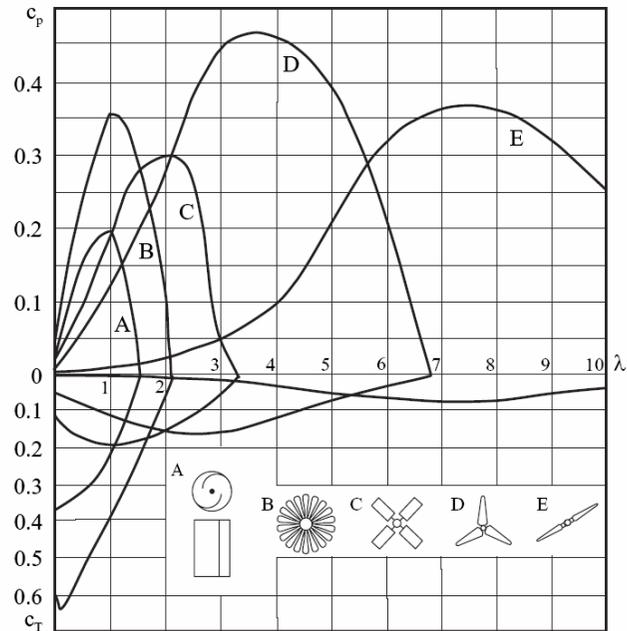


Fig. 12 – Curve rappresentative dei coefficienti prestazione c_p e di coppia c_A per diverse tipologie di aerogeneratori

3.3. Tecniche di controllo delle turbine eoliche

La velocità del vento in condizioni normali soltanto raramente eccede i 15 m/s. Le turbine eoliche sono progettate per generare la loro massima potenza per un intervallo di velocità di 10–15 m/s. Se la velocità del vento cresce oltre la velocità nominale della turbina, il sistema di controllo del rotore limita la potenza estratta dal vento per mantenere il momento della coppia circa costante. Per evitare danneggiamenti al generatore ed eccessive sollecitazioni meccaniche, la turbina è disattivata oltre una predeterminata velocità del vento (normalmente 25 m/s).

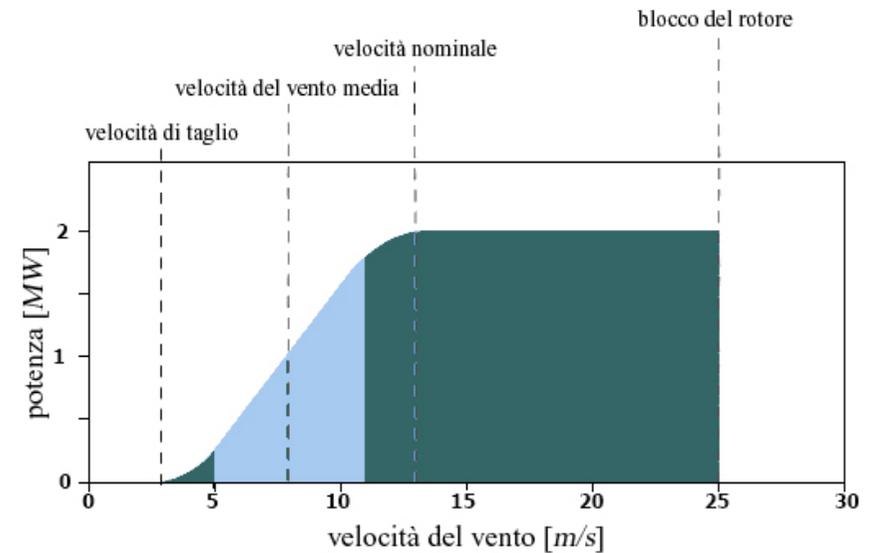


Fig. 13 – Curva di potenza per una turbina eolica

La variazione della potenza di uscita in funzione della velocità del vento è riportata in fig. 13; il grafico è generalmente indicato come curva di potenza per la specifica turbina. Le tecniche di regolazione della potenza sono essenzialmente la regolazione di passo e la regolazione con stallo. Nelle turbine con regolazione del passo, le eliche sono collegate al mozzo di rotore da cuscinetti girevoli così da potere essere ruotate rispetto al loro asse longitudinale durante il funzionamento. In regimi di vento forti il passo delle eliche è regolato con continuità intorno al punto di stallo in modo da potere ridurre la portanza e la potenza generata sul carico. Il tempo di reazione per l'inclinazione delle eliche è critico per inseguire le condizioni del vento. Il sistema per la regolazione del passo è azionato da un sistema idraulico. La principale alternativa alla regolazione del passo è la regolazione con stallo. Lo stallo è la drastica diminuzione della forza di portanza quando l'angolo di attacco cresce oltre un certo angolo limite. La regolazione con stallo è un controllo di passivo ed è affidata alle sole proprietà aerodinamiche della

sezione, che devono consentire una riduzione del momento della coppia se la velocità del vento è eccessiva. Il profilo delle eliche è disegnato in modo che oltre una predeterminata velocità del vento si crei un regime turbolento sulla superficie frontale della pala. Le macchine con regolazione di stallo necessitano una regolazione della velocità. Quando la velocità del vento cresce, mantenendo costante la velocità di rotazione del rotore, l'angolo di attacco cresce provocando il graduale stallo delle turbine. La condizione di stallo limita la portanza e di conseguenza la potenza di uscita dalla turbina senza dovere ricorrere ad un controllo attivo addizionale. L'elica su una turbina con regolazione di stallo è leggermente ritorta in modo che la condizione di stallo possa raggiungersi progressivamente a partire dalla base della pala. Al crescere della velocità del vento la porzione di pala in condizioni di stallo cresce gradualmente. Il vantaggio della regolazione con stallo è l'assenza di un sistema di controllo attivo e di parti in movimento. Tuttavia, la regolazione per stallo complica il processo di progettazione aerodinamica della pala. Inoltre, sono provocate intense sollecitazioni strutturali dovute a vibrazioni. Sul mercato il numero di turbine con regolazione di passo è circa il doppio delle turbine con regolazione con stallo per una combinazione di molteplici fattori. I costi complessivi per i due sistemi di controllo sono comparabili ma la regolazione di passo consente un controllo maggiore sulla potenza elettrica generata. La regolazione di passo con funzionamento indipendente sulle pale, consente di riguardare il rotore come provvisto di due sistemi di frenatura autonomi ai fini di certificazioni. La regolazione con stallo attivo è una combinazione dei due precedenti metodi di limitazione della potenza. Per venti medi o bassi si adotta la tecnica di regolazione del passo per massimizzare la potenza generata. La limitazione di potenza in condizioni di forte ventosità sono conseguite inducendo una condizione di stallo. Quando si raggiunge la potenza nominale, le eliche sono regolate con un movimento nella direzione

inversa rispetto alla normale regolazione di passo. La manovra consente di indurre la condizione di stallo per una predeterminata potenza. La potenza può essere mantenuta ad un livello costante quando la velocità del vento eccede la velocità nominale. Alcune macchine di vecchia concezione sono provviste di alettoni per la regolazione della potenza del rotore; tale scelta è stata abbandonata nelle moderne produzioni.

Le moderne turbine in genere incorporano almeno due sistemi autonomi di frenatura (frenatura aerodinamica, frenatura meccanica) che consentono di ristabilire condizioni di sicurezza in condizioni critiche o di emergenza (perdita di connessione con la rete, eccessiva ventosità). I sistemi di frenatura sono azionati da molle o da circuiti idraulici e possono operare anche in caso di mancanza della tensione di rete. Alcuni sistemi sono invece azionati dalla forza centrifuga. Nella frenatura aerodinamica si inclinano le pale o si ruotano le loro estremità in modo da ridurre le forze aerodinamiche sviluppate dal vento che potrebbero favorire la rotazione. La frenatura aerodinamica è la tecnica preferibile perchè le sollecitazioni meccaniche sui componenti sono minori che in una frenatura meccanica. Un freno meccanico è installato sull'albero di trasmissione per portare il rotore all'arresto. Il freno meccanico è costituito da un disco di acciaio o di leghe resistenti alle sollecitazioni termiche e, analogamente alla frenatura aerodinamica, si attiva in modo automatico in caso di guasto (p.e. per azione di molle bilanciate da un circuito idraulico). E' preferibile che il freno sia collegato in modo diretto sul rotore per potere funzionare anche in caso di rottura del riduttore di velocità. Tuttavia, alcuni costruttori dispongono il freno tra il riduttore ed il generatore perchè il momento della coppia è minore. Quando la turbina è bloccata le sollecitazioni meccaniche sono maggiori che in condizioni di funzionamento normale.

3.4. Descrizione generale e configurazione di una turbina eolica

Le moderne turbine eoliche appartengono a due diverse tipologie: le turbine ad asse orizzontale come i tradizionali mulini a vento e le turbine ad asse verticale come la turbina Darrieus dal nome del suo inventore francese. Dalla commercializzazione degli impianti eolici nei primi anni '80 sono state introdotti significative evoluzioni ma l'architettura base della parte aerodinamica ha subito cambiamenti modesti.

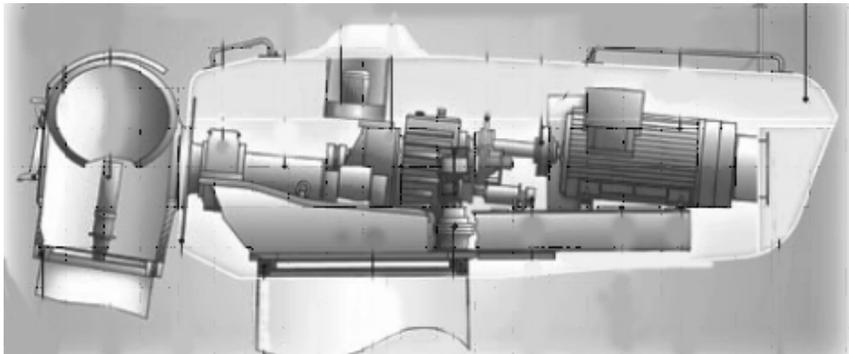


Fig. 14 – Struttura di una moderna turbina eolica di grossa potenza

Le turbine che producono energia connesse alla rete di distribuzione sono in prevalenza ad asse orizzontale. Un mozzo connette le pale della turbina all'albero lento. Le eliche sono collegate in modo rigido alle flangie del mozzo con perni filettati che sono incollati alla base della pala. Per la sua complessa forma costruttiva, il mozzo è in ghisa. Inoltre il mozzo deve avere soddisfacenti caratteristiche di resistenza a fatica che sono difficili da conseguire con una costruzione a più elementi saldati. Il mozzo delle turbine tripala è piuttosto rigido mentre per le turbine bipala si adotta comunemente un mozzo basculante. Il mozzo è connesso ad un riduttore meccanico ed ad un generatore disposti nella navicella. Nei sistemi di generazione *direct drive* il riduttore di

velocità non è presente. La maggioranza delle turbine hanno sistemi di controllo dell'orientamento per preservare l'allineamento con la direzione del vento. Il sistema di orientamento reagisce ai segnali di una banderuola posta sulla navicella. I produttori delle turbine controvento frenano l'azionamento per l'orientamento quando non è attivo. In alcune condizioni di vento, la turbina potrebbe ruotare a lungo nella stessa direzione. I cavi che conducono la corrente da generatore fino alla base della torre sarebbero intrecciati. Un sistema di conteggio del numero di rotazioni può ripristinare la configurazione iniziale dei cavi.

Le strutture di sostegno più comuni sono le torri a traliccio o tubolari di acciaio o cemento. Una soluzione abbastanza adottata è costituita dalla torre conica in acciaio. La forma tubolare consente l'accesso alla navicella dalla torre che è preferibile in cattive condizioni meteorologiche. Le torri sono costituite da sezioni di 20–30 m di lunghezza con flangie alle estremità. Le sezioni sono poi trasportate e assemblate nel punto di installazione. I tralicci sono più economici ma hanno lo svantaggio di una minore estetica e di un accesso alla navicella non riparato. L'altezza della torre è specifica per il sito e le turbine sono disponibili con tre o più scelte per la torre. Nelle turbine di bassa potenza la torre può essere supportata da tiranti.

3.5. Particolari costruttivi dei rotori e delle pale

Le turbine eoliche sono progettate per convertire l'energia cinetica di un flusso di aria in movimento in energia elettrica per mezzo delle forze che si sviluppano sulle superfici delle pale. Le pale hanno un profilo aerodinamico e sono spinte da una forza di portanza dovuta alla differenza di pressione sulle due facce della pala. Per massimizzare l'efficienza di conversione, le pale sono rastremate e leggermente ritorte. Le pale sono oggi costruite con differenti scelte di materiali. Il legno ha una naturale struttura composita caratterizzata da

ridotto peso e discreta resistenza a fatica. Esso è però caratterizzato da elevati costi di fabbricazione e da sensibilità all'umidità. La maggioranza delle pale delle turbine sono costituite da fibre di vetro rinforzate con poliestere o resine epossidiche (*Glass fibre Reinforced Plastics*). L'utilizzo di resine epossidiche comporta un risparmio di circa il 30% in peso rispetto alla più economica resina di poliestere ed è la scelta più diffusa tra i costruttori attuali. In alcune applicazioni si utilizzano fibre di carbonio rinforzate (*Carbon Fibre Reinforced Plastic*) caratterizzate da elevata resistenza alle sollecitazioni meccaniche ed elevati costi di lavorazione. La maggioranza dei costruttori di aerogeneratori adotta schemi di turbina bipala o tripala. Turbine multipala di piccola potenza sono ancora commercializzate per il pompaggio di acqua. Esse sono caratterizzate da un'efficienza aerodinamica relativamente bassa ma l'estesa superficie delle pale consente di disporre di elevate coppie allo spunto. La configurazione di rotore bipala è comparabile per prestazioni operative con la più adottata configurazione tripala. Il rotore bipala è costruttivamente più semplice e può integrare un sistema di basculamento (teeter hinge) che consente di inclinare leggermente il piano di rotazione. Il rotore bipala ha un'efficienza aerodinamica leggermente più bassa (2–3%) rispetto ad una configurazione tripala. In generale, l'incremento del numero delle pale comporta una riduzione delle perdite alle estremità delle pale. Queste perdite sono minori per una configurazione con più pale sottili che in una con poche pale ma più larghe. I rotori bipala ruotano con velocità periferiche maggiori e possono perciò essere più rumorosi. Le configurazioni tripala sono leggermente più efficienti e comportano minori sollecitazioni dinamiche. Le configurazioni tripala sono preferibili anche per l'impatto estetico sul paesaggio. L'impatto visivo è stato uno dei fattori decisivi per la maggiore diffusione delle configurazioni tripala rispetto a quelle bipala.

In passato sono state realizzate anche turbine monopala. La configurazione con una sola pala è la più efficiente sul piano strutturale. Essa presenta una ridotta efficienza aerodinamica per le maggiori perdite sulle estremità dell'elica a causa della maggiore velocità di rotazione. La perdita di efficienza rispetto ad un rotore bipala è di circa il 6%. La configurazione monopala necessita anche di un contrappeso per il bilanciamento statico del rotore e perciò non è caratterizzata da una maggiore leggerezza. Le elevate velocità di rotazione possono generare un'inaccettabile rumorosità.

In passato il profilo aerodinamico delle pale era derivato dal profilo delle ali degli aerei e non ottimizzato per le specifiche esigenze degli aerogeneratori. La tendenza prevalente tra i costruttori è l'adozione di una sezione con profilo NACA 63 con modificazioni minori per incrementare le prestazioni in specifiche condizioni di ventosità. Per guadagnare efficienza, la pala è rastremata e ritorta. Un inconveniente della maggioranza dei profili è il raggiungimento delle condizioni di stallo nella parte più interna della pala anche in condizioni di bassa velocità del vento. Nelle turbine con controllo di stallo le condizioni di stallo sono indotte sulle parti esterne dal sistema di controllo per velocità intorno ai 14–15 m/s. L'instaurarsi di condizioni di stallo sulle parti più interne già per velocità intorno ai 8–9 m/s può pregiudicare l'efficienza dell'aerogeneratore. Nella pratica non sono realizzabili profili aerodinamici che non soffrono di una prematura condizione di stallo. Il comportamento dinamico può essere migliorato installando generatori di vortice.

4. Conclusioni

Nel panorama delle energie rinnovabili, le celle fotovoltaiche e le turbine eoliche costituiscono indubbiamente due tecnologie estremamente promettenti. Entrambe sono caratterizzate da basso impatto ambientale,

disponibilità di energia primaria diffusa e senza costi. In passato, la loro diffusione è stata, però, limitata da fattori tecnologici e dai maggiori costi rispetto alla generazione tradizionale. I progressi tecnologici degli ultimi decenni hanno consentito di migliorare l'efficienza e l'affidabilità dei sistemi di generazione. I costi sono diminuiti drasticamente rispetto al passato ma ancora non si è raggiunto un livello di competitività commerciale con la generazione convenzionale. I benefici derivanti dall'economia di scala ed il costante aumento del costo dei combustibili fossili potrebbero consentire il raggiungimento di una condizione di competitività nei prossimi anni. Nel capitolo sono state descritte le tecnologie fotovoltaica ed eolica con riferimento sia agli aspetti costruttivi sia ai principi di funzionamento.

CAPITOLO 2

ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA

1. Introduzione

Allo stato attuale l'energia elettrica può essere accumulata con tecnologie che si differenziano sia per i principi fisici di funzionamento (elettrostatico, elettrochimico) sia per le caratteristiche prestazionali (potenza specifica, densità di energia, efficienza dell'accumulo e della riconversione). Le soluzioni che sembrano essere più adatte per un impianto di generazione distribuita, sono rappresentate dalle batterie elettrochimiche, dai sistemi di stoccaggio con accumulo di idrogeno, dai condensatori elettrochimici (supercondensatori). Le batterie elettrochimiche costituiscono una tecnologia di accumulo consolidata. Esse sono disponibili in commercio con forme costruttive diversificate sia per la geometria sia per le coppie elettrochimiche degli elettrodi. In particolare, le batterie al piombo acido si distinguono per la loro affidabilità ed economicità, oltre che per soddisfacenti caratteristiche di densità di energia e di potenza. Esse rappresentano, perciò, la soluzione di accumulo più tradizionale per le applicazioni industriali e di generazione distribuita.

I condensatori elettrochimici rappresentano una tecnologia di accumulo innovativa, caratterizzata da una densità di energia relativamente bassa (minore dello stoccaggio con idrogeno e delle batterie elettrochimiche) e da una densità di potenza estremamente elevata. Poiché l'accumulo di energia elettrica si basa su processi elettrostatici quasi reversibili, essi presentano, inoltre, un rendimento elevato ed una lunga durata di vita ($> 10^5$ cicli di carica scarica). Per le loro caratteristiche operative, i condensatori elettrochimici possono essere impiegati efficacemente in sistemi di accumulo combinati; essi possono

costituire sistemi di supporto alle batterie per alimentare picchi di potenza di breve durata.

I consistenti progressi dell'ultimo decennio nelle tecniche di realizzazione delle celle a combustibile, dei sistemi di elettrolisi e la conseguente riduzione dei costi inducono a prevedere, per il prossimo futuro, l'utilizzo pratico su larga scala dell'idrogeno come sistema di stoccaggio alternativo alle batterie. La maggiore densità di energia rispetto alle batterie suggerisce l'impiego di sistemi con stoccaggio di idrogeno per le applicazioni che richiedono una considerevole capacità di accumulo con potenze basse. La possibilità di realizzare serbatoi di grosse dimensioni a prezzi contenuti, favorisce, infatti, l'impiego di sistemi a stoccaggio di idrogeno quando è necessario un accumulo di energia per lunghi periodi (accumulo stagionale). Nel capitolo, per le tre tecnologie di accumulo, si descrivono i principi fisici di funzionamento e si riportano, per le diverse tipologie e forme costruttive esistenti, alcuni valori indicativi delle caratteristiche operative. Per le batterie e per i condensatori elettrochimici si forniscono, inoltre, semplici modelli matematici e i loro corrispondenti equivalenti circuitali.

2. Batterie Elettrochimiche

Le batterie elettrochimiche costituiscono la tecnologia più convenzionale per l'accumulo di energia elettrica. Anche se sono disponibili sul mercato diverse coppie elettrochimiche, le batterie al piombo acido per le loro caratteristiche energetiche (densità di energia, densità di potenza) e per i loro costi contenuti, rappresentano la soluzione più adottata per l'accumulo elettrochimico sia nelle applicazioni industriali sia nella generazione distribuita. Il funzionamento sia in carica sia in scarica di una batteria è riconducibile a reazioni elettrochimiche di ossidoriduzione. Quando una batteria è collegata ad un carico elettrico, l'elettrodo positivo si riduce, il negativo si ossida mentre all'interno

dell'elettrolito ioni positivi si muovono verso il catodo e ioni negativi verso l'anodo. Durante il processo di carica i moti degli ioni si invertono e gli elettrodi recuperano gradualmente il loro stato di ossidazione iniziale.

Batterie	Energia Specifica [Wh/kg]	Densità di Energia [Wh/l]	Potenza Specifica [W/kg]	Vita Ciclica Cicli @ 80% DOD	Prezzo di Vendita [\$/kWh]
Piombo-Acido Avanzato	44	120	200	800	120-150
Nichel-Cadmio	50	110	150-180	>800	300-500
Nichel - Idruri Metallici	50-70	115-190	150-180	750-1000	300-700
Sodio -Cloruro di Nichel	90-100	140	130	>1000	345
Zinco - Bromo	70	-	110	500	-
Zinco-Aria (Ricarica meccanica)	180	-	100	400	300
Litio Ione	100-120	250	300	1200	1000
Litio Metallico	>100	250	300	400	750-1300

Tab.1 – Coppie elettrochimiche per batterie

Agli elettrodi di una batteria al piombo acido avvengono molteplici reazioni elettrochimiche, che nel complesso si riassumono nella reazione:



L'elettrodo positivo carico è costituito da biossido di piombo mentre il negativo da piombo; durante la scarica su entrambi si produce e si accumula solfato di piombo. Alla reazione di carica si sovrappone un'altra reazione, che, in termini macroscopici, produce l'elettrolisi dell'acqua, con liberazione di idrogeno all'elettrodo negativo ed ossigeno all'elettrodo positivo. Le diverse modalità di carica implicano una diversa presenza quantitativa della reazione di elettrolisi, che, ovviamente, provoca necessità di rabbocco e dissipazione di energia.

Le masse di reagenti riportate in tabella (tab I) forniscono una quantità di carica pari a 53,6 Ah, che, con una tensione media di scarica di 1,93 V, corrisponde a 103,36 Wh. Se ne ricava una resa in energia di 161 Wh/kg o, inversamente 6,2 g/Wh.

Reagenti g/equivalenti	Biossido di piombo	Piombo	Acido solforico	Totale
	239	207	196	642

Tab.2 – Rapporti tra le masse dei reagenti in un accumulatore al piombo

Alla massa minima teorica occorre aggiungere l'eccesso di reagenti ed i componenti ausiliari (acqua di diluizione, involucro e coperchio, isolatori). L'energia per unità di massa si riduce a circa un terzo, quando è riferita alla massa totale della batteria, in condizioni costruttive e di uso tali da ottimizzare l'energia erogabile in fase di scarica.

Le batterie al piombo acido sono realizzate oggi con diverse tecnologie costruttive; in particolare, l'elettrolito può essere libero o bloccato (mediante separatori assorbenti o sotto forma gelatinosa). Nel primo caso gli elementi si identificano come ad 'elettrolito libero' (in inglese flooded), per la definizione del secondo tipo ci si riferisce alla presenza di una valvola di regolazione al posto del tappo filtrante tradizionale, da cui la denominazione VRLA (Valve Regulated Lead Acid). Gli elettrodi positivi possono essere del tipo a piastra piana, con materia attiva riportata per spalmatura, o tubolari, costituiti da tubetti riempiti con la materia attiva. I conduttori sono realizzati con leghe a base di piombo normalmente classificate in funzione del contenuto di antimonio, che varia dallo 0 all' 11%. Le batterie ad elettrolito immobilizzato sono realizzate in due forme costruttive:

- Elettrolito assorbito o AGM (dall'inglese Absorptive Glass Mat): l'elettrolito satura solo parzialmente sia le piastre che un separatore di microfibra di vetro, lasciando liberi gli spazi circostanti e percorsi microscopici interni, che consentono il moto dell'ossigeno

- Elettrolito gelificato o GEL: l'aggiunta di una opportuna quantità di silice in polvere all'elettrolito lo rende gelatinoso, nelle condizioni di funzionamento dell'accumulatore; il consumo di acqua che si verifica nel primo periodo di funzionamento provoca all'interno della massa gelatinosa delle microfessure, entro cui è possibile il moto dell'ossigeno.

Con l'esclusione della categoria di maggiore diffusione composta dalle batterie per avviamento di motori termici, gli altri accumulatori si definiscono "industriali" e si distinguono essenzialmente nelle due categorie: 'batterie stazionarie' e 'batterie per trazione'. Le batterie per sistemi di generazione distribuita sono assimilabili ai tipi stazionari perché richiedono:

- Funzionamento a cicli profondi di carica e scarica
- Elevato numero di cicli
- Basso costo.
- Elevata densità di energia
- Alto rendimento energetico
- Sicurezza nelle condizioni di impiego.

Le caratteristiche suddette non sono indipendenti tra loro e nella scelta e/o nel progetto di una batteria può essere necessario, quindi, ricercare una soluzione di compromesso. Ad esempio, per ottenere una elevata densità di energia e una lunga durata occorrono elettrodi costituiti da piastre spesse, meglio se tubolari, mentre un'alta potenza per unità di peso ed una efficienza ottimale richiedono piastre sottili e numerose. Un costo contenuto è conseguito mediante una standardizzazione della costruzione, in contrasto con un'esigenza di un progetto specifico per ciascuna applicazione per un miglioramento delle prestazioni.

La tensione nominale su ogni elemento è di circa $2V$; la tensione reale ai poli dipende, invece, da diversi fattori esterni, come la densità dell'elettrolito, la

temperatura, lo stato di carica, la corrente circolante, lo stato di invecchiamento. In pratica, si ottengono curve di tensione in carica e scarica che si possono considerare abbastanza ripetitive, a parità di condizioni al contorno. Un esempio è riportato in fig. 1, per un processo di carica e scarica a corrente costante.

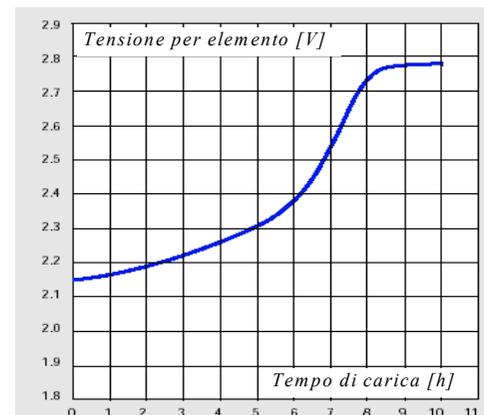


Fig. 1a– Curva di tensione in carica

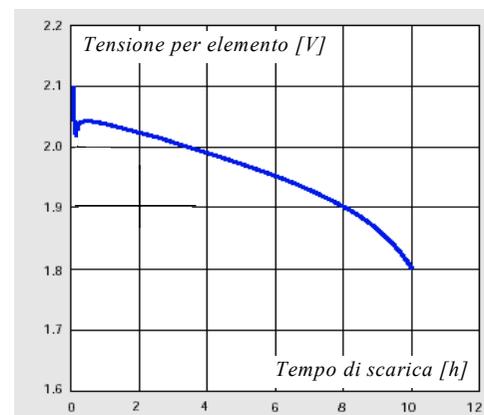


Fig. 1b– Curva di tensione in scarica

Oltre che dalla temperatura, dalla tensione e dallo stato di invecchiamento, la capacità di un accumulatore al piombo dipende dalla corrente di scarica. Per

comprendere meglio i motivi di tale dipendenza, ci si riferisce inizialmente a scariche a corrente costante. Come si nota dalla fig.8, il diagramma di tensione nel tempo per una scarica a corrente costante presenta un tratto intermedio praticamente lineare e tende a curvare verso il basso alla fine. L'andamento decrescente si può considerare il risultato della sovrapposizione delle variazioni nel corso della scarica della tensione a vuoto e delle cadute ohmiche: la forza elettromotrice dipende prevalentemente dalla concentrazione del solfato nell'elettrolito nei punti di reazione, la caduta ohmica dal contributo dei conduttori attraversati da flussi di elettroni e di ioni. La variazione di resistenza elettrica nel corso della scarica, dovuta sia alla variazione delle caratteristiche di una parte dei conduttori, sia alla modifica graduale del percorso della corrente, produce una riduzione di tensione sensibilmente costante, mentre la diminuzione di solfato nei punti di reazione porta alla caduta finale improvvisa, che determina la fine della scarica. Questo evento si verifica in condizioni di SOC più alto o, in altri termini, di densità media dell'elettrolito maggiore, se la corrente è maggiore. Nel corso di una scarica, gli ioni SO_4^{--} lasciano l'elettrolito per combinarsi con il piombo delle piastre; in conseguenza, nelle zone in cui avviene la reazione, la concentrazione degli ioni diminuisce; si determina quindi un flusso di ioni e di massa all'interno dell'elettrolito tendente a compensare tale riduzione e si stabilisce un gradiente "tridimensionale" di concentrazione, variabile nel tempo e nello spazio, via via che la scarica procede ed interessa zone diverse di reazione. Il complesso moto delle cariche avviene in un regime di equilibrio tale che gli ioni che raggiungono la superficie di reazione trasportano nell'unità di tempo una quantità di carica elettrica pari all'intensità di corrente erogata dall'accumulatore. A ciascun valore di corrente corrisponde un flusso di ioni ben definito e un gradiente di concentrazione sufficiente a mantenerlo, sostenibile solo fino ad un certo valore della concentrazione media: quando la

concentrazione media non è più in grado di assicurare il gradiente necessario e quindi il flusso di ioni corrispondente alla corrente di scarica, la concentrazione nelle zone di reazione tende a diminuire drasticamente, provocando una contemporanea riduzione drastica della tensione ai morsetti e quindi la fine della scarica. La scarica termina, cioè, prima che la tensione ai morsetti precipiti (l'esperienza ha consentito di definire le tensioni minime corrispondenti a tale evento), vale a dire quando il moto degli ioni all'interno non è più in grado di assicurare il rifornimento necessario per le reazioni con la velocità richiesta dalla corrente. Poiché la velocità di afflusso degli ioni e quindi il gradiente di concentrazione crescono al crescere della corrente di scarica, maggiore è la corrente, tanto prima si raggiungono le condizioni di fine scarica. In conclusione, all'aumentare della corrente, la capacità scaricabile risulta minore. La reazione si arresta, però, non perché le specie reagenti si sono "esaurite", ma perché non riescono più ad entrare in contatto tra loro con la dinamica necessaria. Se la richiesta di corrente si interrompe, non c'è più reazione e quindi si arresta il "consumo" di ioni; l'elettrolito si riporta allora verso uno stato diverso di equilibrio ed altri ioni raggiungono le superfici di reazione. L'eventuale nuovo collegamento al carico, dopo un congruo intervallo, consente di riprendere la scarica con una tensione maggiore di quella di interruzione, mai però pari a quella di inizio scarica, perché la presenza di materie attive scariche sulle piastre richiede un diverso percorso della corrente e la concentrazione media dell'elettrolito è comunque minore che all'inizio della scarica. L'accumulatore mostra, quindi, una ricarica parziale apparente, in quanto si tratta solo del recupero di posizione di una quantità sufficiente di ioni.

Poiché la capacità è il prodotto della corrente di scarica per la durata della scarica stessa, si può concludere anche che la capacità dipende dalla durata della scarica, con legge crescente. La complessità dei fenomeni non consente

maggiori approfondimenti teorici e quindi le informazioni numeriche disponibili sono sempre ricavate da prove di laboratorio. Un esempio di andamento della capacità in funzione della durata della scarica è riportato qualitativamente nella fig. 2.

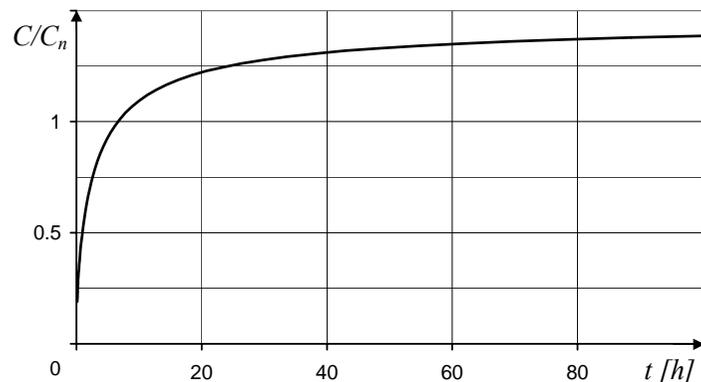


Fig. 2 – Capacità in funzione della durata della scarica

La figura evidenzia che che la capacità ha un asintoto orizzontale per la durata della scarica tendente ad infinito. Tale limite asintotico è impiegato nelle applicazioni più avanzate come riferimento per la definizione dello stato di carica, in amperora o in percentuale; nelle applicazioni più comuni, invece, si sceglie come riferimento la capacità riferita ad una durata tipica dell'applicazione, dato sempre disponibile. E' opportuno sottolineare che, anche se si riuscisse a scaricare una quantità di amperora pari all'asintoto, cioè alla massima capacità teorica erogabile dall'accumulatore, resterebbe una buona quantità di materie attive ancora allo stato carico e di ioni solfato in soluzione, in quanto la tecnologia disponibile non consente di far partecipare alle reazioni la totalità dei reagenti. Le sostanze che non partecipano alle reazioni costituiscono ovviamente un peso morto nell'accumulatore; per tale motivo i costruttori cercano di ridurle a percentuali sempre più basse.

Piuttosto che la curva di fig. 2, i costruttori forniscono normalmente a catalogo una tabella di capacità comprendete solo i punti più notevoli della curva stessa, del tipo di quella riportata di seguito.

Durata (h)	Capacità (Ah)
20	65
10	63
5	57.5
3	52.5
1	50
0.5	42
0.25	34.5

Tab. 3 – Prestazioni attuali e previste delle batterie per veicoli elettrici

2.1. Modello matematico per batterie elettrochimiche al piombo acido

L'analisi teorica delle caratteristiche di funzionamento dei sistemi di accumulo con batterie elettrochimiche è abbastanza complessa per i molteplici fenomeni non lineari che intervengono durante le operazioni di carica e scarica. In prima approssimazione, il comportamento macroscopico di un insieme di batterie elettrochimiche può, tuttavia, essere efficacemente rappresentato anche mediante semplici modelli matematici e le corrispondenti configurazioni circuitali. Ricerche precedenti hanno dimostrato che il comportamento di un sistema di batterie può essere caratterizzato in funzione delle correnti erogate e dello stato di carica (S.O.C.). Un semplice circuito equivalente è costituito dalla serie di un generatore di tensione V_B con una resistenza R_B variabile in funzione della corrente erogata e dello stato di carica (fig.3). Il generatore ideale ha tensione uguale alla tensione a vuoto sul sistema di batterie.

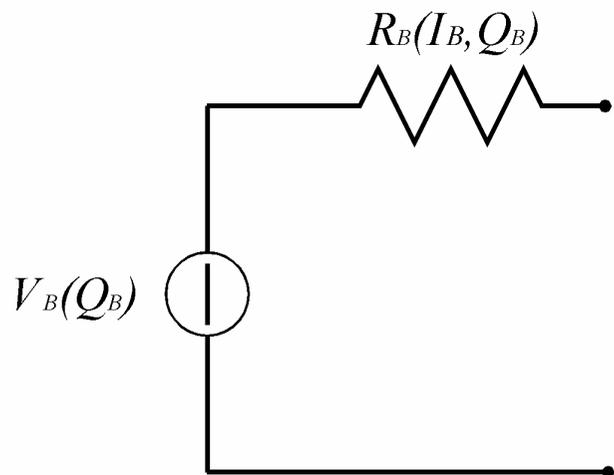


Fig 3 – Circuito elettrico equivalente per un sistema di batterie elettrochimiche

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

$$R_B(i_B, Q_B) = \sum_{v=0}^N \alpha_v(Q_B) \cdot i_B^v$$

La determinazione dei coefficienti α_v può essere difficilmente eseguita per via teorica. Dal punto di vista applicativo è opportuna la loro valutazione sulla base di valori connessi a condizioni di esercizio, memorizzate in banche dati. Nella fig. 4 si riporta la tensione acquisita sperimentalmente su un sistema di batterie per diversi valori di SOC e di intensità di corrente.

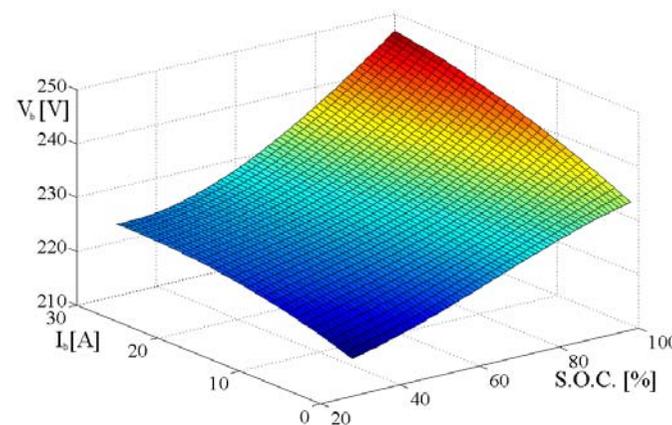


Fig 4a – Tensione su un sistema di batterie elettrochimiche in funzione della corrente e del SOC sia durante una carica.

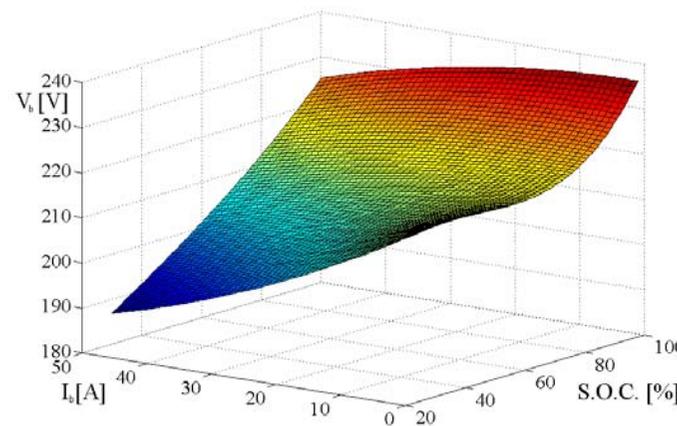


Fig 4b – Tensione su un sistema di batterie elettrochimiche in funzione della corrente e del SOC sia durante una scarica.

3. Condensatori Elettrochimici

I condensatori elettrochimici costituiscono una innovativa tecnologia di accumulo di energia elettrica attraverso campi elettrostatici. Una cella elementare è costituita essenzialmente da due elettrodi porosi, caratterizzati da un elevato rapporto tra superficie e peso, immersi in una soluzione elettrolitica. L'energia è accumulata in prevalenza con un processo elettrostatico nella distribuzione superficiale di carica che si forma nella regione di interfaccia tra ogni elettrodo e l'elettrolita. I condensatori elettrochimici sono conosciuti anche con altre denominazioni derivanti dalla loro commercializzazione come: “*double layer capacitors*”, “*supercapacitors*”, “*ultracapacitors*”, “*power capacitors*”, “*gold capacitors*”, “*power cache*”. Abbastanza comune è la denominazione di condensatori elettrochimici a doppio strato (*Electrochemical double-layer capacitor (EDLC)*) che descrive il meccanismo primario di accumulo di carica elettrica. Poiché esistono contributi addizionali alla capacità dovuti anche ad altri fenomeni non connessi con il doppio strato, la denominazione di condensatori elettrochimici (*Electrochemical capacitors (EC)*) è ritenuta più appropriata. I condensatori elettrochimici hanno suscitato interesse perché presentano caratteristiche funzionali intermedie rispetto alle batterie elettrochimiche ed ai condensatori di costruzione tradizionale. Le batterie sono caratterizzate da un'elevata densità di energia (rapporto tra capacità di accumulo e peso) e da una bassa densità di potenza e sono, cioè, adatte a processi di carica e scarica lenti (durata di ore). I condensatori tradizionali presentano, invece, una bassa densità di energia e un'elevata densità di potenza e possono essere utilizzati, perciò, in processi di carica e scarica estremamente rapidi (durata di frazioni di secondo). I condensatori elettrochimici, per le loro caratteristiche intermedie di densità di energia e di densità di potenza, sono adatti a processi di carica scarica di durata intorno al minuto. I condensatori elettrochimici possono essere efficacemente adottati,

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

3.1. Cenni storici

I fenomeni connessi all'accumulo di carica elettrica nella regione di interfaccia tra un elettrodo metallico ed una soluzione elettrolitica erano studiati dai chimici e dai fisici già nel diciannovesimo secolo. Nel 1853, il fisico tedesco Helmholtz descrisse la distribuzione di carica a doppio strato. Tuttavia, la prima realizzazione di condensatori elettrochimici a doppio strato (*double-layer*) si ebbe solo nel 1957, con una richiesta di brevetto depositata dalla General Electric (Becker). Il brevetto descriveva un primitivo condensatore elettrochimico con elettrodi di carbonio poroso impregnati da un elettrolita acquoso (Fig. 5).

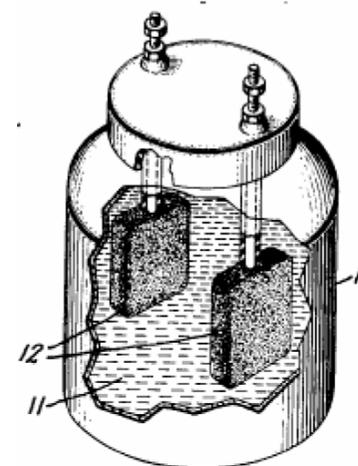


Fig.5 – Il condensatore brevettato dalla General Electric

Nel 1966, la SOHIO (Standard Oil Company, Cleveland, Ohio) brevettò un dispositivo simile ancora con elettrodi in carbonio porosi ma immersi in un solvente non acquoso contenente un elettrolita salino disciolto. La maggiore tensione di dissociazione degli elettroliti non acquosi rispetto a quelli acquosi consentiva una tensione operativa relativamente elevata (3,4 – 4,0 V). Il condensatore elettrochimico della SOHIO era caratterizzato, perciò, da una densità di energia maggiore del precedente prototipo della General Electric. Nel 1970, la SOHIO brevettò un altro prototipo di condensatore elettrochimico a forma di disco e con elettrodi in pasta di carbonio. Nel 1971, un calo nelle vendite costrinse la SOHIO ad abbandonare successivi sviluppi dei suoi prototipi e a cedere le licenze di produzione alla NEC. La NEC per prima produsse condensatori elettrochimici su larga scala commercializzandoli con la denominazione di “supercapacitor”. Nel 1980 i condensatori elettrochimici erano già prodotti da più aziende. Dal 1978 la Matsushita Electric Industrial Co. (commercializzata in occidente come Panasonic), sviluppò i “*Gold capacitor*”. Dal 1987 ELNA produsse i suoi condensatori a doppio strato con il marchio “*Dynacap*”. I dispositivi commercializzati negli anni ‘80 erano caratterizzati da basse tensioni operative e da una elevata resistenza interna; la loro applicazione prevalente era nei circuiti di alimentazione per le memorie di backup in apparecchi elettronici. I primi condensatori elettrochimici di potenza abbastanza elevata furono sviluppati nei primi anni ‘80 dalla Pinnacle Research Institute (PRI) per applicazioni militari come armamenti laser e sistemi di guida di missili. I “*PRI ultracapacitor*”, erano realizzati con elettrodi in ossidi di rutenio/tantalio immersi in una soluzione elettrolitica concentrata a base di acido solforico. Essi presentavano bassa resistenza e un’elevata densità di potenza (>10 kW/kg) ma una densità di energia di solo 1Wh/kg. Negli anni ‘90 i condensatori elettrochimici divennero largamente conosciuti per le loro prospettive di utilizzo sui veicoli elettrici. Dal 1992 un programma di sviluppo

patrocinato dalla United States Department of Energy (DoE) fu condotto nei Maxwell Laboratories per applicazioni veicolari. I condensatori elettrochimici erano immaginati come sistemi di accumulo di supporto per assistere le batterie o le celle a combustibile nei veicoli elettrici sia per fornire energia durante le fasi di accelerazione sia per il recupero in frenatura. Oggi compagnie come Maxwell Technologies, EPCOS, NEC, Panasonic, ELNA, TOKIN, sono impegnate attivamente nella ricerca e nello sviluppo di tecnologie innovative per i condensatori elettrochimici per incrementarne sia la densità di potenza sia la densità di energia.

3.2. Principi di funzionamento

Quando si applica una tensione su elettrodi immersi in una soluzione elettrolitica, ai due lati delle superfici di interfaccia solido-liquido si produce un accumulo di cariche elettrostatiche di segno opposto. Le due distribuzioni superficiali di carica sono isolate da una pellicola di elettrolita di spessore comparabile con le dimensioni molecolari. Lo spessore del doppio strato dipende dalla concentrazione dell’elettrolita e dalla dimensione degli ioni. Per soluzioni elettrolitiche concentrate lo spessore del doppio strato è di pochi Angstrom (5–10 Å). Nella letteratura tecnica la specifica configurazione di carica elettrica risultante è indicata come distribuzione a doppio strato (*Helmholtz Double Layer*). Durante il processo di formazione del doppio strato non avviene trasferimento di carica attraverso la superficie di interfaccia; la corrente che può essere rilevata è dovuta alla sola redistribuzione delle cariche in modo analogo a quanto avviene in un tradizionale condensatore. Una stima approssimativa della capacità di una distribuzione di cariche a doppio strato può essere ottenuta dal modello teorico proposto da Helmholtz nel 1853. Il doppio strato è rappresentato da due strati superficiali di cariche di segno opposto affacciati a distanza molecolare come i due elettrodi di un

condensatore (fig. 6). Uno strato coincide con la superficie dell'elettrodo mentre l'altro strato è composto da ioni ed è localizzato nell'elettrolita.

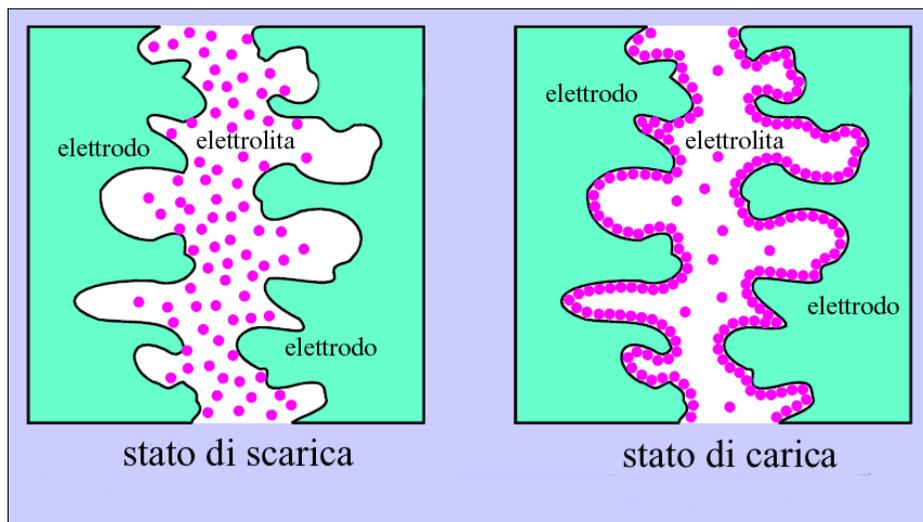


Fig.6 – Meccanismo di accumulo di carica nella distribuzione a doppio strato

Nel modello di Helmholtz, la capacità C di una distribuzione a doppio strato di superficie A e spessore δ (distanza tra la superficie dell'elettrodo e lo strato di ioni) è esprimibile come:

$$\frac{C}{A} = \frac{\epsilon}{4\pi\delta}$$

dove ϵ è la costante dielettrica relativa del mezzo interposto tra i due strati (elettrolita). Per lo spessore microscopico dello stato molecolare che si interpone, con un elettrodo a superficie liscia può essere raggiunta una capacità specifica di 20–50 $\mu\text{F}/\text{cm}^2$. Il campo elettrico corrispondente nella regione di separazione è molto elevato e può anche raggiungere i $10^6 \text{ V}/\text{cm}$. La capacità specifica può essere ancora accresciuta fino a $10^2 \text{ F}/\text{g}$ incrementando la superficie esterna degli elettrodi. Gli elettrodi possono essere realizzati, infatti,

con materiali porosi caratterizzati da elevati rapporti tra la superficie esterna ed il peso come il carbone attivo (activated carbon) o la polvere di carbonio (carbon powder) ($10^3 \text{ m}^2/\text{g}$). Il condensatore elettrochimico a doppio strato deve essere costituito da due elettrodi e, cioè, da due distribuzioni di carica a doppio strato. Gli elettrodi sono separati da un setto poroso, contenente lo stesso elettrolita come materiale attivo, che garantisce l'isolamento elettrico senza impedire il passaggio degli ioni.

La formazione della distribuzione di carica a doppio strato è il meccanismo primario di accumulo di energia nei condensatori elettrochimici. Reazioni di ossidoriduzione o fenomeni di adsorbimento sulle superfici degli elettrodi costituiscono meccanismi secondari di accumulo di energia. Nella corrente (elettronica o ionica) sugli elettrodi si devono sommare i contributi dovuti sia alla distribuzione a doppio strato sia alle reazioni di ossidoriduzione (corrente faradica). Nella configurazione più semplice di condensatore elettrochimico ("double layer capacitors"), l'intera corrente che attraversa l'elettrodo è dovuta alla carica o alla scarica del doppio strato. Gli ioni contenuti nell'elettrolita si avvicinano alla superficie dell'elettrodo ma non sono adsorbiti o partecipano a reazioni chimiche. Una situazione più complessa nasce se parte degli ioni nel doppio strato sono adsorbiti sulla superficie dell'elettrodo (charge transfer) o sono coinvolti in reazioni chimiche. Questi fenomeni secondari consentono al condensatore elettrochimico di accumulare più carica che nel semplice processo di carica del doppio strato, e la capacità addizionale è denominata pseudocapacità. I condensatori a doppio strato più semplici presentano una maggiore densità di potenza ed una più lunga durata di vita. I dispositivi che sfruttano anche la pseudocapacità presentano una maggiore densità di energia.

3.3. Struttura interna di un condensatore elettrolitico

Un condensatore elettrochimico ha una struttura interna simile ad una batteria elettrochimica perché è costituito da due elettrodi, una soluzione elettrolitica ed un setto di separazione (fig.7).

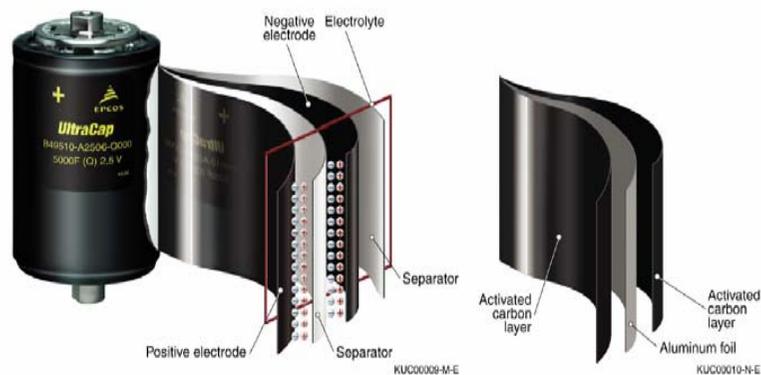


Fig. 7 – Struttura interna di un condensatore elettrochimico

Il materiale che compone gli elettrodi, in particolare le proprietà superficiali, riveste un ruolo cruciale per le caratteristiche elettriche di un condensatore elettrochimico. Le caratteristiche che devono presentare gli elettrodi sono la stabilità a lungo termine, elevati rapporti superficie/peso, la resistenza alle reazioni di ossidoriduzione. Il carbonio in varie forme è il materiale utilizzato più di frequente per gli elettrodi. Il carbonio è disponibile come polveri, fibre, tessuti con densità di superficie fino a $2500 \text{ m}^2/\text{g}$. I vantaggi connessi all'utilizzo di materiali carboniosi sono:

- bassi costi e larga disponibilità sul mercato;
- elevati rapporti superficie/peso;
- tecnologie industriali mature per i processi di produzione.

Nei condensatori elettrochimici con elettrodi in carbonio la capacità è dovuta essenzialmente al processo di carica scarica del doppio strato. Modesti

contributi addizionali di pseudocapacità sono dovuti a gruppi funzionali che sono presenti nei carboni attivi.

Gli ossidi metallici costituiscono una vantaggiosa alternativa al carbonio per la loro bassa resistività e la loro elevata capacità specifica che potrebbero consentire la costruzione di condensatori con alta densità di energia ed alta densità di potenza. Gli elettrodi in ossidi metallici sono, però, penalizzati dagli elevati costi di produzione. Il comportamento di un condensatore elettrochimico con elettrodi in ossidi metallici non può essere ascritto al solo accumulo nella distribuzione a doppio strato ma è la conseguenza anche di una sequenza di reazioni chimiche di ossidoriduzione che avvengono sulla superficie degli elettrodi. Ricerche approfondite sono state condotte sugli ossidi di rutenio per applicazioni militari dove le specifiche di costo sono meno restrittive che nelle applicazioni commerciali. Ulteriori ricerche sono state mirate ad individuare materiali più economici degli ossidi di rutenio anche se le possibilità sono fortemente limitate dalla necessaria presenza di acidi concentrati nelle soluzioni elettrolitiche. Negli elettroliti acquosi il meccanismo primario di accumulo della carica consiste nell'assorbimento di protoni nel reticolo degli elettrodi ed è necessario un acido forte per garantire una sufficiente conduttività protonica. Tale condizione restringe il campo dei possibili materiali per gli elettrodi perché la maggioranza degli ossidi metallici si disciolgono velocemente in soluzioni acide. L'elevata capacità specifica combinata con la bassa resistività consente di conseguire un valore molto elevato di densità di potenza. Poiché gli elettrodi con ossidi metallici sono adatti solo per elettroliti acquosi, la tensione nominale di cella è limitata a circa 1 V . I guadagni in densità di potenza derivanti dalla bassa resistività sono riequilibrati dalle maggiori perdite dovute alla minore tensione operativa.

Alcuni studi hanno suggerito l'utilizzo di polimeri conduttori per la realizzazione degli elettrodi. I polimeri accumulano o rilasciano carica elettrica

con reazioni di ossidoriduzione. Nella reazione di ossidazione (doping) gli ioni sono trasferiti nella matrice polimerica. Nella reazione di riduzione (dedoping) gli ioni sono rilasciati nella soluzione. L'accumulo di carica nelle pellicole in polimeri conduttori avviene nell'intero volume dell'elettrodo e non solo sulla superficie come con il carbonio. Questa caratteristica consente di conseguire elevati valori di capacità specifica. Per i condensatori elettrochimici con elettrodi polimerici sono stati riportati valori piuttosto elevati di densità di potenza e di densità di energia. La contrazione e la dilatazione del polimero durante le operazioni di carica scarica possono comportare un deterioramento strutturale. I limiti tecnologici sono oggi costituiti da una scarsa stabilità a lungo termine e da una insufficiente durata di vita in cicli di carica scarica.

La composizione chimica dell'elettrolita ha un ruolo determinante nelle caratteristiche del condensatore elettrochimico. La tipologia dell'elettrodo deve essere specificamente orientata alla tipologia di elettrolita non solo per la scelta del materiale ma anche per la dimensione dei pori. La tensione limite di cella dipende essenzialmente dalla tensione di dissociazione dell'elettrolita. La densità di energia che è specificamente correlata alla massima tensione applicabile è limitata in prevalenza proprio dalla natura dell'elettrolita. La conduttività dell'elettrolita influenza la resistenza del condensatore alla circolazione di corrente e quindi la sua densità di potenza. Esistono oggi due tipologie di elettrolita per un condensatore elettrochimico: gli elettroliti acquosi e gli elettroliti organici. Gli elettroliti organici sono i più adottati nelle applicazioni commerciali per la loro maggiore tensione di dissociazione ($>2 V$). La tensione operativa di cella è tipicamente di $2,3 V$ ma sono ammesse sovratensioni transitorie fino a $2,7 V$. La tensione di cella è limitata dal contenuto di acqua nell'elettrolita; alcuni costruttori hanno programmato di aumentare la tensione operativa fino a $3,2 V$, con particolari elettroliti a basso contenuto di acqua e rivestendo gli elettrodi in carbonio con strati protettivi per

ridurre la corrosione. Gli elettroliti organici presentano, però, una conducibilità elettrica piuttosto bassa. La maggiore resistività dell'elettrolita influisce sulla resistenza equivalente distribuita sulla superficie e di conseguenza riduce la massima potenza disponibile. Tuttavia, una parte della riduzione di potenza è compensata dalla maggiore tensione che può essere applicata sull'elettrolita organico.

Gli elettroliti acquosi limitano la tensione operativa delle celle a circa $1 V$, riducendo la possibilità di accumulo di energia rispetto agli elettroliti organici. I vantaggi di un elettrolita acquoso sono connessi alla sua maggiore conduttività elettrica e a vincoli meno stringenti durante il processo di produzione. Inoltre, gli elettroliti acquosi hanno un costo minore rispetto agli elettroliti organici.

Il setto separatore previene la possibilità di contatto elettrico tra i due elettrodi. Esso però deve essere permeabile agli ioni per consentire il trasferimento della carica. Per elettroliti organici si utilizzano separatori in polimeri o in carta mentre per gli elettroliti organici si preferiscono separatori ceramici o in fibra di vetro. Un separatore dovrebbe essere caratterizzato da un'elevata resistività, un'elevata conduttività ionica ed un piccolo spessore.

3.4. Modello matematico di un condensatore elettrochimico

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

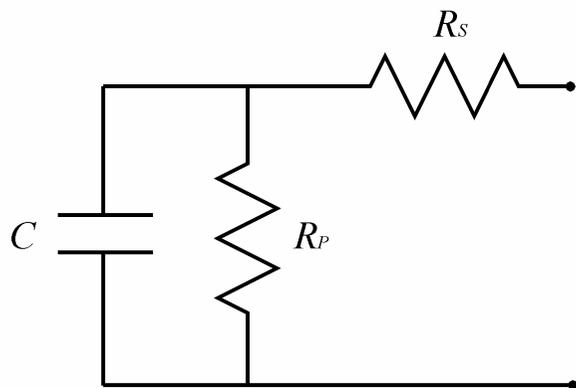


Fig. 8 – Circuito elettrico equivalente per un condensatore elettrochimico

La capacità equivalente C , in genere, è ricavata sperimentalmente misurando l'energia ΔE assorbita dal condensatore elettrochimico durante una carica tra due tensioni di riferimento V_1 e V_2 e trascurando le perdite ohmiche su R_S .

$$C = \frac{2 \Delta E}{V_1^2 - V_2^2}$$

La resistenza serie R_S tiene conto dei fenomeni di dissipazione che avvengono durante i processi di carica e scarica. Essa può essere determinata misurando la costante di tempo τ_S per la scarica su un carico ohmico di resistenza R .

$$R_S = \frac{\tau_S}{C} - R$$

La resistenza parallelo R_P riproduce, invece, i fenomeni di autoscarica che intervengono per periodi di tempo lunghi (giorni) e si può ricavare dalla costante di tempo di autoscarica τ_P :

$$R_P = \frac{\tau_P}{C}$$

Per l'analisi del comportamento per intervalli di tempo sufficientemente brevi la resistenza R_P può essere trascurata ed il condensatore elettrochimico può essere rappresentato come un circuito RC serie.

3.5. Confronto dei condensatori elettrochimici con le batterie elettrochimiche

Le batterie elettrochimiche ed i condensatori elettrochimici presentano caratteristiche operative complementari. Le batterie elettrochimiche sono caratterizzate da un'elevata densità di energia, ma da una bassa densità di potenza. I condensatori elettrochimici, invece, sono caratterizzati da una modesta densità di energia e da una densità di potenza elevata. Le caratteristiche prestazionali delle due tecnologie di accumulo possono essere efficacemente rappresentate sul piano di Ragone (densità di potenza, densità di energia). La fig. 9 evidenzia come i condensatori elettrochimici occupino una regione del piano compresa tra le batterie elettrochimiche e i condensatori tradizionali. Sul piano di Ragone, le linee diagonali riportano il minimo tempo di scarica per i dispositivi. I tempi di scarica per le batterie possono variare nell'intervallo tra le decine di minuti e le ore dipendentemente dalle coppie elettrochimiche e dalle caratteristiche costruttive (geometria degli elettrodi, area attiva); i condensatori elettrochimici presentano tempi di scarica variabili da frazioni di secondo a pochi minuti.

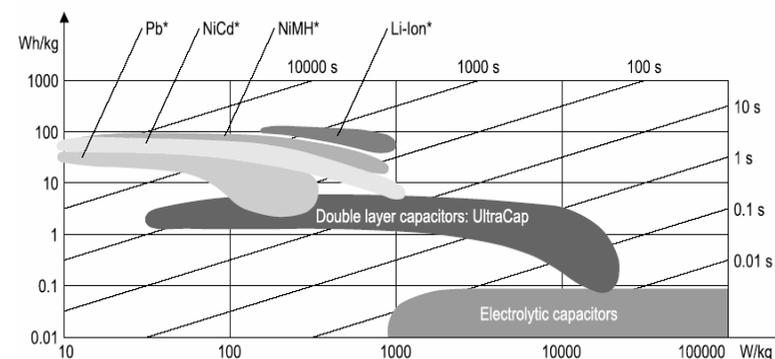


Fig. 9 – Diagramma di Ragone

Il confronto tra le durate di scarica evidenzia come i condensatori elettrochimici possano essere adottati per alimentare picchi di carico di breve durata mentre le batterie elettrochimiche possono garantire sufficienti capacità di accumulo. I condensatori elettrochimici e le batterie si differenziano anche per la durata di vita e l'efficienza. I meccanismi di carica in un condensatori elettrochimici sono prevalentemente elettrostatici e perciò comportano un deterioramento trascurabile degli elettrodi e minori perdite. I condensatori elettrochimici hanno una durata di vita fino a 10^6 cicli di carica scarica che è circa di 1000 volte superiore della durata di vita di una batteria. La tabella riassume alcune caratteristiche peculiari delle due tecnologie (tab. 4).

	Batterie	Condensatori elettrochimici
Energia Specifica [Wh/kg]	30–45	4–5
Potenza Specifica [W/kg]	60–300	5000
Durata di vita [cicli]	500	500000
Costo [€/kWh]	120–150	10000
Tempo di ricarica	Ore	Minuti
Tempo di auto-scarica	Mesi	Giorni
Rendimento	0,7–0,9	0,85–0,98

Tab.4 – Confronto tra batterie elettrochimiche e condensatori elettrochimici

4. Sistemi di accumulo di idrogeno

Allo stato attuale i sistemi di accumulo di energia elettrica con stoccaggio di idrogeno sono ancora in una fase di sviluppo preindustriale. I progressi tecnici e tecnologici degli ultimi decenni lasciano, però, prevedere che, nel prossimo futuro, i sistemi di accumulo con idrogeno potrebbero avere una larga diffusione nei sistemi di generazione distribuita da fonti rinnovabili (tab. 5).

	Tecnologia	2003 – 2005		Prospettive al 2020	
		Durata di vita	Costo	Durata di vita	Costo
Sistemi di elettrolisi	Alcalina (>30 bar)	20	8150 €/Nm ³ h ⁻¹	20	4075 €/Nm ³ h ⁻¹
Celle a combustibile	PEM	10	3000 €/kW	20	300 €/kW
Sistema di accumulo di H ₂	Bombole (20–30 bar)	20	30 €/Nm ³	20	25 €/Nm ³

Tab.5 – Costi e durata di vita di componenti per sistemi di stoccaggio di energia elettrica con H₂.

In particolare, essi sembrano essere preferibili rispetto alle batterie elettrochimiche per l'accumulo di energia elettrica per lunghi periodi (accumulo stagionale). Un sistema di accumulo di energia elettrica con idrogeno deve prevedere un sistema di produzione dell'idrogeno per elettrolisi, un sistema di stoccaggio e un sistema di celle a combustibile per la generazione di energia elettrica.

Gli elettrolizzatori sono disponibili essenzialmente con due diverse tecnologie: sistemi di elettrolisi alcalina e sistemi di elettrolisi con membrane polimeriche. Una terza tecnologia, l'elettrolisi con ossidi solidi, è ancora in fase di sviluppo. Più diversificate sono, invece, le soluzioni per lo stoccaggio. Le soluzioni per lo stoccaggio devono essere un compromesso tecnico tra capacità di accumulo, durata di vita, efficienza di carica-scarica. Per il sistema di accumulo sono di importanza cruciale le proprietà chimico fisiche dell'idrogeno. L'idrogeno è caratterizzato da una bassissima densità ed è difficile accumularlo con efficienza in piccoli contenitori. La ridotta dimensione delle molecole di idrogeno facilita i processi di diffusione nei materiali metallici e non metallici che possono causare fuoriuscite ma anche il deterioramento e l'indebolimento dei materiali (corrosione, microfratture). Inoltre, devono essere considerati i

rischi connessi all'infiammabilità e all'esplosività dell'idrogeno. Per tali specifiche caratteristiche, i sistemi di accumulo a bassa pressione sono preferibili in quanto riducono i rischi che sono direttamente connessi alla pressione del gas. Per l'accumulo a bassa pressione si utilizzano materiali solidi compositi come gli idruri o le strutture carboniose per adsorbire o intrappolare le molecole. Tuttavia, tali soluzioni sono svantaggiose in termini di costi, pesi, flessibilità e disponibilità. Consistenti sforzi di ricerca sono ancora orientati su sistemi di accumulo ad alta pressione.

4.1. Accumulo di idrogeno allo stato gassoso

L'accumulo di idrogeno gassoso in recipienti pressurizzati è la tecnica di stoccaggio più tradizionale sia per applicazioni stazionarie sia per la applicazioni veicolari. Il comportamento dell'idrogeno, per temperature operative prossime alla temperatura ambiente, può essere assimilato a quello di un gas ideale. Il numero di moli n , la massa m , e l'energia chimica dell'idrogeno in un recipiente pressurizzato di volume V alla pressione p ed alla temperatura assoluta T sono correlate tra loro dalle relazioni:

$$n = \frac{pV}{RT}, m = nM, E = n\Delta H \quad (1)$$

dove $R = 8,314 \text{ J/mole K}$, $M = 2,016 \text{ g/mole}$ e $\Delta H = 242 \text{ kJ/mole}$. La densità di energia per l'idrogeno è circa uguale a $39,4 \text{ kWh/kg}$. Dalla eq. 1 consegue che per predefinite condizioni di volume e temperatura, la quantità di idrogeno che può essere accumulato in un recipiente cresce con la pressione. La pressione dell'idrogeno è, però, limitata da specifiche prescrizioni per garantire la sicurezza. In genere, l'idrogeno è compresso fino a $200\text{--}250 \text{ bar}$ in bombole cilindriche fino a 50 dm^3 . Nei recipienti di grosse dimensioni la pressioni operative sono relativamente basse (il più grande serbatoio di idrogeno compresso al mondo, con un volume di circa 15.000 m^3 , adotta una pressione

di esercizio di solo $12\text{--}16 \text{ bar}$). L'idrogeno può essere accumulato, infine, fino a pressioni di $600\text{--}700 \text{ bar}$ in contenitori di acciaio ad elevata resistenza avvolti da fibre di alluminio o di carbonio/grafite.

Le proprietà della superficie interna di un serbatoio sono determinanti, perché l'idrogeno può intaccare le pareti ed indebolire la struttura dei metalli. Il materiale più comune per i serbatoi di idrogeno è l'acciaio. L'acciaio è abbastanza economico e resistente ma il suo peso specifico penalizza la densità di energia dell'accumulo. L'alluminio costituisce una pratica alternativa all'acciaio perché coniuga una sufficiente resistenza meccanica ad un minore peso. La densità di energia di un serbatoio in pressione dipende in modo sostanziale dal suo materiale costitutivo. Le tradizionali bombole di acciaio raggiungono una densità di energia di circa $0,45 \text{ kWh/kg}$, che equivale ad una percentuale di idrogeno accumulato pari all' $1,1\%$ in peso. Con le tecnologie tradizionali, la percentuale in peso di idrogeno può crescere fino all' $1,5\text{--}2,6\%$ in peso con una accurata progettazione del recipiente. Significativi progressi costruttivi si sono avuti con l'introduzione di tecnologie basate su materiali compositi. I serbatoi ultraleggeri sono realizzati con un involucro non permeabile e senza giunzioni avvolto con fibre di carbonio composite e racchiuso in un guscio resistente agli urti. Con materiali compositi la Quantum Technologies, Inc. ha realizzato contenitori con una percentuale in peso di idrogeno dell' $11,3\%$ ($5,02 \text{ kWh/kg}$). Nei serbatoi in pressione le perdite di gas sono praticamente trascurabili. Le fuoriuscite che potrebbero riscontrarsi attraverso i connettori possono essere minimizzate con semplici accorgimenti costruttivi.

Le cave sotterranee sono un metodo semplice e relativamente economico per l'accumulo di idrogeno su larga scala. Esistono diverse tipologie di cave che possono essere utilizzate come le cave naturali o artificiali o le falde acquifere. La pressione nelle cave in roccia può variare tra gli $80\text{--}160 \text{ bar}$ che

corrisponde a una densità di energia di circa $250 - 465 \text{ kWh/m}^3$. Nelle falde acquifere la densità di energia è minore. Le perdite di idrogeno causate da fuoriuscite per le cave in roccia sono eguali a circa l'1 - 3% del volume all'anno.

4.2. Accumulo di idrogeno allo stato liquido

L'accumulo di idrogeno liquido comporta meno potenziali rischi dell'idrogeno allo stato gassoso per le minori pressioni di esercizio. Il raffreddamento dell'idrogeno fino allo stato liquido è un processo lento che richiede una consistente quantità di energia. Il consumo di energia per la liquefazione dell'idrogeno è di circa 11 kWh/kg , che equivale a circa il 28% del suo contenuto energetico. Tale condizione costituisce una grave limitazione all'utilizzo dell'idrogeno liquido. Tuttavia, la perdita di energia per la liquefazione è abbastanza compensata dall'elevata densità di energia che può essere ottenuta. La densità di energia per un sistema di stoccaggio di idrogeno liquido è di circa $13,8 \text{ kWh/kg}$ (idrogeno pari al 25,9% in peso); l'idrogeno liquido è caratterizzato da una bassa densità (71 kg/m^3) e la densità di energia volumetrica è di circa 2760 kWh/m^3 . L'idrogeno liquefa a $20,25 \text{ K}$ e i serbatoi di accumulo necessitano di sofisticate tecnologie di isolamento termico. I progressi conseguiti nelle tecnologie di isolamento termico e nella pressurizzazione dei recipienti hanno però consentito di realizzare sistemi con prestazioni soddisfacenti. I recipienti disperdono una frazione del volume accumulato a causa dell'evaporazione dell'idrogeno dovuta alla loro conduttività termica. Le perdite per evaporazione variano dal 0,06% al giorno per grossi contenitori fino al 3% al giorno per i serbatoi più piccoli. Esse costituiscono, perciò, un secondo limite sostanziale per l'utilizzo dei sistemi di accumulo di idrogeno liquido. Le perdite per evaporazione possono essere ridotte con appropriate tecniche di isolamento termico. I contenitori di solito

combinano differenti metodologie di isolamento come l'isolamento sotto vuoto, l'isolamento multistrato (multi-layer insulation (MLI)) e gli schermi raffreddati con vapore (vapor-cooled radiation shields (VCS)). L'isolamento sotto vuoto è basato sulla drastica riduzione del calore trasferito per conduzione e per convezione nei gas al diminuire della pressione. Il calore disperso per irraggiamento può essere ridotto, invece, con schermi riflettenti che avvolgono il contenitore (multi-layer insulation). Gli schermi devono essere costituiti da lamine di metallo caratterizzate da un basso coefficiente di emissione come fogli lucidi di alluminio. Una considerevole riduzione dell'evaporazione può essere conseguita raffreddando l'isolamento con gas freddi, come per esempio negli schermi raffreddati a vapore. Questo può essere ottenuto installando schermi metallici nell'isolamento e raffreddandoli.

4.3. Idruri metallici

L'accumulo di idrogeno con idruri metallici è divenuta una realistica alternativa ai serbatoi per l'idrogeno compresso perchè comportano meno potenziali rischi per le pressioni di esercizio relativamente basse. Gli idruri metallici sono composti derivanti da reazione chimico-fisiche di alcuni metalli e leghe metalliche con l'idrogeno. Negli idruri metallici l'idrogeno è adsorbito negli spazi interatomici della struttura reticolare del metallo. I metalli differiscono per la loro capacità di dissociare le molecole di idrogeno che dipende dalla struttura della superficie e dalla sua purezza. In generale, gli idruri derivano dalla combinazione di metalli che possono facilmente adsorbire idrogeno come le terre rare (La, Ti, Zr), il calcio e il magnesio (Ca, Mg) con materiali che reagiscono debolmente con l'idrogeno (Fe, Ni, Mn, Co). I più comuni esempi di idruri per l'accumulo di idrogeno sono i composti di Fe-Ti e La-Ni e gli idruri di magnesio. Gli idruri adsorbono idrogeno e rilasciano calore quando il serbatoio è riempito da idrogeno in pressione. Durante il

processo di rilascio di idrogeno è necessario fornire energia riscaldando il sistema e ridurre la pressione. Gli idruri metallici sono caratterizzati da una semplice controllabilità. La cinetica chimica degli idruri metallici è sufficientemente veloce che essi possono essere nella pratica controllati regolando il flusso termico.

I moderni sistemi a idruri metallici consistono di serbatoio di accumulo contenente le polveri di metallo impaccate e un filtro. La densità di energia per un sistema a idruri metallici può variare tra 1 e 2,9 MJ/kg mentre la densità volumetrica di energia può variare tra 0,4 e 5,2 MJ/dm^3 .

Nelle operazioni di ricarica è necessario un compressore per immettere l'idrogeno alla pressione necessaria per l'accumulo (30–55 bar). Il tempo di ricarica dipende dal tipo di idruro e dalla percentuale di riempimento. Gli idruri a base di magnesio sono caratterizzati da lunghi tempi di ricarica. Gli idruri con cinetiche di assorbimento/rilascio più veloci necessitano di brevi tempi di ricarica. I sistemi ad idruri metallici si caratterizzano per molteplici parametri chimico fisici:

- temperatura e pressione di accumulo e rilascio
- capacità di accumulo
- velocità di adsorbimento e desorbimento
- durata di vita

Normalmente gli idruri sono classificati in idruri a bassa temperatura ed idruri ad alta temperatura in funzione della temperatura di adsorbimento e desorbimento. Per gli idruri a bassa temperatura la temperatura di rilascio è compresa tra i 20–90 °C. L'idruro consiste in un materiale di elevato peso molecolare che trattiene l'idrogeno con un legame covalente. Negli idruri ad alta temperatura la temperatura di rilascio è compresa tra i 150–300 °C. L'idruro consiste in un materiale con basso peso molecolare e l'idrogeno è trattenuto da un legame ionico. La capacità di accumulo dell'idrogeno è

maggiore per gli idruri ad alta temperatura. La pressione di adsorbimento per gli idruri metallici varia tra i 30 e i 55 bar , mentre la pressione di desorbimento varia tra i 0,7 e i 10 bar . Per incrementare la capacità di accumulo è necessario che l'idruro sia costituito da granuli di piccole dimensioni così da aumentarne la superficie di scambio. Durante l'adsorbimento l'aumento di volume può indurre sollecitazioni meccaniche sulle superfici interne del contenitore. La variazione di volume e la conseguente compressione possono comportare anche la frammentazione dei granuli metallici e la variazione delle proprietà del sistema. Il sistema di accumulo deve consentire le variazioni di volume dell'idruro durante i cicli di carica scarica. La durata di vita dei sistemi di accumulo ad idruri metallici è ancora poco soddisfacente se confrontata con i sistemi di accumulo dell'idrogeno in recipienti pressurizzati (poche migliaia di cicli di carica–scarica). Per completezza, le prestazioni caratteristiche di alcune tecnologie di idruri metallici sono riassunte nella tabella (tab. 6).

	Cinetica di adsorbimento/desorbimento	Grado di sensibilità alle impurità nell'idrogeno	Temperatura ad 1 bar (°C)	Pressione di equilibrio a 20°C (bar)	Capacità di adsorbimento di idrogeno in peso%
Idruro di magnesio	Molto lenta	Fortemente sensibile all'ossigeno ed all'acqua	279	10–6	7.6
Idruro di palladio	Veloce	Sensibile al monossido di carbonio	147	8,2 10–3	0.72
Idruro di titanio–ferro	Veloce	Fortemente sensibile all'ossigeno, all'acqua ed al monossido di carbonio	–8	4,1	1.86
Idruro di magnesio–nickel	Media	Poco sensibile alle impurità	255	10–5	3.6
Idruro di zirconio–manganese	Molto veloce	Sensibile al biossido di zolfo	167	10–3	1.77
Idruro di lantanio–nickel	Molto veloce	Sensibile all'ossigeno, acqua e monossido di carbonio	15	1,8	1.5

Tab.6 – Analisi delle prestazioni di alcune famiglie di idruri metallici per accumulo di idrogeno

4.4. Idrocarburi

I composti chimici contenenti idrogeno possono essere considerati come una tecnologia alternativa per l'accumulo ed il trasporto di idrogeno. Idrocarburi liquidi come il metanolo o l'etanolo a parità di volume contengono più idrogeno anche dello stesso idrogeno liquido. L'idrogeno può essere rilasciato dall'idrocarburo attraverso un processo di reforming in presenza di vapore ad elevata temperatura. Il prodotto del processo è un flusso di combustibile contenente idrogeno (70–75%), biossido di carbonio, monossido di carbonio ed acqua. Per alimentare celle a combustibile con elettrodi in platino, l'idrocarburo non deve contenere tracce di zolfo (<0,5 ppm) e sono necessari trattamenti chimici per rimuovere il monossido di carbonio. Gli idrocarburi ed il metanolo in particolare potrebbero avere discrete possibilità di sviluppo commerciale per applicazioni veicolari utilizzando le attuali infrastrutture di distribuzione di carburanti. Il processo di reforming rende il sistema di accumulo complesso, difficile da scalare in potenza e introduce costi addizionali. Inoltre, esso impedisce la possibilità di potere utilizzare la cella a combustibile in modo reversibile per elettrolizzare acqua. La densità di energia per l'accumulo con idrocarburi è abbastanza elevata (8,9% in peso per CH₂OH, 15,1% in peso per NH₃, e 13,2% in peso per CH₃C₆H₁₂), ma il sistema di reforming costituisce una massa addizionale.

4.5. Carbonio

Le fibre di carbonio presentano un'elevata resistenza meccanica combinata con basso peso specifico e stabilità alle sollecitazioni termiche e sono essenziali per la realizzazione di serbatoi in pressione leggeri. Il carbonio ha anche delle prospettive come materiale adsorbente per l'idrogeno. Il carbone attivo, caratterizzato da un'elevata densità superficiale, può adsorbire idrogeno nei suoi micropori (diametro inferiore a 2 nm) a bassa temperatura ed alta

pressione. L'adsorbimento di idrogeno sulla superficie del carbone attivo è basata sulla affinità tra gli atomi di carbonio e di idrogeno. Esso dipende dalla superficie esposta e dalla dimensione e distribuzione dei micropori. Per l'accumulo devono essere applicate pressioni elevate. Con temperature criogeniche e con pressioni di 45 – 60 bar sono state raggiunte percentuali in peso di idrogeno adsorbito circa uguali al 5,2%. A temperatura ambiente ed alla pressione di 60 bar la frazione si riduce allo 0,5% in peso.

4.6. Sistemi di produzione di idrogeno per elettrolisi

L'elettrolisi dell'acqua è un processo elettrochimico che produce idrogeno ed ossigeno allo stato gassoso a partire da acqua demineralizzata. L'energia necessaria a scindere le molecole di acqua deve essere fornita da una alimentazione elettrica esterna. Durante l'elettrolisi dell'acqua avviene, cioè, la trasformazione inversa rispetto a quella che avviene nelle celle a combustibile. Gli elettrolizzatori sono disponibili sul mercato con diverse taglie di potenza (da pochi kW a centinaia di MW) e possono generare idrogeno e/o ossigeno per ogni potenziale campo di applicazione sia per lavorazioni industriali (taglio di metalli, industria chimica) sia per accumulo energetico. Elettrolizzatori di potenza medio-bassa possono essere dislocati nelle vicinanze nei punti di utilizzazione (per minimizzare i costi di trasporto e di distribuzione). Elettrolizzatori per la produzione di idrogeno su larga scala devono, invece, essere supportati da una adeguata infrastruttura per la distribuzione (navi, serbatoi, condutture).

Per i moderni elettrolizzatori, l'efficienza energetica della trasformazione di acqua in idrogeno può variare tra l'80% ed il 95% con un grado di purezza dell'idrogeno compreso tra il 99,8% e il 99,9998%. L'efficienza energetica del sistema, definita come rapporto tra il potere calorifico superiore dell'idrogeno (HHV) con l'energia assorbita del sistema di elettrolisi per kg di idrogeno

prodotto (incluso la sezione elettrochimica, il raddrizzatore e i servizi ausiliari), può variare dal 56% per sistemi di elettrolisi PEM (*proton exchange membrane*) al 73% per i sistemi alcalini bipolari (p.e. Stuart e Norsk Hydro). Le previsioni indicano che nel prossimo futuro l'efficienza complessiva dei sistemi di elettrolisi potrebbe essere incrementata fino al 78%. L'elevato costo di impianto degli elettrolizzatori (>1000 €/kW) è ancora oggi il fattore più determinante che limita la produzione di idrogeno per elettrolisi.

Produttore	Tecnologie	Energia assorbita kW/kg	Potenza di picco kW	Pressione di H2 Psig
Avalence	Alcalina unipolare	56,4 – 60,5	2 – 25	fino a 10.000
Proton	PEM	62,3 – 70,1	3 – 63	circa 200
Teledyne	Alcalina bipolare	59,0 – 67,9	17 – 240	60 – 115
Stuart	Alcalina bipolare	53,4 – 54,5	15 – 360	360
Norsk Hydro	Alcalina bipolare (alta pressione)	53,4	48 – 290	circa 230
	Alcalina bipolare (atmosferica)	53,4	240 – 2.300	0,3

Tab.7 – Tecnologie per la produzione di idrogeno per elettrolisi dell'acqua

Allo stato attuale, le tecnologie per l'elettrolisi dell'acqua sono essenzialmente:

- *elettrolisi alcalina* (con elettrolita liquido di natura alcalina),
- *elettrolisi con membrana a scambio protonico PEM* (membrane polimeriche),
- *elettrolisi ad ossidi solidi* (con elettrolita solido ceramico).

Le tecnologie di elettrolisi alcalina e di elettrolisi con membrane polimeriche sono abbastanza mature ed esiste un consistente numero di unità in funzionamento regolare. Gli elettrolizzatori ad ossidi solidi non sono stati ancora sufficientemente sperimentati e sono ancora allo stato di prototipo.

Gli elettrolizzatori alcalini detengono il primato per la produzione di idrogeno per elettrolisi su scala industriale. La larga diffusione dell'elettrolisi alcalina è

stata favorita dai minori costi di impianto rispetto all'elettrolisi PEM. Sistemi per l'elettrolisi alcalina di grossa potenza ($>100\text{ MW}$) sono stati installati, per esempio, in Egitto ed in Congo per la produzione di idrogeno da impianti di generazione idroelettrici. Il principio di funzionamento di un elettrolizzatore alcalino si basa sulla circolazione di una soluzione elettrolitica (p.e. idrossido di potassio) che consente il trasferimento degli ioni idrossili. Gli elettrolizzatori alcalini operano con densità di corrente relativamente basse ($<0,4\text{ A/cm}^2$) e con efficienze di conversione abbastanza elevate. Un moderno sistema di elettrolisi alcalina può conseguire un'efficienza di circa il 90% (circa 4 kWh di energia elettrica per m^3 di idrogeno in condizioni NTP) producendo idrogeno fino a 30 bar senza ricorrere ad una compressione ausiliaria. Tuttavia, un rilevante consumo di energia elettrica può essere necessario a valle del processo di elettrolisi per la compressione dei gas fino alle pressioni di utilizzo per l'industria o per lo stoccaggio in bombole su veicoli ad idrogeno ($350\text{--}700\text{ bar}$). In assenza di un sistema ausiliario di purificazione, le purezze dei gas sono in media del 99,8% per l'idrogeno e del 99,2% per l'ossigeno. Gli elettrolizzatori alcalini hanno una lenta risposta dinamica e sono, perciò, preferibili in applicazioni a regime stazionario.

Una tecnologia alternativa è l'elettrolisi PEM il cui principio di funzionamento si basa sull'utilizzo di una membrana solida polimerica permeabile dai protoni e di catalizzatori metallici (Platino, Platino-Rutenio). La maggioranza dei sistemi di elettrolisi PEM adottano membrane in *Nafion* (*fluorocarbon-based ionomer*). Gli elettrolizzatori PEM, poiché non richiedono la circolazione di un elettrolita liquido, si distinguono per la loro affidabilità e per la continuità di esercizio senza guasti ($>100,000\text{ h}$) anche in condizioni ambientali critiche (p.e. generazione di ossigeno a bordo di sottomarini nucleari). Essi possono operare con una densità di corrente maggiore dei sistemi di elettrolisi alcalina ($1\text{--}2\text{ A/cm}^2$) e con efficienze di conversione che variano tra il 50% ed il 90%;

l'efficienza di conversione diminuisce, tuttavia, al crescere della densità di corrente. La tecnologia degli elettrolizzatori PEM è affine a quella delle celle a combustibile e si prevedono, perciò, rilevanti sviluppi per i prossimi anni. Un ambizioso progetto di ricerca giapponese (WE-NET hydrogen programme) si è prefisso come obiettivo la realizzazione di un elettrolizzatore PEM con densità di corrente maggiore di 1 A/cm^2 e con un'efficienza di conversione di oltre il 90%. La purezza dei gas prodotti è di circa il 99,999% sia per l'idrogeno sia per l'ossigeno senza il ricorso a dispositivi ausiliari di purificazione. I sistemi di elettrolisi PEM tollerano anche condizioni di alta pressione (comprese differenze di pressione tra le uscite dell'idrogeno e dell'ossigeno fino a 200 bar) e il bisogno di comprimere i gas a valle dell'elettrolisi è minore che negli elettrolizzatori alcalini. I vantaggi connessi alla tecnologia di elettrolisi con membrane a scambio protonico sono molteplici, in particolare per le applicazioni di accumulo in sistemi generazione distribuita. Gli elettrolizzatori PEM possono operare con elevate densità di corrente, riducendo l'ingombro, ed hanno un'intrinseca adattabilità alle variazioni della potenza in ingresso. I sistemi PEM sono, quindi, particolarmente adatti per produrre idrogeno da energie rinnovabili caratterizzate da generazione intermittente (eolico, fotovoltaico).

Una terza tecnologia è l'elettrolisi ad ossidi solidi. Il principio di funzionamento di un sistema di elettrolisi con ossidi solidi è basato su un elettrolita solido ceramico (zirconio-cerio) che alla temperatura di $800\text{--}1000\text{ }^\circ\text{C}$ trasferisce ioni di ossigeno (O_2^-). L'elettrolisi ad ossidi solidi necessita, perciò, di una sorgente di calore esterna. La temperatura di esercizio facilita il processo di scissione delle molecole di acqua e, di conseguenza, il consumo specifico di energia elettrica è minore che per le altre due tipologie di elettrolizzatori. I sistemi di elettrolisi ad ossidi solidi sono ancora in uno stadio di prototipo. La progettazione di sistemi di elettrolisi ad ossidi solidi comporta

ancora difficoltà per le intense sollecitazioni termiche e per garantire la tenuta alla fuoriuscita di gas. La durata di vita operativa è ancora insufficiente per un loro utilizzo industriale.

In tab. 8 sono riassunte le caratteristiche di funzionamento delle tre tecnologie di elettrolisi.

5. Conclusioni

Le attuali conoscenze tecniche e tecnologiche consentono di accumulare l'energia elettrica con diverse tipologie di dispositivi che si differenziano sia per i principi fisici di funzionamento (elettrostatico, elettrochimico) sia per le caratteristiche prestazionali (potenza specifica, densità di energia, efficienza dell'accumulo e della riconversione). Le tecnologie che sembrano essere più adatte alle applicazioni di generazione distribuita, sono costituite dalle batterie elettrochimiche, dai sistemi di stoccaggio con accumulo di idrogeno, dai condensatori elettrochimici (supercondensatori). Nel capitolo, per le tre tecnologie di accumulo, è stata fornita una breve descrizione dei principi fisici di funzionamento e sono stati riportati alcuni valori indicativi delle principali caratteristiche operative per le loro più comuni tipologie e forme costruttive.

Svantaggi	Vantaggi	Risposta dinamica	Elettrolita	Tecnologia
Bassa densità di corrente L'elettrolita liquido rallenta la risposta dinamica e accresce i costi di manutenzione Possibilità di dovere prevedere un sistema ausiliario di compressione	Sistema di elettrolisi a livello commerciale caratterizzato da minore costo unitario e maggiore efficienza	Si preferisce il funzionamento a regime stazionario. La potenza può esser ridotta anche al 20% della potenza nominale	Soluzione caustica (KOH)	Elettrolisi alcalina
Elevati costi della membrana polimerica e dei catalizzatori Processi di fabbricazione complessi e costosi Non sono disponibili taglie di potenza di MW	Elettrolita solido (assenza di parti in movimento e di liquidi corrosivi); Elevate densità di corrente; ridotti ingombri; elevate pressioni dei gas di uscita; possibilità di operare con elevati gradienti di pressione	I tempi di risposta della produzione di idrogeno sono abbastanza brevi anche per consistenti variazioni della potenza elettrica in ingresso	Membrana polimerica solida (Nafion)	Elettrolisi PEM
Le alte temperature possono limitare i campi di impiego Tenuta alla fuoriuscita dei gas Intense sollecitazioni termiche che possono ridurre la durata di vita	Elettrolita solido; si utilizza energia termica per ridurre il consumo di energia elettrica	Le capacità dinamiche sono ancora poco definite. I tempi di risposta sono condizionati dalle elevate temperature di esercizio 800–1000 °C	Zirconio Cerio	Elettrolisi con ossidi solidi

Tab.8 – *Confronto tra le tecnologie per la produzione di idrogeno per elettrolisi dell'acqua*

CAPITOLO 3

STRUTTURA DI UN SISTEMA DI GENERAZIONE DISTRIBUITA

1. Introduzione

Le previsioni di una limitata disponibilità di riserve di energia convenzionali (combustibili fossili) ed i crescenti livelli di inquinamento nelle aree urbane, hanno accresciuto negli ultimi decenni l'interesse per i sistemi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e/o a basso impatto ambientale. Le fonti di energia rinnovabili sono fonti di energia basate su processi naturali che si rinnovano in modo continuo o in tempi brevi. Le fonti di energia rinnovabile sono virtualmente inesauribili, i processi di conversione sono a basso impatto ambientale, l'energia primaria è gratuita. Con la crisi petrolifera degli anni 70, le fonti di energia rinnovabile sono sembrate una pratica e realistica alternativa ai combustibili fossili convenzionali. Tuttavia, la loro densità di potenza relativamente modesta ne ha finora limitato una larga diffusione. Inoltre, la maggioranza dei sistemi di generazione da fonte rinnovabile solo recentemente ha raggiunto un livello di produzione industriale.

L'evoluzione tecnica e tecnologica degli ultimi anni ha consentito di ridurre i costi e di migliorare l'efficienza di tali sistemi anche per gli impianti di taglia medio piccola destinati alla microgenerazione distribuita. I sistemi fotovoltaici ed eolici appaiono allo stato attuale i più adatti per una tale applicazione e di conseguenza anche quelli su cui si è maggiormente concentrata la ricerca scientifica. I minori costi di impianto e di esercizio dei sistemi di generazione termoelettrica hanno però limitato la diffusione dei sistemi di generazione da

energia rinnovabile relegandoli ad impianti prototipo o agli impianti di alimentazione di utenze isolate. Alcune realistiche valutazioni economiche dimostrano che, già con gli attuali costi, per alcune categorie di utenze isolate, possa risultare più economico il ricorso alla generazione in loco da fonte rinnovabile piuttosto che l'allacciamento ad una rete di distribuzione dedicata. Tali utenze possono essere ubicate in regioni poco accessibili o non ancora elettrificate come:

- i villaggi rurali;
- rifugi di montagna;
- stazioni di pronto soccorso;
- apparati di telecomunicazione e stazioni radio base.

Per le loro intrinseche caratteristiche di funzionamento, le fonti di energia rinnovabile non possono operare da sole in modo efficiente. Un sistema di microgenerazione ha un complesso schema che incorpora più componenti ausiliari. Nel capitolo, si discutono le configurazioni per un generico sistema di generazione. Inoltre, si discutono le funzioni dei componenti ausiliari, inclusi i sistemi di accumulo e i convertitori elettronici di potenza, che sono necessari.

2. Configurazioni di impianto per un sistema di generazione distribuita da fonte di energia rinnovabile

I sistemi di generazione da fonti rinnovabili sono caratterizzabili attraverso il profilo della potenza che può essere generata. Essa ha in generale un carattere aleatorio perché dipende da variabili ambientali come la velocità del vento o il livello di insolazione che non sono controllabili e che sono difficilmente prevedibili. La potenza che può essere generata è, inoltre, caratterizzata da un andamento irregolare e discontinuo ed è assimilabile ad una variabile aleatoria. Tali caratteristiche che contraddistinguono le sorgenti da fonte rinnovabile non consentono un loro diretto utilizzo per l'alimentazione dei carichi senza

CAPITOLO III – Struttura di un sistema di generazione distribuita

dispositivi ausiliari o integrazioni di energia dall'esterno. I sistemi di generazione distribuita possono essere preliminarmente sulla base della loro condizione operativa in sistemi interconnessi alla rete o sistemi operanti in isola.

I sistemi interconnessi sono permanentemente collegati alla rete locale di distribuzione. La configurazione di un sistema di generazione interconnesso alla rete è riportato in fig.1.

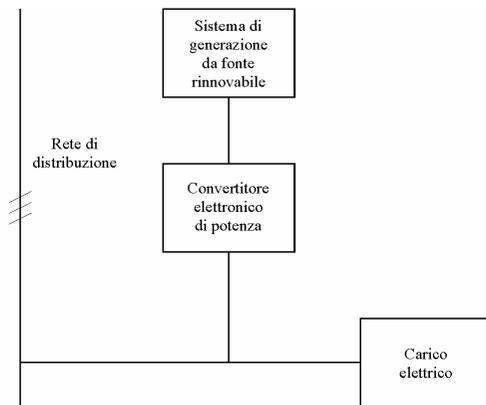


Fig. 1 – Schema di principio per un sistema di generazione da fonte rinnovabile operante con connessione alla rete di distribuzione

Nei sistemi interconnessi l'energia da fonte rinnovabile contribuisce solo parzialmente ad alimentare il carico. La connessione con la rete di distribuzione consente di integrare facilmente le differenze tra il profilo di potenza generata da fonte rinnovabile ed il profilo di potenza che è richiesto dal carico. Per tali configurazioni, la fase di dimensionamento e la gestione dell'impianto risultano, quindi, relativamente semplici. Le difficoltà progettuali sono, invece, connesse essenzialmente al rispetto dei vincoli normativi che disciplinano la connessione di impianti di generazione distribuita alla rete di distribuzione. Le restrizioni sono perlopiù relative alla topologia dei convertitori elettronici di potenza ed ai componenti di protezione dai guasti. I

sistemi interconnessi possono operare anche come sistemi di backup per alimentare carichi elettrici durante periodi di assenza della tensione di rete. In tale condizione deve essere previsto un sistema di accumulo addizionale che garantisca la necessaria autonomia del sistema. La capacità del sistema di accumulo che è necessaria è, in genere, abbastanza modesta perché il sistema di accumulo deve integrare la potenza insufficiente generata dalla sorgente primaria solo per la durata del disservizio (poche ore).

I sistemi di generazione in isola operano, invece, in modo autonomo rispetto alla rete di distribuzione e non beneficiano, quindi, dell'apporto energetico di questa durante gli intervalli di insufficiente generazione.

Nei sistemi in isola, di conseguenza, è abbastanza improbabile che si abbia una sovrapposibilità tra il profilo della potenza che può essere generata da fonte rinnovabile ed il profilo della potenza richiesta dal carico, sufficiente per garantire i requisiti minimi di affidabilità e continuità di alimentazione. In queste configurazioni devono, quindi, necessariamente essere previsti un sistema di accumulo di energia elettrica e/o un sistema ausiliario di generazione (generatori diesel). La configurazione per un sistema di generazione operante in isola è riportata in fig.2.

Il sistema di accumulo consente di stoccare energia quando si ha una potenza generata in eccesso e di integrare le differenze di energia quando la potenza generata è insufficiente. Tale sistema assolve ad una funzione che è analoga alla rete di distribuzione per un sistema interconnesso per compensare le differenze tra la potenza disponibile per la generazione e la potenza richiesta dal carico. Le soluzioni che oggi appaiono più concrete per l'accumulo di energia elettrica, in un impianto di generazione distribuita, sono rappresentate dalle batterie elettrochimiche, dai sistemi di stoccaggio con accumulo di idrogeno, dai condensatori elettrochimici (supercondensatori).

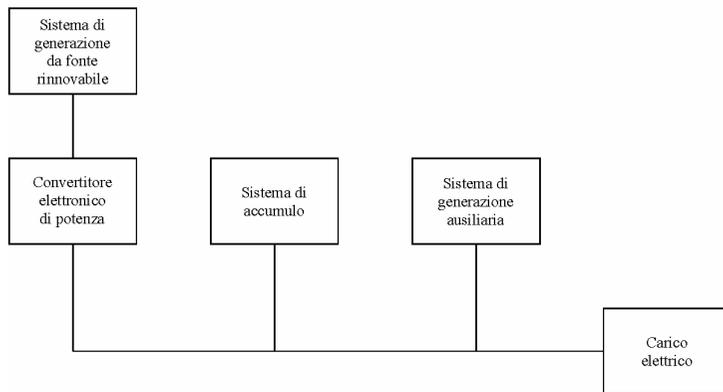


Fig. 2– Schema di principio per un sistema di generazione da fonte rinnovabile operante in isola

Le tre tecnologie di accumulo si contraddistinguono per diverse caratteristiche prestazionali, che possono sintetizzarsi in

- potenza specifica
- densità di energia
- efficienza dell'accumulo e della riconversione in energia elettrica
- pesi ed ingombri.

Le batterie elettrochimiche costituiscono indubbiamente la soluzione di accumulo più tradizionale; la loro tecnologia è ormai matura e consolidata. Oggi sono disponibili in commercio diverse tipologie di batterie che si differenziano per la geometria costruttiva e/o per le coppie elettrochimiche che compongono gli elettrodi. Le batterie al piombo acido sono una soluzione convenzionale e largamente adoperata nei sistemi di generazione distribuita. Malgrado le loro prestazioni medie se comparate con altre tecnologie, le batterie al piombo acido hanno ormai una maturità tecnologica che le rende estremamente affidabili ed economiche sia per applicazioni domestiche sia per

le applicazioni industriali. I vantaggi connessi all'utilizzo di tali dispositivi sono molteplici:

- costi contenuti e facile reperibilità sul mercato
- discrete capacità di sovraccarico temporanee
- affidabilità per la loro semplicità costruttiva e l'assenza di parti meccaniche in movimento
- semplicità di utilizzo
- rendimenti di carica scarica che si mantengono sufficientemente elevati anche per consistenti variazioni della corrente erogata.

Un limite delle batterie elettrochimiche è la ridotta durata di vita che può essere ulteriormente penalizzata da di ripetuti sovraccarichi di corrente. I sovraccarichi possono alterare e compromettere lo stato delle batterie e dovrebbero essere limitati per ridurre i costi di manutenzione e sostituzione periodica.

I consistenti progressi dell'ultimo decennio nelle tecniche di realizzazione delle celle a combustibile e la conseguente riduzione dei pesi, dei volumi e dei costi, consentono oggi l'utilizzo pratico dell'idrogeno come sistema di stoccaggio alternativo alle batterie. Un sistema di accumulo con stoccaggio di idrogeno, deve prevedere, quindi, un sistema di produzione di idrogeno, un sistema di accumulo dell'idrogeno gassoso ed infine un sistema a celle a combustibile per la riconversione in energia elettrica. Gli elettrolizzatori alcalini e le celle a combustibile di tipo PEM (proton exchange membrane) sembrano essere le soluzioni più adatte per le applicazioni di potenza medio bassa. Queste tecnologie sono caratterizzate da basse pressioni e temperature di esercizio e non richiedono stringenti specifiche per la sicurezza. L'idrogeno gassoso è accumulato in serbatoi pressurizzati o più recentemente per adsorbimento in idruri metallici. La maggiore densità di energia rispetto alle batterie suggerisce l'impiego di sistemi con stoccaggio di idrogeno per le applicazioni che

richiedono una considerevole capacità di accumulo. Un ulteriore vantaggio è rappresentato dalla possibilità di dimensionare separatamente la capacità di accumulo, attribuibile al volume delle bombole, dalla potenza del sistema di riconversione costituito dalle celle a combustibile. Il rendimento di questi sistemi, in genere, risulta minore di quello relativo alle batterie elettrochimiche. Il costo delle celle a combustibile è ad oggi uno dei fattori che più limitano la diffusione su larga scala dei sistemi di stoccaggio con idrogeno. Comunque si prospetta per il prossimo futuro una consistente diminuzione dei prezzi. Inoltre, la possibilità di realizzare serbatoi di grosse dimensioni a prezzi contenuti, suggerisce l'utilizzo di sistemi a stoccaggio di idrogeno quando è necessaria una consistente capacità di accumulo con basse potenze (accumulo per lunghi periodi).

I condensatori elettrochimici (supercondensatori) rappresentano una tecnologia di accumulo innovativa caratterizzata da una bassa densità di energia (minore dello stoccaggio con idrogeno e delle batterie elettrochimiche) ma da valori estremamente elevati di densità di potenza. Poiché l'energia elettrica viene accumulata prevalentemente per via elettrostatica e con processi quasi reversibili, i condensatori elettrochimici presentano inoltre un elevato rendimento di carica–scarica ed una lunga durata di vita ($> 10^5$ cicli di carica scarica). Tali caratteristiche rendono tali dispositivi particolarmente adatti ad alimentare picchi di potenza di breve durata (inferiore al minuto).

Gli aspetti positivi delle tre tecnologie di accumulo possono essere efficacemente combinate in un sistema di accumulo misto che integra due o più sottounità (batterie elettrochimiche e condensatori elettrochimici o batterie elettrochimiche e sistemi per stoccaggio di idrogeno). Un sistema di accumulo misto consente di ottenere prestazioni superiori (maggiore densità di potenza, maggiore densità di energia, maggiore rendimento di carica scarica) ma

richiede una fase di progettazione più complessa e la definizione di una strategia di controllo dei flussi di potenza.

La configurazione generica per un sistema di generazione distribuita da fonte rinnovabile può comprendere una o più unità di generazione da fonte rinnovabile (pannelli fotovoltaici, turbine microidrauliche, turbine eoliche), un generatore di backup (diesel) ed un sistema di accumulo misto. Ogni componente del sistema può richiedere un diverso livello di tensione operativa. Essi non possono, quindi, essere collegati tra loro in modo diretto. L'integrazione di più componenti in un singolo sistema è subordinato all'armonizzazione delle tensioni di uscita. Questa condizione implica l'aggiunta di convertitori di elettronica di potenza che fungono da interfaccia tra i sottosistemi. La generica configurazione si modifica in accordo allo schema riportato in fig. 3.

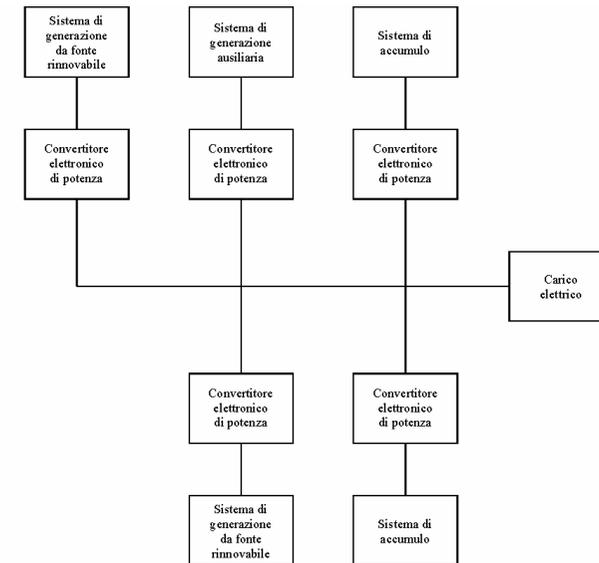


Fig. 3– Configurazione di impianto per un sistema di generazione da fonte rinnovabile operante in isola

CAPITOLO III – *Struttura di un sistema di generazione distribuita*

I convertitori di potenza assolvono però anche altre funzioni necessarie per il corretto funzionamento del sistema. Essi infatti consentono di regolare e controllare i flussi di potenza in ingresso ed in uscita ai componenti a cui sono collegati variandone il duty cycle e la tensione di uscita. La sinergia della micro e della macroelettronica nei moderni convertitori permette di incorporare un “intelligenza” locale attraverso funzioni software programmate per la regolazione automatica della tensione e per gli interventi in caso di guasti o anomalie. Tuttavia, per il funzionamento del sistema di generazione deve essere previsto un coordinamento delle unità di controllo locale. Esse devono operare in accordo con una strategia globale di gestione dei flussi di energia. La strategia di controllo deve essere orientata ad alimentare i carichi con la massima efficienza complessiva e a garantire condizioni di funzionamento ottimali per i componenti. Per esempio, sovracorrenti ripetute, che possono influire negativamente sulla durata di vita delle batterie e delle celle a combustibile, dovrebbero essere limitate con un appropriato utilizzo dei condensatori elettrochimici. Inoltre, gli eccessi di energia generata debbono essere distribuiti tra le unità di accumulo in funzione del loro stato di carica e delle loro intrinseche caratteristiche. Tali specifiche sono normalmente soddisfatte da un sistema di controllo centrale. L'unità centrale deve assegnare appropriate segnali di riferimento per i convertitori in modo da adeguare i flussi di potenza da e verso i sistemi di generazione ed i sistemi di accumulo in base alla corrente di carico ed alle condizioni ambientali. Lo schema funzionale di un sistema di generazione operante in isola e completato da una rete di comunicazione e da sistemi di acquisizione e trasduzione delle tensioni e delle correnti.

3. Conclusioni

Nel capitolo sono state descritte le configurazioni base per un sistema di generazione distribuita da fonte rinnovabile. I sistemi di generazione sono stati preliminarmente classificati in base alle loro condizioni di funzionamento in sistemi operanti in isola ed in sistemi interconnessi alla rete di distribuzione. I sistemi interconnessi sono caratterizzati da una struttura relativamente semplice mentre i sistemi operanti in isola devono incorporare più unità ausiliarie. Si è dimostrato che i sistemi operanti in isola necessitano di sistemi addizionali di accumulo per assicurare la continuità dell'alimentazione elettrica ai carichi. Sistemi di accumulo misti con batterie elettrochimiche, condensatori elettrochimici e sistemi di stoccaggio di idrogeno costituiscono una soluzione per conseguire prestazioni ottimali. La configurazione di un generico sistema di generazione distribuita è stata quindi completata con i convertitori elettronici di potenza che hanno la finalità di armonizzare i livelli di tensione e di regolare i flussi di potenza di ciascuna unità. Poiché i convertitori non possono operare in modo autonomo ma devono essere coordinati, la configurazione di un sistema di generazione deve includere un sistema di controllo centralizzato che implementi una strategia di gestione dell'energia ed un sistema di comunicazione e misura.

CAPITOLO 4

CRITERI DI DIMENSIONAMENTO PER SISTEMI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA

1. Introduzione

La potenza primaria disponibile da una fonte di energia rinnovabile come l'eolica o la solare dipende da condizioni ambientali e meteorologiche, quali la velocità del vento o il livello di insolazione sul suolo. Per la natura aleatoria di queste variabili, i pannelli fotovoltaici e le turbine eoliche non possono da soli soddisfare i requisiti minimi di continuità di alimentazione per un generico carico elettrico. Essi devono, cioè, essere integrati in un sistema armonico con altri componenti (sistemi di accumulo, convertitori elettronici di potenza, sistemi di generazione ausiliaria). In particolare, nei sistemi di generazione operanti in isola deve essere previsto un sistema di accumulo per compensare le differenze tra la disponibilità di potenza primaria e la potenza richiesta dal carico durante gli intervalli di insufficiente generazione. Il corretto funzionamento dell'intero sistema è subordinato all'azione congiunta e sinergica dei singoli componenti. Per i sistemi di generazione distribuita, la fase di dimensionamento assume, allora, un peso rilevante. Il dimensionamento costituisce un problema multivariabile abbastanza complesso sia per le caratteristiche non lineari dei componenti, sia per l'aleatorietà della potenza primaria disponibile. Il sistema di generazione ed il sistema di accumulo devono essere dimensionati, infatti, in modo coordinato in funzione delle caratteristiche ambientali e delle condizioni di carico. Nella letteratura tecnica sono proposti diversi criteri di dimensionamento per sistemi operanti in isola

ma essi non sembrano costituire una soluzione completamente esaustiva. Nel capitolo sono descritti i due più comuni criteri di dimensionamento sottolineandone gli specifici vantaggi e limitazioni. Dopo avere svolto alcune considerazioni teoriche preliminari, si propone, quindi, un criterio deterministico basato su semplici relazioni analitiche per il dimensionamento di massima di un sistema di generazione distribuita. Si riporta, infine, un esempio numerico che illustra come il criterio possa essere applicato ad una semplice configurazione di impianto, alimentato da pannelli fotovoltaici.

2. Analisi della letteratura tecnica

Il dimensionamento di un sistema di generazione distribuita da fonte di energia rinnovabile presenta alcuni aspetti di notevole complessità a cui è stato dedicato un ampio spazio nella letteratura tecnica. Un primo aspetto che deve essere affrontato è rappresentato dall'aleatorietà e dalla discontinuità della disponibilità di potenza delle fonti rinnovabili. La determinazione delle variabili ambientali, come la velocità del vento ed il livello di insolazione, che sono direttamente correlate alla potenza generata costituisce una fase preliminare nel dimensionamento. Per la loro valutazione in una prefissata locazione esistono modelli matematici di previsione basati su considerazioni fisiche teoriche ed empiriche. I modelli disponibili sono, però, alquanto complessi e consentono di prevedere la dinamica delle grandezze d'interesse solo per ristretti orizzonti temporali. Una stima della disponibilità di potenza in funzione del tempo per intervalli sufficientemente lunghi è, tuttavia, necessaria per la definizione di ogni criterio di dimensionamento. In letteratura si ritrovano diversi approcci di valutazione ma essi sono basati, comunque, sulla elaborazione di dati precedentemente raccolti da stazioni di rilevamento meteorologico.

Un primo approccio, abbastanza semplicistico, consiste nel considerare un andamento medio dei diagrammi di insolazione e di velocità del vento. Per esempio, alcuni autori assumono per la funzione di generazione un andamento giornaliero medio calcolato su un intervallo annuale o valori medi mensili. La metodologia trascura i fenomeni occasionali e transitori che avvengono su brevi intervalli di tempo e costringe, quindi, ad adottare forti fattori di sovradimensionamento e/o a prevedere sistemi ausiliari di generazione. Un altro possibile approccio consiste nell'utilizzo diretto di serie temporali di dati raccolti da centraline di rilevazione meteo distribuite sul territorio. L'ipotesi di base è l'assunzione di una ripetizione ciclica delle condizioni ambientali. Una soluzione abbastanza simile consiste nell'analizzare le proprietà statistiche delle serie temporali in modo da evidenziare comportamenti ricorrenti nel tempo o elementi di comunanza per differenti località. L'obiettivo è, quindi, la determinazione delle distribuzioni di probabilità della velocità del vento, dell'insolazione o di alcune variabili ad esse correlate per ogni periodo dell'anno. Le analisi finora condotte in tale direzione concordano nel riconoscere distribuzioni di probabilità tipiche come la distribuzione Weibull per la velocità del vento e le distribuzioni di tipo Weibull o Beta per i livelli di insolazione. La determinazione delle distribuzioni di probabilità è piuttosto frequente come analisi preliminare nelle attuali tendenze di definizione di criteri di dimensionamento. I due metodi sembrano offrire una maggiore attendibilità rispetto all'utilizzo di dati medi ma costringono, in generale, a notevoli oneri computazionali e a dovere disporre di archivi di dati meteorologici. L'utilizzo di variabili aleatorie può essere particolarmente vantaggioso, perché le proprietà statistiche possono essere ritenute valide anche per località in cui non siano state effettuate rilevazioni meteorologiche nel passato. Altri metodi, certamente più sofisticati ma meno diffusi in letteratura, si basano sulla considerazione che le dinamiche di alcune variabili ambientali

possono essere riguardate come dei processi stocastici. Ciò significa che la velocità del vento, ad esempio, è assunta per ogni istante di tempo come una variabile aleatoria. Gli strumenti matematici più adatti per una simile modellizzazione sono le catene di Markov che consentono di valutare la probabilità che una specifica grandezza assuma un certo valore a partire dalla sequenza dei valori assunti in precedenza.

L'analisi della disponibilità giornaliera delle fonti di energia rinnovabile è preliminare al dimensionamento dei diversi componenti dell'impianto. La scelta dei dispositivi deve, poi, avvenire in relazione ad una prefissata funzione obiettivo, che ottimizzi le prestazioni del sistema (costo, peso, ingombro). In particolare, per predefinite funzioni di disponibilità di potenza di generazione e di richiesta di carico, esiste una dipendenza funzionale tra la dimensione del sistema di generazione e le dimensioni del sistema di accumulo.

Nella letteratura tecnica non sono stati finora definiti criteri che leghino esplicitamente le caratteristiche del sistema di generazione a quelle del sistema di accumulo e, generalmente, si ricorre a metodi notevolmente approssimati o a simulazioni numeriche. Il metodo che sembra più comune nelle applicazioni pratiche separa il dimensionamento del sistema di generazione da quello del sistema di accumulo. Più precisamente, il sistema di generazione è dimensionato in modo che la potenza media mensile, disponibile nel mese più sfavorevole, sia uguale alla potenza media assorbita dal carico. La capacità del sistema di accumulo viene, invece, dimensionata sulla base di un periodo minimo di autonomia (NAD, Number of Autonomous Days) che il sistema integrato deve garantire a pieno carico con il solo accumulo e, cioè, trascurando l'apporto energetico della generazione. Convenzionalmente, si assume un periodo di autonomia che può oscillare dai tre ai dieci giorni in funzione delle prestazioni in termini di continuità dell'alimentazione che si desiderano conseguire. Il metodo NAD garantisce una notevole semplicità

dell'intera procedura di dimensionamento ed un soddisfacente livello di affidabilità dimostrato da anni di esercizio di impianti così realizzati; per tali motivi il precedente criterio di dimensionamento viene suggerito anche da norme IEEE ed è adottato in modo regolare da alcune compagnie telefoniche per l'installazione di stazioni radiobase (Telecom Australia). Gli inconvenienti del criterio illustrato sono sostanzialmente connessi ad un eccessivo sovradimensionamento del sistema di accumulo che si ripercuote sui costi di impianto.

Un criterio che si è affermato più recentemente, anche se con molteplici varianti, ma ancora confinato solo a impianti di tipo sperimentale, è basato su considerazioni probabilistiche sull'indisponibilità dell'impianto. L'idea di fondo è di definire un indice (LOLP, Lost of Load Probability) che esprime la probabilità che in un certo istante il sistema non consenta una corretta alimentazione del carico :

$$LOLP = \Pr \{ P_U(t) \geq P_L(t) \}$$

dove $P_U(t)$ è la massima potenza che il sistema combinato di generazione ed accumulo può fornire e $P_L(t)$ è la potenza richiesta dal carico. L'indice LOLP coincide anche con il rapporto tra il numero di ore di mancata alimentazione ed il numero di ore di esercizio dell'impianto a regime. Il criterio di dimensionamento stabilisce un certo valore dell'indice LOLP come specifica di progetto e tende a minimizzare una grandezza dipendente dalla configurazione di impianto (tipicamente il costo). La scelta del valore ottimale dell'indice dipende dall'affidabilità desiderata per l'impianto e può essere determinato con un'analisi dei rischi preliminare (risk analysis). Esistono pochi esempi di calcolo, anche se con delle approssimazioni, del LOLP per via analitica. La maggioranza delle implementazioni prediligono una determinazione numerica attraverso un uso intensivo del metodo Montecarlo. Con l'utilizzo di serie temporali o delle distribuzioni di probabilità dell'insolazione o della velocità

del vento si simulano diverse possibili configurazioni di impianto e ad ognuna di esse viene attribuito un valore dell'indice. Per la simulazione possono essere adottati, poi, modelli più o meno semplici e dettagliati del comportamento dei diversi componenti. Poiché uno stesso valore dell'indice può corrispondere a più configurazioni, a valle della fase di calcolo del LOLP, si deve operare una procedura di calcolo della configurazione di minimo. Le analisi numeriche, finora condotte, evidenziano uno stretto legame tra la dimensione del sistema di accumulo e la dimensione del sistema di generazione. Tali analisi, però, non consentono di rendere esplicito tale legame e non consentono quindi di comprendere come varino le grandezze di interesse in funzione delle variabili del sistema. Il metodo LOLP riduce il sovradimensionamento degli impianti di generazione da fonti rinnovabili ed esperienze positive su prototipi di impianto sembrano avvalorare tale criterio. Esistono oggi diverse versioni del metodo che condividono le idee di fondo, ma sono basate sulla definizione e sul calcolo di indici leggermente diversi (per esempio legati a rapporti tra energie e non tra tempi). L'ampia letteratura scientifica sull'argomento, prodotta negli ultimi anni, evidenzia che il metodo LOLP è, attualmente, il più accreditato. Le controindicazioni del LOLP sono sostanzialmente legate alla considerevole mole di calcoli che comporta la simulazione delle diverse configurazioni di impianto prese in esame. Altro limite del metodo è che esso fornisce risultati solo a livello implicito ed eventuali direttive di progetto possono essere estrapolate solo da esempi di calcolo.

3. Dimensionamento di massima dei componenti dell'impianto

L'analisi della letteratura tecnica esistente evidenzia che allo stato attuale non è stato definito un criterio di dimensionamento che possa ritenersi esaustivo per i sistemi di generazione distribuita da fonte rinnovabile operanti in isola. Anche

nelle metodologie più avanzate, il legame funzionale tra la dimensione del sistema di accumulo e la taglia del sistema di generazione non è sufficientemente esplicitato con relazioni analitiche. I criteri di progettazione, anche se fondati su basi probabilistiche o su risultati di simulazioni numeriche, dovrebbero essere preceduti da un dimensionamento di massima basato su semplici relazioni tra le grandezze nominali delle apparecchiature costituenti l'impianto. Un criterio di dimensionamento di massima potrebbe fornire, infatti, indicazioni essenziali di orientamento per realizzare sistemi efficienti o per migliorare sistemi preesistenti. Si ritiene opportuno, quindi, focalizzare alcuni aspetti di carattere teorico connessi alle problematiche di dimensionamento e delineare alcune direttive generali mirate a esplicitare le mutue relazioni intercorrenti tra le dimensioni dei componenti. Nell'ottica di definire un criterio di dimensionamento di massima, è certamente ammissibile trascurare l'aleatorietà della disponibilità della potenza di generazione e di assorbimento del carico. Pertanto, si assume che gli andamenti temporali delle due potenze siano rappresentabili da funzioni note e periodiche. Un'analisi preliminare consiste nell'individuazione della configurazione che consenta l'alimentazione del carico con continuità nel periodo temporale di interesse e con la taglia minima del sistema di generazione.

Nei sistemi di generazione da fonti rinnovabili, che alimentano utenze isolate, è indispensabile prevedere un sistema di accumulo dell'energia. Esso deve provvedere a compensare le differenze tra la disponibilità della potenza generata e la richiesta di potenza del carico. Tali potenze hanno entrambe carattere aleatorio ma, generalmente, presentano andamenti di tipo periodico, variabili sia con cadenza giornaliera sia con cadenza stagionale. I dati relativi alle suddette variabilità devono essere la base per un approccio teorico al dimensionamento dei componenti del sistema integrato di generazione ed accumulo. Un criterio di dimensionamento deve consentire, quindi, la

determinazione delle grandezze caratterizzano sia il sistema di generazione sia il sistema di accumulo. Più specificamente, per il sistema di generazione è sufficiente individuarne la potenza nominale $P_{G,n}$. Nel sistema di accumulo devono essere individuati, invece, le potenze richieste in fase di carica $P_{A,C}$ ed in fase di scarica $P_{A,D}$ e la capacità di accumulo Q . In un sistema di accumulo a batterie elettrochimiche le tre grandezze sono correlate tra loro ed il dimensionamento dovrà avvenire su quella più limitante. In un sistema di accumulo a stoccaggio di idrogeno, invece, ognuna delle tre grandezze è associato ad un singolo componente del sistema. La potenza in fase di carica è, infatti, associata all'elettrolizzatore, la potenza in fase di scarica al sistema a celle a combustibile e la capacità al sistema per l'accumulo di idrogeno.

Per l'equilibrio delle potenze in un sistema in generazione distribuita operante in isola, la potenza assorbita dal carico, p_L , deve essere bilanciata dalla somma della potenza generata dalla sorgente rinnovabile, p_G , e della potenza erogata dal sistema di accumulo, p_A :

$$p_L(t) = p_A(t) + p_G(t). \quad (1)$$

Per la fase di dimensionamento si assumono andamenti periodici sia della potenza assorbita dal carico sia della potenza generata. Le grandezze di dimensionamento sono definite come funzionali dipendenti dalle funzioni di generazione e di assorbimento:

$$\begin{aligned} P_{G,n} &= \mathcal{F}[p_L(t), p_G(t)]; \\ P_{A,C} &= \mathcal{G}[p_A(t)]; \\ P_{A,D} &= \mathcal{H}[p_A(t)]; \\ Q &= \mathcal{D}[p_A(t)]. \end{aligned} \quad (2)$$

Per semplificare la procedura operativa di dimensionamento conviene, preliminarmente, introdurre le potenze normalizzate λ e γ definite come:

$$\lambda(t) = \frac{p_L(t)}{P_L} ;$$

$$\gamma(t) = \frac{p_G(t)}{P_G} .$$

dove P_L e P_G sono i valori medi delle due funzioni nell'intervallo di periodicità T :

$$\begin{aligned} P_L &= \frac{1}{T} \int_T p_L(t) dt = \frac{1}{T} P_L \int_T \lambda(t) dt ; \\ P_G &= \frac{1}{T} \int_T p_G(t) dt = \frac{1}{T} P_G \int_T \gamma(t) dt . \end{aligned} \quad (3)$$

Dalla eq. (3) consegue che le funzioni $\gamma(t)$ e $\lambda(t)$ sono positive ed a media unitaria:

$$\frac{1}{T} \int_T \gamma(t) dt = \frac{1}{T} \int_T \lambda(t) dt = 1 .$$

Come ulteriore ipotesi, si può assumere che utenze differenti, ma di eguale tipologia, siano caratterizzate da una stessa funzione λ ; analogamente, per sorgenti dello stesso tipo, si può assumere una identica funzione γ . Tale semplificazione consente di esprimere le grandezze di dimensionamento come funzioni dei soli valori medi P_L e P_G . Le eq. (2) si semplificano, dunque, nelle:

$$P_{G,n} = f(P_L, P_G) ;$$

$$P_{A,C} = g(P_L, P_G) ;$$

$$P_{A,D} = h(P_L, P_G) ;$$

$$Q = d(P_L, P_G) .$$

3.1. Ipotesi di rendimento unitario per il sistema di accumulo

Il primo stadio della procedura di dimensionamento consiste nel determinare la taglia minima del sistema di generazione; tale grandezza è fortemente condizionata dalle perdite ed è essenziale, perciò, formulare alcune ipotesi sul rendimento di carica–scarica del sistema di accumulo. L'ipotesi più semplice consiste, ovviamente, nel trascurare le perdite nel sistema di accumulo e nell'assumere, cioè, un rendimento unitario ($\eta = 1$). L'ipotesi di un rendimento unitario per il sistema di accumulo è indubbiamente approssimativa e lontana dalla realtà, ma consente di introdurre in modo semplice alcuni concetti che sono preliminari per le considerazioni successive.

Coerentemente con l'ipotesi di rendimento unitario, in condizione di funzionamento in regime periodico, la potenza elettrica media erogata dal sistema di accumulo deve essere nulla. Si avrà, cioè:

$$\int_T p_A(t) dt = 0 .$$

Integrando in un periodo ambo i membri della eq.(1) consegue, ovviamente, che:

$$P_L = P_G . \quad (4)$$

La potenza media del sistema di generazione deve eguagliare la potenza media assorbita dal carico. La procedura di dimensionamento deve, infine, consentire la determinazione delle grandezze che caratterizzano il sistema di accumulo. Dalle eq. (1) e (3) consegue che la potenza nel sistema di accumulo è:

$$p_A(t) = P_L [\lambda(t) - \gamma(t)] . \quad (5)$$

Le potenze massime richieste al sistema di accumulo in fase di carica $P_{A,C}$ ed in fase di scarica $P_{A,D}$ sono, perciò, uguali rispettivamente al valore minimo ed al valore massimo assunti dalla eq. (5):

$$P_{A,C} = -P_L \min [\lambda(t) - \gamma(t)];$$

$$P_{A,D} = P_L \max [\lambda(t) - \gamma(t)].$$

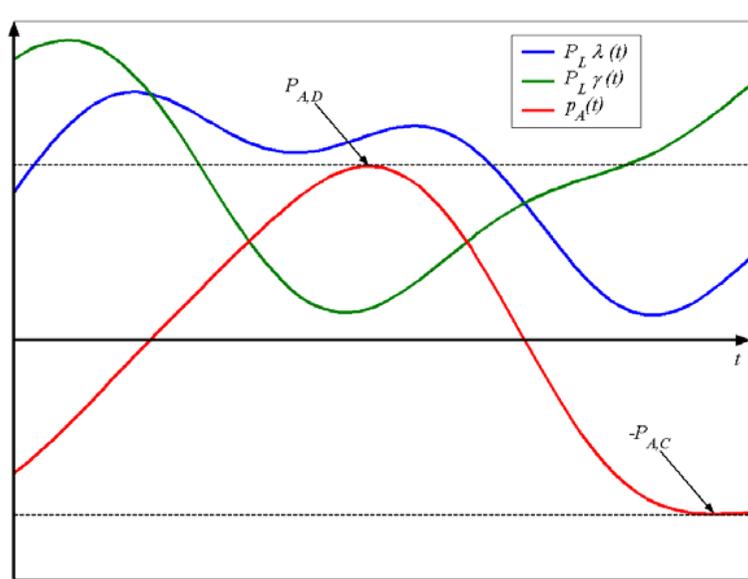


Fig. 1 – Esempio di determinazione grafica delle potenze del sistema di accumulo in fase di carica ed in fase di scarica

dove q_0 è lo stato di carica iniziale.

La capacità del sistema di accumulo deve essere necessariamente maggiore della massima variazione dello stato di carica durante il periodo; il sistema di accumulo deve essere, perciò, dimensionato in modo che la sua capacità Q soddisfi la condizione:

$$Q \geq \max [e_A(t)] - \min [e_A(t)].$$

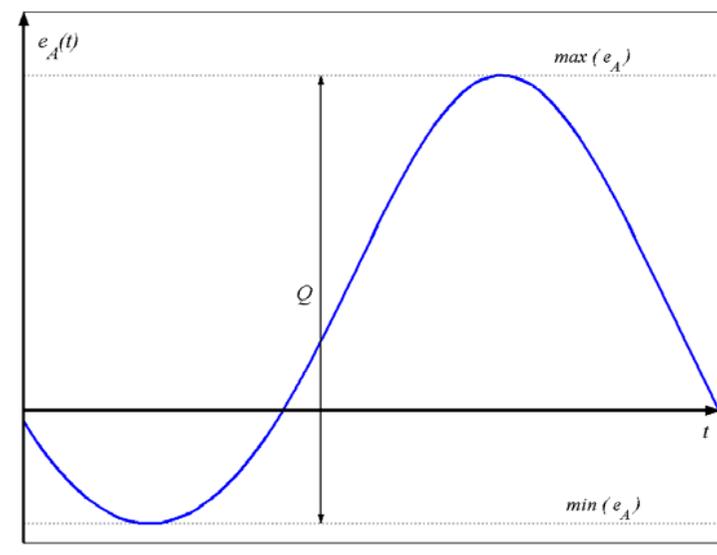


Fig. 2 – Determinazione grafica della minima capacità del sistema di accumulo

La capacità minima del sistema di accumulo può, invece, essere determinata attraverso semplici considerazioni sulla quantità di energia che il sistema di accumulo deve scambiare e sul suo conseguente stato di carica. Per integrazione della eq. (5) si ha che la quantità netta di energia scambiata dal sistema di accumulo $e_A(t)$ dall'inizio del periodo fino all'istante t è:

$$e_A(t) = P_L \int_0^t [\lambda(x) - \gamma(x)] dx$$

e, quindi, che il suo stato di carica è:

$$q(t) = q_0 - e_A(t)$$

3.2. Rendimento reale del sistema di accumulo

Un criterio di dimensionamento più realistico deve prevedere un fattore di maggiorazione del valore di potenza del sistema di generazione precedentemente determinato per compensare le perdite nel sistema di accumulo. Nella procedura di calcolo conviene ancora riferirsi alle due

funzioni normalizzate. Gli intervalli T_i in cui il sistema di accumulo deve erogare energia sono definiti dalla condizione:

$$\lambda(t) > \gamma(t) \quad \forall t \in T_i$$

L'energia che deve essere fornita dal sistema di accumulo (area ombreggiata in fig. 3) può essere calcolata come:

$$\begin{aligned} E_A &= \sum_i \int_{T_i} [\lambda(t) - \gamma(t)] dt = \int_T [\lambda(t) - \gamma(t)]^+ dt = \\ &= \frac{1}{2} \int_T [\lambda(t) - \gamma(t) + |\lambda(t) - \gamma(t)|] dt = \frac{1}{2} \int_T |\lambda(t) - \gamma(t)| dt \end{aligned}$$

dove con il simbolo $[f(t)]^+$ si denota la parte positiva della funzione $f(t)$.

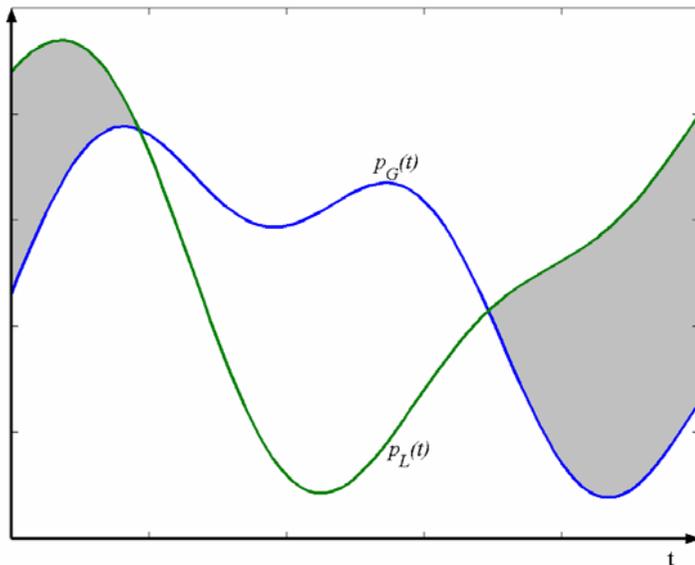


Fig. 3 – Energia fornita al carico dal sistema di accumulo

Assumendo un rendimento del sistema di accumulo non unitario ma costante ed uguale a un valore medio, l'energia dissipata durante le operazioni di carica-scarica è allora:

$$E_S = \frac{1-\eta}{\eta} E_A = \frac{1-\eta}{2\eta} \int_T |\lambda(t) - \gamma(t)| dt$$

La potenza media del sistema di generazione può essere incrementata in modo che l'energia prodotta sia uguale alla somma:

$$E_G = E_L + E_S.$$

Tale condizione è facilmente soddisfatta se si amplifica la $\gamma(t)$ di un fattore A uguale a:

$$A = 1 + \frac{1-\eta}{2T\eta} \int_T |\lambda(t) - \gamma(t)| dt. \quad (6)$$

La potenza media richiesta dell'impianto di generazione P_G è di conseguenza:

$$P_G = AP_L.$$

In realtà, da un'analisi più accurata emerge che un valore della potenza del sistema di generazione così determinato risulta leggermente sovradimensionato. A scopo di esempio, in fig. 4 sono riportate possibili diagrammi delle funzioni $\gamma(t)$, $\lambda(t)$ ed $A\gamma(t)$.

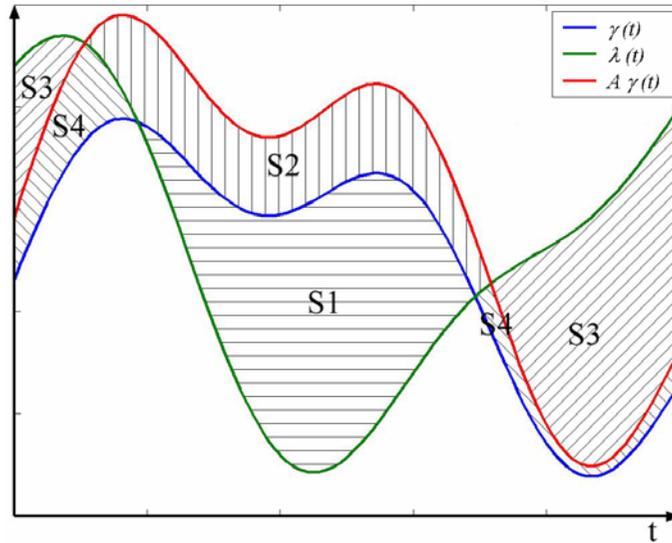


Fig. 4 – Rappresentazione grafica delle aree

Con riferimento alla fig. 4, sono state contrassegnate le aree che corrispondono agli integrali:

$$\begin{aligned}
 A_{S1} &= \int_T (\gamma - \lambda)^+ dt \\
 A_{S2} &= \int_T (A\gamma - \lambda)^+ dt - A_{S1} \\
 A_{S3} &= \int_T (\lambda - A\gamma)^+ dt \\
 A_{S4} &= \int_T (\lambda - \gamma)^+ dt - A_{S3}
 \end{aligned} \tag{7}$$

L'incremento di energia generata corrisponde all'area $S2 + S4$ e di conseguenza l'energia che deve essere erogata dal sistema di accumulo è associata all'area $S3$. Il precedente criterio assume che l'intero incremento di energia prodotta ($S2 + S4$) debba essere immagazzinato nel sistema di accumulo e, quindi, ridotto di un fattore $(1-\eta) / \eta$. L'ipotesi equivale a

supportare, cioè, che l'energia aggiuntiva venga generata solo durante gli intervalli in cui $\lambda(t) < \gamma(t)$.

In realtà, poiché l'incremento di generazione avviene in modo distribuito sull'intero periodo, parte dell'energia aggiuntiva generata ($S4$) viene assorbita in modo diretto dal carico senza la necessità di essere accumulata. Un calcolo più accurato può essere condotto con alcune considerazioni sulle aree indicate in fig. 3. La condizione sul rendimento del sistema di accumulo è:

$$A_{S3} = \eta(A_{S2} + A_{S1}). \tag{8}$$

Per integrazione della differenza tra le due funzioni di generazione si ha ancora:

$$A_{S2} + A_{S4} = (A-1)T. \tag{9}$$

Ed ancora per le eq. (7):

$$A_{S3} + A_{S4} = A_{S1}. \tag{10}$$

Combinando algebricamente le eq. (8), (9), (10) si ha:

$$A_{S3} = \eta(AT - T + A_{S3}). \tag{11}$$

L'area $S3$ può essere ottenuta con l'integrale:

$$\begin{aligned}
 A_{S3} &= \int_T (\lambda - A\gamma)^+ dt = \frac{1}{2} \int_T [\lambda - A\gamma + |\lambda - A\gamma|] dt = \\
 &= \frac{1}{2}(1-A)T + \frac{1}{2} \int_T |\lambda - A\gamma| dt.
 \end{aligned} \tag{12}$$

Dalle eq. (11), (12) si ha, infine:

$$A = 1 + \frac{1}{T} \frac{1-\eta}{1+\eta} \int_T |\lambda - A\gamma| dt. \tag{13}$$

L'eq. (13) non è risolvibile in forma analitica chiusa, ma il valore di A può essere facilmente determinato per via numerica. La differenza tra il valore approssimato di A calcolato con l'eq. (6) ed il valore ottenuto dalla eq. (13)

dipende dalle due funzioni e si riduce al crescere del rendimento. Se il rendimento del sistema di accumulo è abbastanza prossimo ad uno, i due approcci sono equivalenti. L'analisi condotta evidenzia che per il dimensionamento del sistema di generazione è condizionante la conoscenza del rendimento del sistema di accumulo e la forma delle funzioni di generazione e di carico. La determinazione delle grandezze che devono caratterizzare il sistema di accumulo può essere condotta in analogia al caso di rendimento unitario. Le potenze massime per il sistema di accumulo in fase di carica ed in fase di scarica sono, infatti, uguali a:

$$P_{A,C} = -P_L \min [\lambda(t) - A\gamma(t)];$$

$$P_{A,D} = P_L \max [\lambda(t) - A\gamma(t)].$$

Più complessa è la determinazione della capacità in quanto non ci si deve riferire alla potenza elettrica scambiata, ma alla effettiva potenza immagazzinata. Durante le fasi di carica la potenza elettrica deve essere, cioè, moltiplicata per il rendimento di carica η_C mentre nelle fasi di scarica essa dovrà essere divisa per il rendimento di scarica η_D . La potenza effettiva scambiata ha allora l'espressione:

$$p_A(t) = P_L \left[\eta_C (\lambda - A\gamma)^- + \frac{(\lambda - A\gamma)^+}{\eta_D} \right] =$$

$$= \frac{P_L}{2\eta_D} \left[(\lambda - A\gamma)(1 + \eta) + |\lambda - A\gamma|(1 - \eta) \right]. \quad (14)$$

Per integrazione della eq. (14) si ottengono l'energia scambiata $e_A(t)$ e lo stato di carica $q(t)$. La capacità del sistema di accumulo deve, ancora, soddisfare la condizione:

$$Q \geq \max [e_A(t)] - \min [e_A(t)].$$

4. Applicazione numerica a un sistema con fonti di energia rinnovabile

Come esempio di dimensionamento si è applicata la metodologia di calcolo descritta nel paragrafo precedente ad un esempio di utenza domestica isolata, alimentata da pannelli fotovoltaici. Per semplicità si considerano gli andamenti delle funzioni di generazione e di assorbimento per un periodo temporale di una giornata del mese di dicembre con cielo sereno. Allo scopo di evidenziare la dipendenza del dimensionamento del sistema di generazione dal rendimento del sistema di accumulo, sono state analizzate due diverse configurazioni caratterizzate da un diverso valore del rendimento η (0,8 e 0,6). Il carico analizzato presenta dei picchi di potenza nella tarda mattinata e nelle ore serali e un assorbimento abbastanza modesto distribuito durante la restante parte della giornata. Il consumo energetico medio giornaliero è di 8 kWh circa. La potenza resa disponibile dal sistema fotovoltaico è stata, invece, determinata sulla base del diagramma di radiazione per una giornata nel mese di dicembre per pannelli inclinati di 60°. L'andamento giornaliero è stato estrapolato da rilievi sperimentali del CNR per una locazione nell'Italia meridionale ed è approssimato con un settore di senoide per un intervallo di tempo di 10 ore (dalle ore 7 alle ore 17). Le due funzioni di assorbimento e di generazione sono riportate in fig. 5.

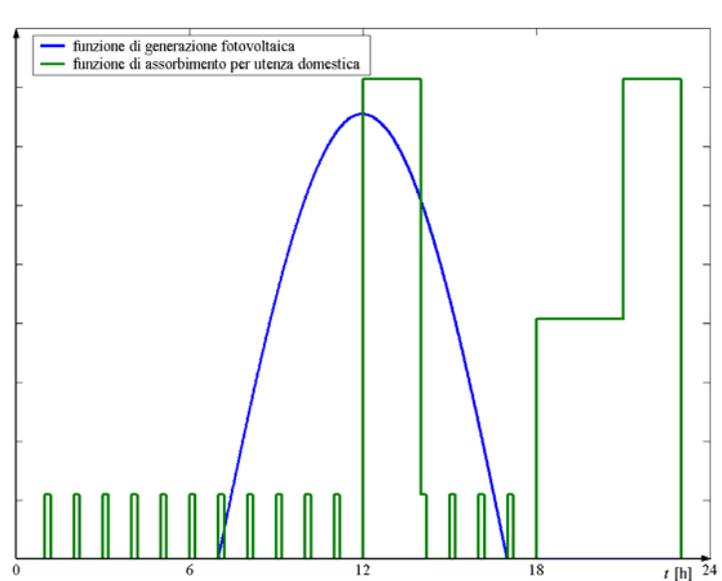


Fig. 5 – Diagrammi di γ e λ per un sistema di generazione fotovoltaico ed una utenza domestica

Nell'ipotesi che il rendimento di carica–scarica del sistema di accumulo sia pari a 0,8, il coefficiente di sovra–dimensionamento A con i metodi dati rispettivamente dalle eq. (6) e (13), è di 1,17 per il primo, mentre di 1,16 per il secondo. Un rendimento di 0,6 implica invece dei coefficienti pari rispettivamente a 1,45 e a 1,42. I risultati numerici evidenziano che, nel caso in esame, l'errore nella determinazione di A con il metodo approssimato è comunque abbastanza contenuto; essi confermano inoltre che tale errore si riduce al crescere del rendimento.

L'analisi numerica ha consentito, inoltre, di determinare i tre parametri caratteristici del sistema di accumulo per le configurazioni prese in esame. In particolare, non si riscontra in entrambi i casi una variazione della potenza in fase di scarica del sistema di accumulo rispetto al caso di rendimento di carica–scarica unitario. Tale condizione è imputabile alla specifica forma delle

funzioni di generazione e di assorbimento, anche se la potenza in fase di scarica tende in generale a diminuire. Per la potenza in fase di carica e la capacità del sistema di accumulo si riscontra, invece, un aumento relativo.

Nell'ipotesi in cui il rendimento di carica sia uguale al rendimento di scarica e che il rendimento complessivo sia pari a 0,8, si ha un incremento relativo rispetto al rendimento unitario di un fattore 1,16 per la potenza di carica e di un fattore 1,12 per la capacità. Nel caso, invece, di rendimento complessivo pari a 0,6 l'incremento è di 1,42 per la potenza di carica e di 1,29 per la capacità di accumulo.

5. Conclusioni

Nel capitolo si forniscono alcune direttive per il dimensionamento dei differenti componenti di un impianto di generazione di fonti rinnovabili di energia, operante in isola. Per raggiungere questo risultato è stata presa in considerazione ed analizzata un'ampia bibliografia, di cui sono riassunti i contenuti essenziali. Sulla base delle critiche formulate alle direttive di progetto proposte è stata presentata una metodologia alternativa, basata su semplici considerazioni analitiche. Elemento caratterizzante della procedura di calcolo presentata è la definizione di due funzioni p.u. che consentono di rappresentare con sufficiente generalità le funzioni di generazioni e di assorbimento. La validità della metodologia proposta è stata evidenziata da un esempio numerico di dimensionamento di un semplice sistema di generazione fotovoltaico per l'alimentazione di un'utenza domestica. I risultati ottenuti hanno consentito, inoltre, di evidenziare la sensibilità del procedimento di calcolo alla variazione di alcune grandezze caratteristiche come l'efficienza di carica scarica del sistema di accumulo.

CAPITOLO 5

STRATEGIE DI CONTROLLO PER LA GESTIONE DEI FLUSSI DI POTENZA

1. Introduzione

Le energie rinnovabili quali l'eolica o la solare sono caratterizzate da una disponibilità di potenza primaria variabile nel tempo con un andamento irregolare e discontinuo. Per l'aleatorietà della potenza disponibile e della potenza richiesta dal carico, i sistemi di generazione con pannelli fotovoltaici o aerogeneratori, che alimentano carichi elettrici in isola, devono prevedere un sottosistema di accumulo e/o un sottosistema di generazione ausiliaria. Allo stato attuale esistono diverse tecnologie per l'accumulo di energia elettrica (batterie elettrochimiche, condensatori elettrochimici, sistemi di stoccaggio di idrogeno) che si differenziano per le loro specifiche caratteristiche prestazionali (densità di energia, densità di potenza). Un sistema di accumulo combinato rappresenta, indubbiamente, una soluzione efficiente e funzionale per compensare le differenze tra la potenza disponibile e la potenza richiesta dal carico. L'integrazione di più dispositivi di accumulo consente, infatti, di poterne combinare i vantaggi intrinseci e di conseguire prestazioni operative superiori rispetto ai singoli sistemi. I benefici connessi all'esercizio di un sistema di accumulo combinato sono, però, subordinati ad un'azione sinergica dei singoli dispositivi e ad un loro utilizzo complementare. Più specificamente, i flussi di potenza all'interno del sistema di accumulo (da e verso ogni dispositivo) devono essere accuratamente pianificati e regolati in accordo con

una strategia globale di gestione. Essa deve essere essenzialmente mirata a ottimizzare l'efficienza energetica ed a preservare i componenti da sollecitazioni anomale che potrebbero ridurne la durata di vita.

La regolazione dei flussi di potenza può essere facilmente realizzata interconnettendo i dispositivi di accumulo alle sorgenti di generazione ed ai carichi elettrici attraverso convertitori elettronici di potenza. Sui convertitori è necessario che siano implementati algoritmi di controllo per attuare la predefinita strategia di gestione compatibilmente con le specifiche condizioni di funzionamento locale. Gli algoritmi di controllo devono, cioè, adattare l'azione di controllo per rispondere adeguatamente a molteplici vincoli e condizioni critiche (basso stato di carica, sovratensioni, sovracorrenti) con un predeterminato ordine di priorità. I precedenti requisiti possono essere efficacemente soddisfatti con algoritmi di controllo che abbiano una struttura di tipo gerarchizzata.

Nel capitolo si descrive una possibile strategia di controllo per un sistema combinato di accumulo e di generazione ausiliaria costituito da batterie elettrochimiche, condensatori elettrochimici e da una cella a combustibile. Si descrivono, inoltre, in dettaglio due algoritmi di controllo gerarchizzato per i convertitori elettronici di potenza che interconnettono tra loro i dispositivi di accumulo e di generazione ausiliaria. Per validare la strategia di controllo, i due algoritmi sono stati implementati su convertitori elettronici programmabili. I convertitori sono stati, quindi, inseriti in azionamenti elettrici di prova e sono state condotte campagne di prove sperimentali per acquisire le grandezze fisiche più significative. Nel capitolo sono presentati e commentati alcuni risultati di maggiore rilevanza.

2. Strategia di controllo

In un sistema di generazione da fonte di energia rinnovabile operante in isola, il sistema combinato di accumulo e di generazione ausiliaria deve compensare la differenza tra la disponibilità di potenza primaria P_G e la potenza assorbita dal carico P_L . La differenza P_A tra le due potenze P_G e P_L costituisce la funzione di forzamento per il modello matematico del sistema combinato. La strategia di controllo per i flussi di potenza deve distribuire la potenza P_A tra i dispositivi che compongono il sistema. Se ci si riferisce ad una configurazione costituita da batterie elettrochimiche, condensatori elettrochimici e celle a combustibile (fig. 1), il sistema di controllo deve, cioè, stabilire le tre grandezze incognite {variabili di controllo} corrispondenti alle potenze di uscita dai singoli sottosistemi.

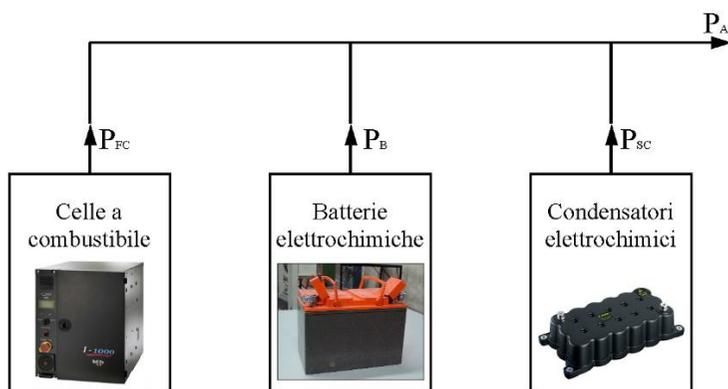


Fig.1 – Schema a blocchi del sistema combinato di accumulo e di generazione ausiliaria di riferimento

Le tre potenze non sono, però, indipendenti tra loro, ma correlate da una condizione algebrica perché, per un bilancio di potenza sul sistema, la loro somma deve eguagliare la funzione di forzamento P_A . Un sistema combinato

come in fig. 1 costituisce, di conseguenza, un sistema fisico con due gradi di libertà. La duplice labilità consente di potere imporre sul sistema condizioni ausiliarie che abbiano una particolare valenza ai fini di un funzionamento ottimale. L'insieme delle condizioni ausiliarie definisce l'algoritmo di controllo.

Come prima condizione ausiliaria, per la specifica configurazione di sistema considerata, si può imporre che la cella a combustibile operi a potenza costante:

$$P_{FC} = P_{FCM}$$

La potenza di riferimento P_{FCM} può essere assunta uguale alla potenza nominale della cella a combustibile o alla potenza corrispondente alla massima efficienza di conversione. Entrambi i riferimenti comportano vantaggi operativi. Assumendo la potenza di riferimento uguale alla potenza nominale si minimizza la taglia della cella e quindi anche il peso, l'ingombro, il costo. Assumendo la potenza di riferimento nel punto della caratteristica di massima efficienza si privilegia, invece, l'efficienza energetica e si minimizzano le perdite. Il funzionamento a potenza costante garantisce, inoltre, che la cella a combustibile non sia sollecitata da ripetuti transitori che potrebbero ridurre la durata di vita.

Una seconda condizione ausiliaria può essere imposta, invece, per ottimizzare il funzionamento delle batterie elettrochimiche. In particolare, si può imporre una limitazione sulla corrente sia di carica sia di scarica. Nella letteratura tecnica è abbastanza condivisa la convinzione che ripetute sovracorrenti possano ripercuotersi sullo stato delle batterie producendo un loro graduale deterioramento ed una conseguente riduzione delle prestazioni e della durata di

vita. L’algoritmo di controllo deve, perciò, tendere a limitare la corrente della batteria a valori minori di una prestabilita corrente di riferimento I_{BL} :

$$|I_B| \leq I_{BL}$$

I condensatori elettrochimici possono essere efficacemente adottati come unità di accumulo di supporto per assistere il sistema di batterie. Essi possono essere utilizzati, cioè, per compensare picchi di potenza di breve durata che le batterie, con funzionamento a corrente limitata, non potrebbero alimentare.

La gestione dei flussi di potenza può essere realizzata collegando i tre sistemi di accumulo attraverso convertitori elettronici di potenza. I convertitori consentono di regolare la potenza in uscita dalle singole unità variandone la tensione impressa; essi assolvono, inoltre, anche la funzione di armonizzare le tensioni operative dei dispositivi di accumulo. Una soluzione abbastanza comune consiste nel collegare le batterie elettrochimiche in parallelo sul lato in continua di un inverter VSI collegato al carico; le celle a combustibile e i condensatori elettrochimici sono connessi alle batterie attraverso convertitori dc/dc (fig. 2).

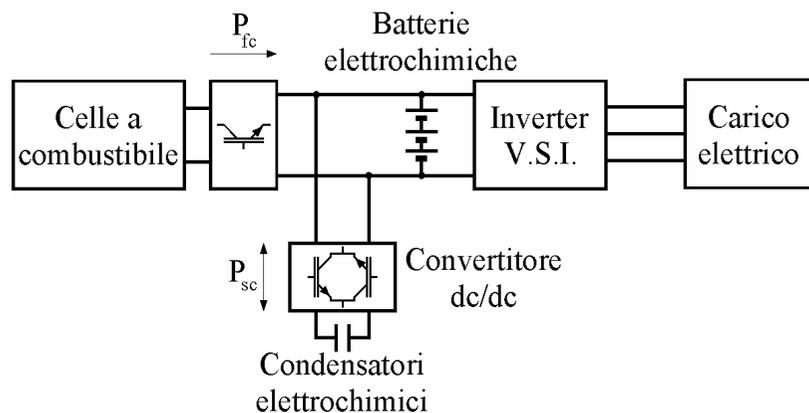


Fig.2 – Schema a blocchi di un sistema di accumulo combinato

In particolare, per la cella a combustibile occorre un convertitore dc/dc monodirezionale; per i condensatori elettrochimici deve essere previsto, invece, un convertitore dc/dc bidirezionale poiché deve essere possibile sia la loro carica sia la loro scarica.

La strategia di gestione dei flussi di potenza deve essere implementata sui convertitori attraverso due diversi algoritmi di controllo. Il primo algoritmo deve controllare i flussi di potenza tra i condensatori elettrochimici e le batterie mentre il secondo algoritmo deve controllare i flussi di potenza tra la cella a combustibile e le batterie.

2.1. Algoritmo per il controllo della potenza in uscita dai condensatori elettrochimici

Nella strategia di controllo suggerita, i condensatori elettrochimici assolvono la funzione di unità di accumulo di supporto per limitare la corrente di scarica delle batterie elettrochimiche, I_B , durante picchi di potenza di breve durata. Essi devono, cioè, intervenire scaricandosi quando la corrente richiesta dal carico al sistema di accumulo I_A è maggiore della corrente limite di riferimento per la scarica delle batterie I_{BL} . Il contributo di corrente dei condensatori elettrochimici I_{SC} dovrebbe tendere a compensare proprio la differenza tra I_A e I_{BL} . Quando la richiesta di potenza diminuisce, il sistema di controllo deve provvedere a ripristinare il massimo stato di carica dei condensatori elettrochimici in modo che essi abbiano energia sufficiente per la successiva azione di supporto.

La limitazione della corrente in uscita al sistema di batterie costituisce una condizione ottimale di funzionamento per preservare le batterie elettrochimiche da un danneggiamento di lungo termine e da una riduzione della durata di vita. Essa deve, però, essere subordinata allo stato di alcune grandezze fisiche

(tensione sui condensatori elettrochimici, corrente dei condensatori elettrochimici, tensione sul sistema di batterie) che potrebbero determinare l'instaurarsi di condizioni critiche o di malfunzionamento. Il sistema di controllo deve, cioè, adeguarsi a specifici vincoli imposti sullo stato di queste grandezze con una predefinita sequenza di priorità.

- Con primo livello di priorità, il sistema di controllo deve garantire che la corrente in uscita dai condensatori elettrochimici I_{SC} , sia minore della corrente massima ammissibile specificata dal costruttore $I_{SC,Max}$ (sia in fase di carica sia in fase di scarica).

$$|I_{SC}| < I_{SC,Max}$$

La condizione di sovracorrente si produce quando la corrente richiesta dal carico è particolarmente intensa e/o quando i condensatori elettrochimici sono abbastanza scarichi. L'algoritmo di controllo deve intervenire commutando da un controllo sulla corrente del sistema di batterie ad un controllo sulla corrente dei condensatori elettrochimici con riferimento uguale a $I_{SC,Max}$.

- Con secondo livello di priorità, l'algoritmo di controllo deve imporre che la tensione sui condensatori elettrochimici V_{SC} si mantenga entro un predeterminato intervallo delimitato dai limiti di tensione superiore $V_{SC,Max}$ e inferiore $V_{SC,Min}$.

$$V_{SC,Min} < V_{SC} < V_{SC,Max}$$

Il limite di tensione superiore è specificato dal costruttore mentre il limite di tensione inferiore deve essere stabilito sia in funzione del massimo rapporto di elevazione del convertitore (4–5 per i convertitori dc/dc standard) sia in base a considerazioni di efficienza energetica. Per una scarica a potenza costante, infatti, l'efficienza dei

condensatori elettrochimici diminuisce al decrescere della tensione poiché aumentano la corrente di scarica e, conseguentemente, le perdite ohmiche. Per tensioni operative troppo basse, il rendimento di carica–scarica potrebbe, quindi, divenire insoddisfacente. L'esistenza di un limite inferiore riduce parzialmente l'energia utile disponibile durante la scarica ma, poiché l'energia accumulata dipende dal quadrato della tensione, l'energia residua inutilizzata è, in genere, una frazione abbastanza modesta della capacità. Quando la tensione V_{SC} raggiunge una delle due tensioni limite, l'algoritmo di controllo deve intervenire disconnettendo temporaneamente i condensatori elettrochimici dalle batterie. In particolare, se $V_{SC}=V_{SC,Min}$, i condensatori elettrochimici potranno essere riconnessi quando la potenza richiesta dal carico diviene sufficientemente bassa perché possano essere ricaricati. In modo duale, se $V_{SC}=V_{SC,Max}$, i condensatori elettrochimici potranno essere riconnessi quando la potenza richiesta dal carico diviene sufficientemente alta perché debbano essere scaricati.

Per soddisfare i vincoli imposti, si può ricorrere ad un algoritmo di controllo con struttura gerarchizzata, realizzato come un sistema a stati discreti. L'algoritmo di controllo può essere configurato con una struttura a quattro stati, dove ognuno degli stati corrisponde ad una specifica azione di controllo. Il diagramma funzionale degli stati e delle transizioni tra gli stati è riportato in fig. 3. Il primo stato corrisponde al controllo della corrente del sistema di batterie (CB). La corrente delle batterie è controllata regolando la tensione impressa dal convertitore sul bus dc. Il controllo è realizzato tramite un regolatore di tipo proporzionale integrale con retroazione della corrente di batteria in fase sia di carica sia di scarica. Il segnale di errore di corrente è,

cioè, portato in ingresso a un blocco PI, il cui segnale di uscita costituisce il duty cycle di riferimento per il convertitore.

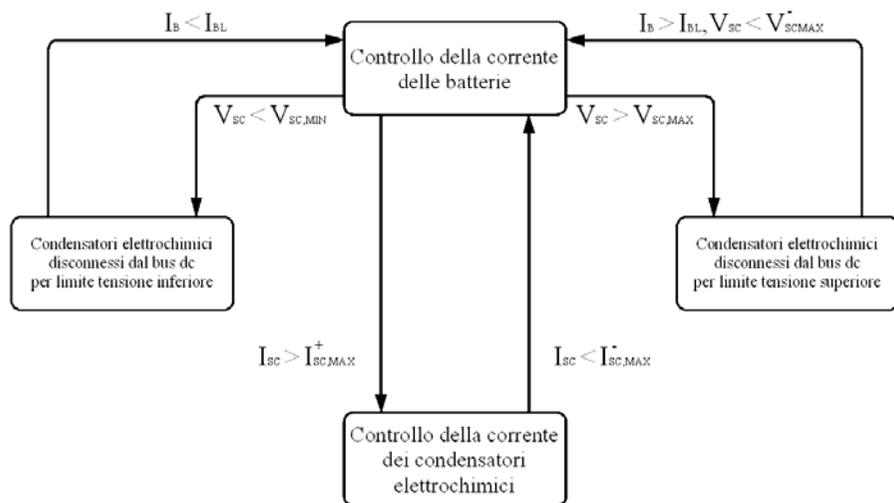


Fig.3 –Diagramma degli stati e delle transizioni per l'algoritmo di controllo dei condensatori elettrochimici

Un secondo stato implementa un analogo controllo con retroazione sulla corrente dei condensatori elettrochimici (CSC). Il controllo è ancora realizzato con un regolatore di tipo proporzionale integrale. La transizione dal controllo sulla corrente di batteria al controllo sulla corrente dei condensatori elettrochimici avviene quando la corrente dei condensatori elettrochimici diviene maggiore della loro corrente massima ammissibile:

$$|I_{SC}| > I_{SC,Max}$$

La transizione inversa avviene, invece, quando il carico si riduce e la corrente ritorna minore della corrente limite:

$$|I_{SC}| < I_{SC,Max}$$

Per impedire che le naturali fluttuazioni sulla corrente I_{SC} possano determinare un comportamento instabile con oscillazione permanente del sistema tra i due stati CB e CSC, le due transizioni avvengono per due valori di soglia leggermente diversi; più specificamente, la prima transizione (da CB a CSC) deve avvenire per un valore di corrente leggermente maggiore di $I_{SC,Max}$ ($I_{SC,Max}^+$) mentre la seconda (da CSC a CB) per un valore leggermente minore ($I_{SC,Max}^-$).

I due stati rimanenti (VU, VD) consentono, invece, il controllo sulla tensione dei condensatori elettrochimici. Entrambi assolvono la stessa funzione di disconnettere i condensatori elettrochimici dal bus in continua per impedire che la tensione possa assumere valori esterni al predefinito intervallo di funzionamento. La transizione dal controllo sulla corrente di batteria allo stato VU avviene quando la tensione sui condensatori elettrochimici V_{SC} eguaglia la tensione di soglia superiore $V_{SC,Max}$. La transizione tra lo stato CB e lo stato VD avviene, invece, quando la tensione V_{SC} eguaglia la tensione limite inferiore $V_{SC,Min}$. Le transizioni inverse vengono, invece, stabilite con riferimento ai valori assunti dalla corrente di batteria. In particolare, la transizione da VU a CB deve avvenire quando i condensatori elettrochimici debbono essere scaricati e, cioè, quando la corrente di batteria diviene maggiore del riferimento ($I_B > I_{BL}$). La transizione da VD e CB deve avvenire quando le batterie possono ricaricare i condensatori ovvero quando la corrente di batteria diviene minore della corrente di riferimento ($I_B < I_{BL}$).

Se i condensatori elettrochimici rimangono disconnessi per un intervallo di tempo sufficientemente lungo, i naturali fenomeni di autoscarica potrebbero rendere l'energia disponibile insufficiente per supportare le batterie. L'algoritmo di controllo deve, perciò, prevedere la possibilità di ricarica quando la tensione V_{SC} sia diminuita fino ad un predeterminato limite $V_{SC,Max}^-$.

La transizione tra i due stati VU e CB deve, cioè, avvenire anche con la condizione:

$$V_{SC} < V_{SC,Max}^-$$

2.2. Algoritmo per il controllo della potenza in uscita dalle celle a combustibile

La cella a combustibile costituisce una sorgente di energia ausiliaria per il sistema di generazione da fonte rinnovabile. In accordo con la strategia di gestione definita, l'algoritmo di controllo deve imporre il funzionamento della cella a combustibile a potenza costante.

$$P_{FC} = P_{FCM}$$

Se la potenza richiesta dal carico è minore della potenza di riferimento P_{FCM} , le celle a combustibile ricaricano le batterie elettrochimiche. La ricarica delle batterie deve però essere limitata quando la tensione sulle batterie assume il valore massimo ammissibile corrispondente con il loro stato di massima carica $V_{B,Max}$.

Il controllo deve perciò attribuire il maggiore livello di priorità alla condizione:

$$V_B < V_{B,Max}$$

L'algoritmo interviene commutando da un controllo a potenza costante ad un controllo a tensione costante sulle batterie elettrochimiche. La cella a combustibile deve, cioè, operare a potenza ridotta per mantenere la tensione limite sulle batterie. Se, infatti, la tensione sulle batterie assume valori maggiori di una predefinita tensione limite (2,4 V per cella), nelle singole celle si innescano processi di dissociazione elettrolitica con rilascio di idrogeno che comportano un irreversibile deterioramento dell'intero sistema. Il controllo può

essere ancora realizzato attraverso un sistema a stati discreti; poiché esiste un solo vincolo da dovere imporre, l'algoritmo di controllo della cella a combustibile ha una struttura leggermente più semplice rispetto all'algoritmo di controllo per i condensatori elettrochimici. In particolare, esso può essere implementato con una struttura con due soli stati corrispondenti, appunto, al controllo sulla potenza delle celle a combustibile ed al controllo sulla tensione delle batterie elettrochimiche (fig. 4).

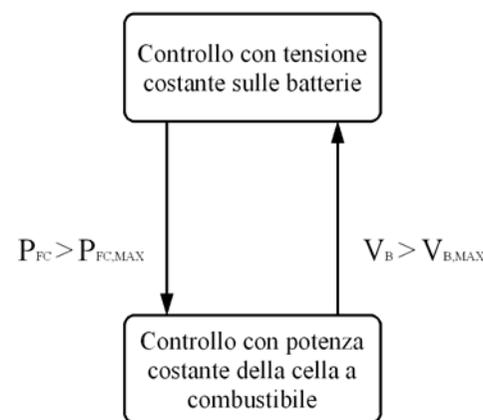


Fig.4 –Diagramma degli stati e delle transizioni per l'algoritmo di controllo della cella a combustibile

Entrambi i controlli sono realizzati con blocchi PI sulle rispettive grandezze. La transizione tra il primo stato ed il secondo avviene quando la tensione sul bus dc V_B supera la soglia di tensione massima ammissibile $V_{B,Max}$. La transizione inversa deve avvenire, invece, quando la potenza richiesta dal carico è aumentata ed è necessaria la scarica delle batterie.

La transizione corrisponde, cioè, alla condizione:

$$P_{FC} > P_{FCM}$$

3. Risultati sperimentali

Per verificare l'efficacia dei due algoritmi di controllo proposti, nella sala macchine del Dipartimento di Ingegneria Elettrica dell'Università degli Studi di Napoli sono state condotte campagne di prove sperimentali su azionamenti elettrici alimentati da batterie elettrochimiche, condensatori elettrochimici e celle a combustibile. In una prima serie di prove, è stato dapprima analizzato il funzionamento del solo algoritmo per il controllo dei condensatori elettrochimici. Lo schema a blocchi dell'azionamento su cui sono state condotte le prove è riportato in fig. 5. L'azionamento prevede un accumulo combinato costituito da batterie elettrochimiche e condensatori elettrochimici per l'alimentazione di un carico elettrico variabile.

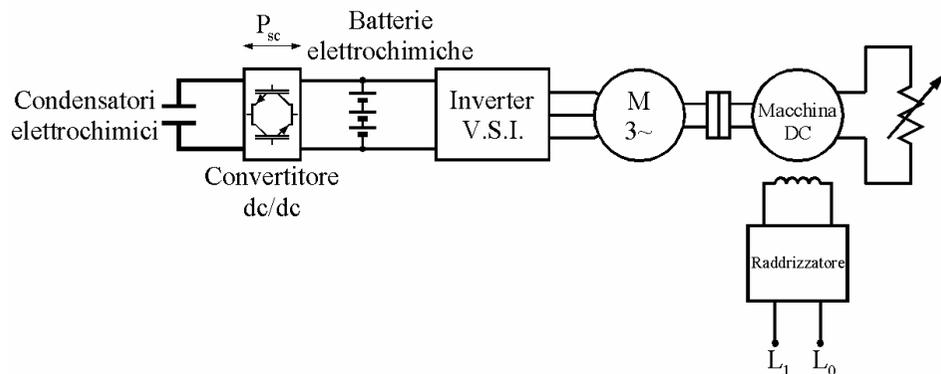


Fig.5 – Schema a blocchi del primo azionamento di prova

Il sistema di accumulo elettrochimico è costituito da 33 batterie al piombo acido per applicazioni stazionarie connesse in serie (fig. 6); le singole batterie hanno una capacità di 60 Ah riferita ad una scarica di 20 h (C20) ed una tensione nominale di 12 V.



Fig.6 – Sistema di batterie elettrochimiche



Fig.7 – Sistema di condensatori elettrochimici

Il sistema di condensatori elettrochimici è composto, invece, da due moduli EPCOS con capacità di 67 F e con tensione nominale di 42 V connessi in serie (fig. 7). Nei moduli è integrato un sistema di equalizzazione passiva delle tensioni sulle celle elementari.

La gestione dei flussi di potenza avviene attraverso un convertitore di tipo boost da 20 kVA in configurazione full bridge a tre rami indipendenti (fig.8).



Fig.8 – Convertitore dc/dc bidirezionale

Il convertitore dispone di un sistema di controllo interno con una piattaforma DSP programmabile e di un sistema di comunicazione con PC attraverso connessione seriale RS 232. Il software di controllo è stato programmato in linguaggio C e trascritto sulla memoria Flash del convertitore.

Il carico elettrico variabile è stato realizzato con un motore asincrono da 11 kW alimentato tramite inverter VSI, accoppiato meccanicamente a un generatore in corrente continua da 25 kW ad eccitazione indipendente. L'inverter VSI può essere comandato da remoto con cicli programmati e consente di realizzare facilmente differenti condizioni di carico impostando sia la velocità sia le accelerazioni del motore asincrono. Le grandezze fisiche di interesse sono state

acquisite in ambiente Matlab da un sistema di trasduttori LEM connessi ad una scheda di acquisizione digitale NI 6071E.

Le prestazioni del sistema di alimentazione misto sono state verificate in differenti condizioni di utilizzo. Le prove sono consistite nell'assegnare cicli di funzionamento con diverse velocità e potenze assorbite dal motore per valutare il contributo energetico dei condensatori elettrolitici e analizzare la dinamica di alcune grandezze di interesse. Il primo ciclo che è stato testato prevede tre picchi di carico di durata e intensità decrescente, seguiti da periodi intervalli di basso carico (fig.9c). Per l'intera durata del ciclo, la corrente di batteria si mantiene sostanzialmente costante e uguale al valore imposto di 10 A (circa 4 kW) (fig. 9d), anche quando il carico richiede una corrente 2,5 volte superiore (circa 10 kW) (fig. 9c). In corrispondenza dei picchi di potenza si riscontra, inoltre, la graduale diminuzione della tensione sui condensatori elettrolitici che evidenzia il loro contributo nell'alimentare il carico (fig. 9b). La tensione sui condensatori elettrolitici cresce, invece, non appena la corrente assorbita dal carico diminuisce e diviene minore della corrente di riferimento per le batterie. I diagrammi di tensione e corrente dimostrano il corretto funzionamento del controllo sulla corrente di batteria, quando la tensione dei condensatori elettrolitici rimane all'interno delle soglie minime e massime di tensione. Nelle fig. 9 si può, altresì, notare come la corrente di batteria non segue il riferimento nel periodo iniziale, perché la corrente richiesta dal carico è inferiore al riferimento imposto e il condensatore elettrolitico, carico alla sua tensione massima, è disconnesso dal bus.

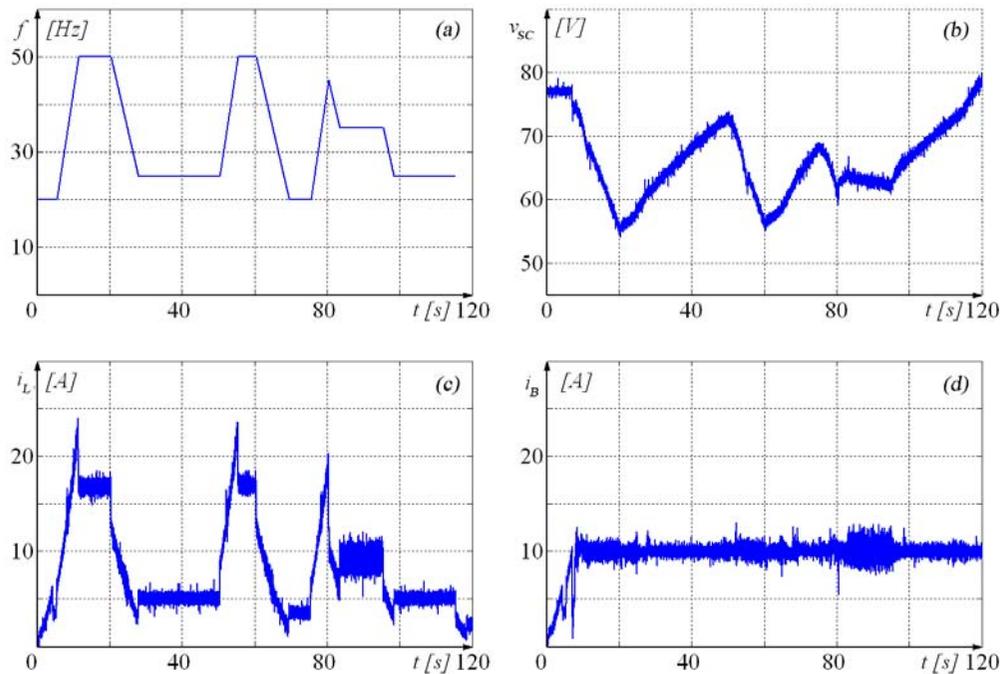


Fig.9– Risultati sperimentali relativi al primo ciclo
 a – frequenza di alimentazione del motore asincrono
 b – tensione sui condensatori elettrolitici
 c – corrente assorbita dal carico (inverter VSI)
 d – corrente erogata dal sistema di batterie elettrolitiche

In un secondo ciclo si è invece volutamente forzato il sistema a un funzionamento critico, imponendo un riferimento per la corrente di batteria inferiore alla corrente media richiesta durante il ciclo di lavoro. La corrente di batteria (fig. 10d) è mantenuta ancora costante al valore di riferimento (10 A) fino a che la tensione dei condensatori elettrolitici non ha quasi raggiunto il limite di tensione inferiore (15 V) (fig. 8b).

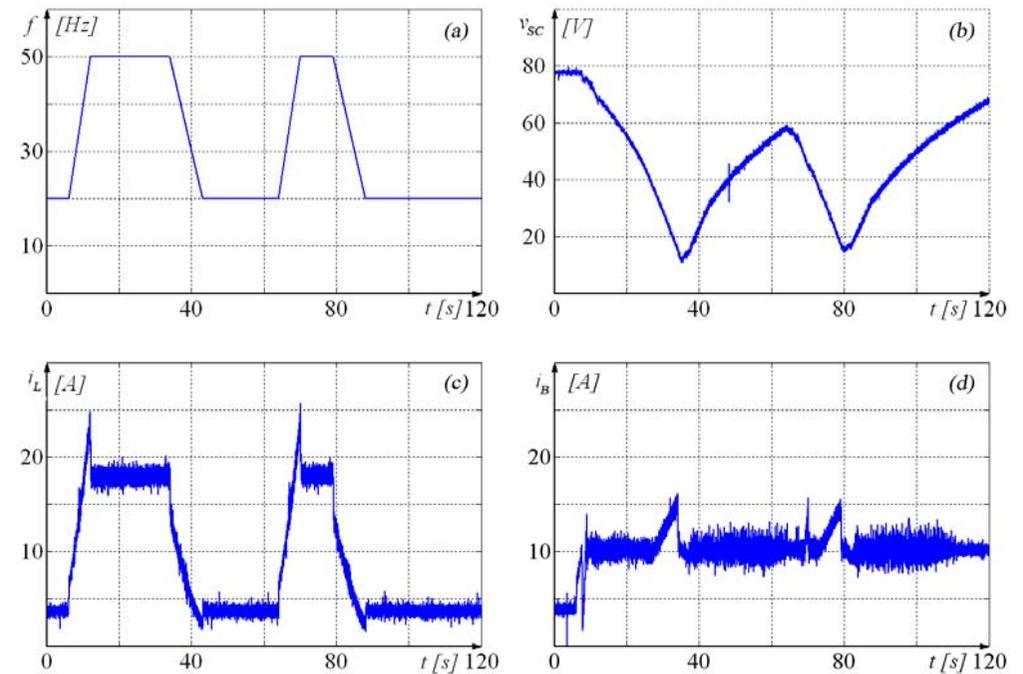


Fig.10 – Risultati sperimentali relativi al secondo ciclo
 a – frequenza di alimentazione del motore asincrono
 b – tensione sui condensatori elettrolitici
 c – corrente assorbita dal carico (inverter VSI)
 d – corrente erogata dal sistema di batterie elettrolitiche

Al diminuire della tensione interviene prima la limitazione sulla corrente dei condensatori elettrolitici e poi la limitazione sulla loro tensione. L'intervento delle due limitazioni corrisponde alle due sovralongazioni che si riscontrano sulla corrente di batteria. Le prove sperimentali condotte dimostrano, in definitiva, come la struttura gerarchizzata del controllo consenta di soddisfare efficientemente l'insieme dei vincoli imposti durante il funzionamento combinato dei sistemi di accumulo.

Il funzionamento combinato dei due algoritmi è stato invece sperimentato su un secondo azionamento di prova comprendente anche una cella a combustibile (fig. 11).



Fig. 11 – Vista di insieme dell’azionamento di prova per i due algoritmi

Lo schema a blocchi dell’azionamento è riportato in fig. 12.

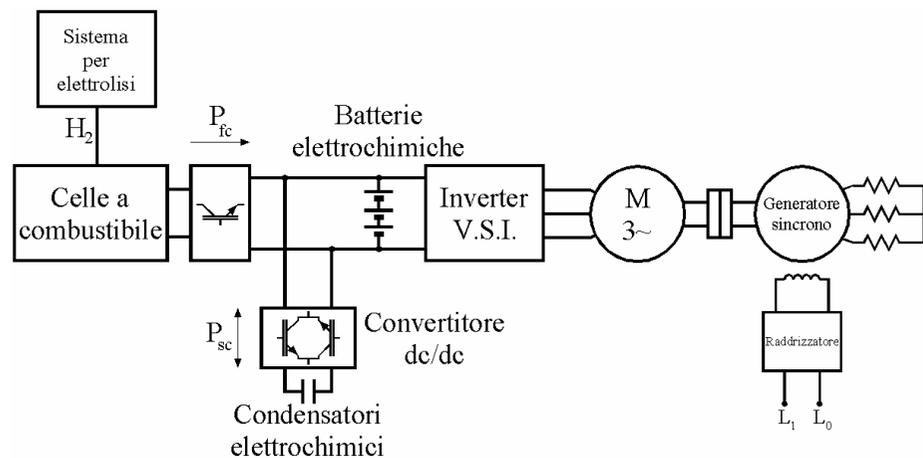


Fig.12 – Schema a blocchi del secondo azionamento di prova

Il sistema di batterie elettrochimiche è composto da 20 batterie per applicazioni stazionarie con capacità riferita a scarica di 10 h (C10) di 4,5 Ah e con tensione nominale di 12 V (fig. 13).



Fig.13 – Sistema di batterie elettrochimiche



Fig.14 – Sistema di condensatori elettrochimici

Il sistema di condensatori elettrochimici è costituito da 2 moduli EPCOS con capacità di 3,3 F e tensione nominale di 75 V connessi in parallelo (fig. 14). I condensatori elettrochimici sono connessi alle batterie tramite un convertitore dc/dc bidirezionale da 2 kVA.

La cella a combustibile è un sistema integrato “Independence 1000” della AVISTA da 1 kW che genera energia elettrica in continua alla tensione nominale di 48 V (fig.15).



Fig.15 – Cella a combustibile

L'idrogeno per alimentare la cella (circa 1 Nm³/h) è prodotto da un elettrolizzatore alcalino. La cella è collegata alle batterie tramite un convertitore dc/dc monodirezionale della potenza di 1 kVA. Il carico è, infine, costituito da una macchina asincrona di 4,5 kW alimentata da inverter VSI e collegata meccanicamente ad un generatore sincrono su carico passivo.

Sull'azionamento sono state condotte prove finalizzate a verificare il funzionamento congiunto dei due algoritmi attraverso cicli di lavoro programmati.

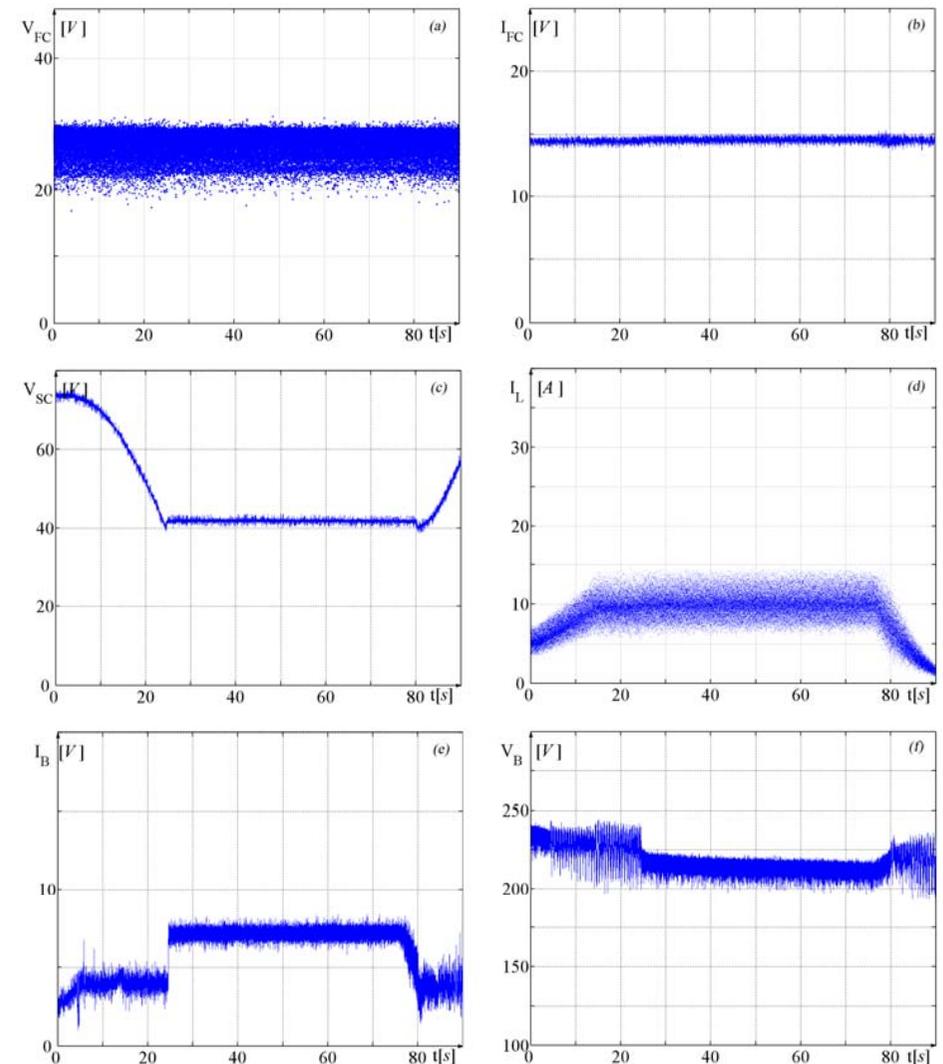


Fig.16– Risultati sperimentali relativi al primo ciclo di prova

a – tensione della cella a combustibile; b – corrente della cella a combustibile;
 c – tensione sui condensatori elettrochimici; d – corrente di carico
 e – corrente di batteria; f – tensione del bus dc

Il primo ciclo prevede un carico prima crescente fino a che la corrente assorbita è di circa 10 A, poi costante per circa un minuto ed infine decrescente fino a corrente nulla. Durante il ciclo la corrente e la tensione della cella a combustibile (fig. 16a e 16b) si mantengono costanti in accordo con il funzionamento a potenza costante previsto dalla strategia di controllo. La corrente della batteria elettrochimica (fig. 16e) è, invece, costante ed uguale al riferimento solo per il primo intervallo in cui i condensatori elettrochimici ancora non hanno raggiunto la tensione limite inferiore. Quando si raggiunge la tensione limite inferiore (40 V), i condensatori elettrochimici sono disconnessi dal bus e la corrente della batteria subisce una variazione a gradino. Le variazioni della tensione sulle batterie dovute sia alle variazioni di corrente sia alla loro progressiva scarica, sono riportate nella fig. 16f. I condensatori elettrochimici sono riconnessi e ricaricati solo alla fine del ciclo in corrispondenza con la diminuzione della potenza assorbita dal carico.

Un secondo ciclo di prova è stato condotto per verificare che la cella a combustibile riduce la potenza generata quando la tensione sulle batterie raggiunge la tensione limite. Le figg. 17 evidenziano come la cella a combustibile operi inizialmente ad una potenza minore della potenza di riferimento (14 A) perchè la tensione di batteria è uguale alla tensione limite imposta (275 V). Dopo circa 25 s, quando la potenza assorbita dal carico aumenta e si richiede corrente alle batterie (fig. 17 c), la tensione sul bus dc diminuisce e le celle a combustibile si portano a funzionare alla potenza di riferimento. Al termine della richiesta di corrente alle batterie, la tensione sul bus dc cresce fino a raggiungere la tensione limite e le celle a combustibile riprendono a ricaricare le batterie con potenza ridotta.

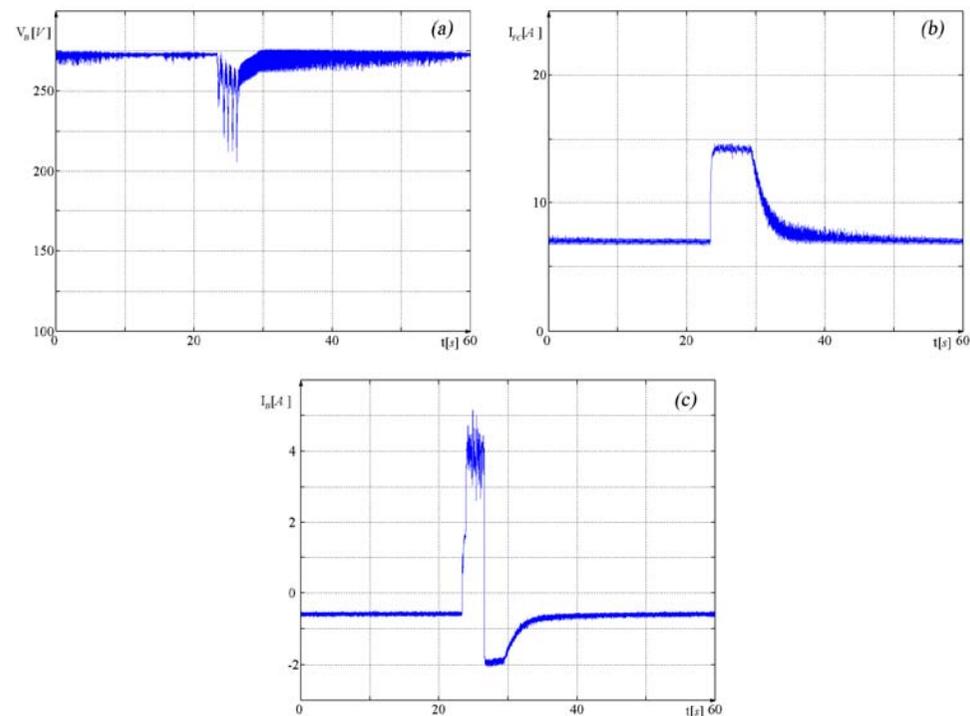


Fig.17– Risultati sperimentali relativi al secondo ciclo di prova

a – tensione del bus dc

b – corrente della cella a combustibile

c – corrente di batteria

4. Conclusioni

Allo stato attuale i sistemi combinati di accumulo e generazione ausiliaria rappresentano una soluzione estremamente efficiente e vantaggiosa per i sistemi di generazione da fonte rinnovabile operante in isola. L'integrazione di più tecnologie consente di conseguire prestazioni superiori rispetto all'utilizzo di un singolo dispositivo. Tuttavia, nei sistemi combinati si deve definire

preliminarmente una strategia di gestione dei flussi di potenza da e verso ciascuna unità. Nel capitolo è stata proposta una semplice strategia di controllo con riferimento ad un sistema costituito da batterie elettrochimiche, condensatori elettrochimici ed una sorgente di generazione ausiliaria a celle a combustibile. In particolare, la strategia di controllo tende ad imporre un funzionamento della cella a potenza costante e a limitare la corrente di carica e scarica delle batterie. L'implementazione della strategia di controllo avviene attraverso due algoritmi di controllo per i convertitori che interconnettono i dispositivi tra loro. Gli algoritmi presentano una struttura gerarchizzata per soddisfare con diverso ordine di priorità i molteplici vincoli fisici imposti alle unità. La verifica dell'efficacia delle soluzioni proposte è stata condotta attraverso misure sperimentali su azionamenti elettrici di prova.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

Capitolo 1

- [1] Boyle, G.: *“Renewable Energy: Power for a Sustainable Future”*, UK Oxford University Press, (1996)
- [2] Goetzberger, A.; Knobloch, J.; Voss, B.: *“Crystalline Silicon Solar Cells”*, John Wiley & Sons, (1998)
- [3] Green, M.A.: *“Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications”*, Prentice–Hall, Englewood Cliffs, NJ (1982)
- [4] Green, M.A.: *“Silicon Solar Cells: Advanced Principles and Practice”*, Bridge Printery, Sydney, Australia, (1995)
- [5] Howes, R.; Fainberg, A.: *“The Energy Sourcebook: A Guide to Technology, Resources, and Policy”*, American Institute of Physics, New York (1991).
- [6] Johansson, T. B.; Kelly, H.; Reddy, A. K. N.; Williams, R. H.: *“Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity”*, Washington DC Island Press, USA, (1993).
- [7] Nansen, R.: *“Sun Power: The Global Solution for the Coming Energy Crisis”*, Ocean Press, Washington, USA, (1995)
- [8] Partain, L. D.: *“Solar Cells and Their Applications”*, John Wiley & Sons, (1995)
- [9] Wielder S.: *“An Introduction to Solar Energy for Scientist and Engineers”*, John Wiley & Sons, New York, USA, (1982)
- [10] Zweibel, K.: *“Harnessing Solar Power: The Photovoltaics Challenge”*, Plenum Press, (1990)

- [11] Zweibel, K.: *“Thin Films: Past, Present, Future”*, Progress in Photovoltaics 3, n. 5 (1997)
- [12] Betz, A.: *“Wind–Energie und ihre Ausnutzung durch Windmuehlen”*, Vandenhoeck et Ruprecht, Gottingen, (1926)
- [13] Bohmeke, G.; Boldt, R.; Beneke H.: *“Direct drive, geared drive, intermediate solutions – comparison of design features and operating economics”*, European Wind Energy Conference (1997), pp. 664–667
- [14] Bongers, P.; Bierbooms, W.; Dijkstra, S. ; van Holten, T.: *“An integrated dynamic model of a flexible wind turbine”*, Technical report, Delft University of Technology, (1990)
- [15] Burton, T.; Scarpe, D.; Jenkins, N.; Bossanyi, E.: *“Wind Energy Handbook”*, Chichester: John Wiley & Sons (2001)
- [16] Cardenas–Dobson, R.; Asher, G.: *“Power limitation in variable speed wind turbines using pitch control and a mechanical torque observer”*, Wind Engineering, 20(6) pp. 363–387, (1996)
- [17] Cardenas–Dobson R.; Asher, G.: *“Torque observer for the control of variable speed wind turbines operating below rated wind speed”*, Wind Engineering, 20(4) pp. 259–285, (1996)
- [18] Connor, B.; Leithead, W.; Mercer, A.: *“Dynamics and control of a flexible wind turbine with a coning rotor”*, Proc. of European Union Wind Energy Conference, (1996) vol. 1, pp. 878–881, H.S. Stephens & Associates
- [19] Eggleston, D.; Stoddard F.: *“Wind Turbine Engineering Design”*, Van Nostrand Reinhold, New York, (1983)
- [20] Ekelund T.: *“Control of variable speed wind turbine in a broad range of wind speeds”*, Technical Report No. 1721, School of Electrical and

Computer Engineering, Chalmers Univ. of Technology, Goteborg, Sweden, (1994).

- [21] Freris, L.: *“Wind Energy Conversion Systems”*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, N. J., (1989)
- [22] Madsen P.; Frandsen, S.: *“Pitch angle control for power limitation”*, Proceedings of European Wind Energy Conference, Hamburg, (1994)

Capitolo 2

- [23] Piegari L., Tortora C., Veneri O: *“A Mathematical Model of Charge and Discharge for Lead Batteries in Electric Road Vehicles”*, EVS 18 Berlin
- [24] Vinal G. W.: *“Storage Batteries”*, John Wiley & Sons Inc. New York
- [25] Bode H.: *“Lead Acid Batteries”*, Wiley and Sons, New York, NY (1977).
- [26] Ruetschi P.: *“Review on the lead–acid battery science and technology”*, Journal of Power Sources, 2 (1977/78).
- [27] Arbizzani, C.; Mastragostino, M.; Soavi, F.: *“New trends in electrochemical supercapacitors”*, Journal of power sources, vol. 100, pp. 164–170, (2001)
- [28] Becker, H.I.: *“Low voltage electrolytic capacitor”*, U.S. Patent 2800616, (1957)
- [29] Bullard, G.L.; Sierra–Alcazar, H.B.; Lee, H.L.; Morris, J.L.: *“Operating principles of the ultracapacitor”*, IEEE Trans. on Magnetics, vol. 25, pp. 102–106 (1988)
- [30] Burke, A.: *“Ultracapacitors: why, how, and where is the technology”*, Journal of power sources, vol. 91, pp. 37–50, (2000)
- [31] Conway, B.E.; Birss, V.; Wojtowicz, J.: *“The role and utilization of pseudocapacitance for energy storage by supercapacitors”*, Journal of power sources, vol. 66, pp. 1–14, (1997)

- [32] Conway, B.E.; Pell, W.G.: *“Power limitations of supercapacitor operation associated with resistance and capacitance distribution in porous electrode devices”*, Journal of power sources, vol. 105, pp. 196–181, (2002)
- [33] Conway, B.E.: *“Transition from 'supercapacitor' to 'battery' behavior in electrochemical energy storage”*, Power Sources Symposium, 1990, Cherry Hill, NJ, USA, (1990)
- [34] Endo, M.; Takeda, T.; Kim, Y.J.; Koshiba, K.; Ishii, K.: *“High power electric double layer capacitor (EDLC's); from operating principle to pore size control in advanced activated carbons”* Carbon science, vol. 1, pp. 117–128 (2001)
- [35] Frackowiak, E.; Beguin, F.: *“Carbon materials for the electrochemical storage of energy in capacitors”*, Carbon, vol. 39, pp. 937–950, (2001)
- [36] Kotz, R.; Carlen, M.: *“Principles and applications of electrochemical capacitors”*, Electrochimica Acta, vol. 45, no. 15–16, pp. 2483–2498, (1999)
- [37] Lai, J; Levy, S.; Rose, M.F.: *“High energy density double–layer capacitors for energy storage applications”*, IEEE Aerospace and electronics systems magazine, vol. 7, pp. 14–19, (1992)
- [38] Mastragostino, M.; Arbizzani, C.; Soavi, F.: *“Polymer–based supercapacitors”*, Journal of power sources, vol. 97–98, pp. 812–815, (2001)
- [39] Sparnaay, M.J.: *“The electric double layer”*, vol. 4, Pergamon Press, Sydney, Australia, (1972)
- [40] Spyker, R.L.; Nelms, R.M.: *“Classical equivalent circuit parameters for a double–layer capacitor”*, IEEE Trans. on Aerospace and Electronic Systems, vol. 36, pp. 829–836, (2000)

- [41] Zubieta, L.; Bonert, R.: "*Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications*", IEEE Trans. on industry applications, vol. 36, pp. 199–205, (2000)
- [42] Aceves S.; Martinez-Frias J.; Garcia-Villazana O.: "*Analytical and Experimental Evaluation of insulated Pressure Vessels for Cryogenic hydrogen Storage*", Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 25, pp. 1075–1085, (2000)
- [43] Beltowska-Brzezinska M.; Czerwinski A.; Kleperis J.; Kopczyk M.; Skowronski J.; Wójcik G.: "*Electrochemical Behavior of Metal Hydrides*", J. Solid State Electrochem., Vol. 5, pp. 229–249, (2001)
- [44] Brekke T.; Goodall D.; Lindblom U.: "*Underground Bulk Storage of Hydrogen in Mined Caverns*", Projektresultat EFN/LET, Sweden, (1985)
- [45] Carter T.; Cornish L.: "*Hydrogen in Metals, Engineering Failure Analysis*", Vol. 8, pp. 113–121, (2001)
- [46] Gross K.; Sandrock G.; Thomas G.: "*Hydride Development for Hydrogen Storage*", Proceedings of the 2000 U.S. DOE Hydrogen Program Review, USA, (2000)
- [47] Kang B.; Kim S.: "*Thermal Design Analysis of a liquid hydrogen Vessel*", Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 25, pp. 133–141, (2000)
- [48] Nitcsch J.: "*Hydrogen as an Energy Carrier: Technologies, Systems, Economy*", Springer-Verlag, Germany (1988)
- [49] Padró C.; Putsche V.: "*Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*", Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, (1999)
- [50] Peschka W.: "*Liquid hydrogen Technology: Present State and Future Fuel Application*", Hydrogen Power: Theoretical and Engineering

- Solutions, pp. 517–528, Kluwer Academic Publishers, Netherlands (1998)
- [51] Peschka W.: "*Liquid Hydrogen Fuel of the Future*", Springer-Verlag, NY, USA (1992)
- [52] Sandrock G.: "*A Panoramic Overview of Hydrogen Storage Alloys from a Gas Reaction Point of View*", J. Alloys and Compounds, Vol. 293–295, pp. 877–888, (1999)

Capitolo 4

- [53] D'Arco S.; Iannuzzi D.; Tricoli P.: "*Direttive di dimensionamento per sistemi di generazione distribuita operanti in isola*", 16° Seminario Interattivo Azionamenti Elettrici, Bressanone (2005)
- [54] Billinton, R.; Karki, R.: "*Capacity expansion of small isolated power systems using PV and wind energy*", IEEE Trans. on Power Systems (2001), vol. 16, issue 4, pp. 892–897
- [55] Ijumba, N.M.; Raphalalani, V.T.; Reddy, P.: "*Optimised application of renewable energy sources in rural electrification*", IEEE AFRICON (1999), vol. 2, pp. 971–976
- [56] Nehrir, M.H.; Lameres, B.J.; Venkataramanan, G.; Gerez, V.; Alvarado, L.A.: "*An approach to evaluate the general performance of stand-alone wind/photovoltaic generating systems Energy*", IEEE Trans. on Energy Conversion (2000), vol. 15, issue 4, pp. 433–439
- [57] Kellogg, W.D.; Nehrir, M.H.; Venkataramanan, G.; Gerez, V.: "*Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/PV systems*", IEEE Trans. on Energy Conversion (1998), vol. 13, issue 1, pp. 70–75

- [58] Shrestha, G.B.; Goel, L.: “*A study on optimal sizing of stand-alone photovoltaic stations*”, IEEE Trans. on Energy Conversion (1998), vol. 13, issue 4, pp. 373–378
- [59] Saengthong, S.; Premrudeepreechacham, S.: “*A simple method in sizing related to the reliability supply of small stand-alone photovoltaic systems*”, Conference Record of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (2000), pp. 1630–1633
- [60] Lee, G.: “*Solar power system design—some specific and controversial issues*”, 12th International Telecommunications Energy Conference (1990), pp. 535–542
- [61] Marchetti, G.: “*Mathematical models for the construction of a twice renewable energy plant*”, 19th International Telecommunications Energy Conference (1997), pp. 561–568
- [62] Bakirtzis, A.G.: “*A probabilistic method for the evaluation of the reliability of stand alone wind energy systems*”, IEEE Trans. on Energy Conversion (1992), vol. 7, issue 1, pp. 99–107
- [63] IEEE recommended practice for sizing lead–acid batteries for photovoltaic (PV) systems (1990)
- [64] Gavanidou, E.S.; Bakirtzis, A.G.: “*Design of a stand alone system with renewable energy sources using trade off methods*”, IEEE Trans. on Energy Conversion (1992), vol. 7, issue 1, pp. 42–48
- [65] Borowy, B.S.; Salameh, Z.M.: “*Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system*”, IEEE Trans. on Energy Conversion (1996), vol. 11, issue 2, pp. 367–375

Capitolo 5

- [66] D'Arco S.; Iannuzzi D.; Pagano E.; Tricoli P.: “*Sistemi di alimentazione mista per trazione stradale: una possibile tecnica di controllo*”, 15^o Seminario Interattivo Azionamenti Elettrici, Bressanone (2004), pp. 1–18
- [67] D'Arco S.; Iannuzzi D.; Pagano E.; Tricoli P.: “*Energy management of electric road vehicles equipped with supercaps*”, Innovative Power Train Systems, Dresden, Germany (2004), VDI–Berichte 1852, pp. 507–519
- [68] D'Arco S., Iannuzzi D., Pagano E., Tortora C.: “*Combined use of Supercapacitors and Fuel Cells for Traction Application*”, Electromotion 2005, Lausanne, Switzerland (2005)

