

Università degli Studi di Padova

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE



CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA

Tesi di Laurea Magistrale

MODELLIZZAZIONE DI UNA BATTERIA AL SODIO -
CLORURO DI NICHEL PER LA SIMULAZIONE DEL
COMPORTAMENTO DI UNA MICROGRID

Relatore: Prof. Mauro Andriollo

Laureando: Michele Bressan

ANNO ACCADEMICO 2013-2014

Indice

1	Introduzione	11
1.1	Presentazione del problema e obiettivi della tesi	11
2	Microgrid	15
2.1	Caratteristiche e principio di funzionamento	15
3	Sistemi di accumulo dell'energia elettrica	21
3.1	Caratteristiche generali	21
3.1.1	Parametri caratteristici di un sistema di accumulo	22
3.2	Classificazione dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica	28
3.3	Sistemi di accumulo di tipo Meccanico	35
3.3.1	Idroelettrico di pompaggio	35
3.3.2	Accumulo ad aria compressa	39
3.3.3	Volani ad elevata velocità	42
3.4	Sistemi di accumulo di tipo Elettrostatico	45
3.4.1	Supercondensatori	45
3.5	Sistemi di accumulo di tipo Elettromagnetico	48
3.5.1	Bobine di superconduttori	48
3.6	Sistemi di accumulo di tipo Elettrochimico	51
3.6.1	Accumulatori al Piombo-Acido	53
3.6.2	Accumulatori al Litio	55
3.6.3	Accumulatori Nichel-Cadmio	58
3.6.4	Accumulatori Nichel-idruri metallici	60
3.6.5	Accumulatori a circolazione di elettrolita	62

3.6.6	Accumulatori ad alta temperatura	64
3.7	Considerazioni finali	69
4	La batteria al Sodio-Cloruro di Nichel (ZEBRA)	71
4.1	Caratteristiche della cella e principio di funzionamento	71
4.2	Caratterizzazione della cella	78
4.2.1	Tensione a vuoto	78
4.2.2	Impedenza interna	79
4.2.3	Risposta impulsiva	81
5	Test della batteria ZEBRA presso ASI-Nidec	83
5.1	Descrizione della Test-Facility	84
5.2	Prove di caratterizzazione della batteria	91
5.2.1	Determinazione della tensione a vuoto	91
5.2.2	Determinazione dell'impedenza interna	95
5.3	Problematiche riscontrate	96
6	Modellizzazione della batteria ZEBRA	97
6.1	Approccio teorico alla modellizzazione della batteria	97
6.2	Analisi dei dati sperimentali e determinazione del modello	99
6.3	Implementazione del modello in Simulink	107
6.4	Validazione del modello	109
6.5	Considerazioni finali	113
7	Comportamento della batteria all'interno di una microgrid	115
7.1	Descrizione della microgrid modellizzata	115
7.2	Simulazione del comportamento della batteria ed analisi dei risultati	120
7.2.1	Profilo di carico rinnovabile regolare	120
7.2.2	Profilo di carico rinnovabile perturbato	127
8	Conclusioni	133

Elenco delle figure

1.1	Distribuzione geografica della capacità totale di sistemi di microreti ad oggi esistenti o in via di realizzazione. [Navigant Research] . . .	13
2.1	Tipica struttura di una microrete con sistemi di generazione ed accumulo distribuiti.	16
3.1	Struttura schematica di un generico sistema di accumulo dell'energia elettrica	22
3.2	Accumulatore al Piombo-acido: capacità (normalizzata rispetto la capacità nominale) in funzione del regime di scarica [RSE]	23
3.3	Accumulatore al Piombo-acido: capacità (normalizzata rispetto la capacità nominale) in funzione della temperatura [RSE]	24
3.4	Efficienze energetiche di alcune tipologie di accumulo elettrochimico ed elettrostatico. [ENEA]	25
3.5	Possibili applicazioni dei sistemi di accumulo nelle reti elettriche in funzione di potenza ed energia richieste.	33
3.6	Tecnologie di accumulo per il sistema elettrico a confronto in termini di Energia e Potenza	34
3.7	Accumulatori elettrochimici a confronto in termini di Energia e Potenza specifica	34
3.8	Principio di funzionamento e struttura schematica di un impianto idroelettrico di pompaggio	36
3.9	Veduta aerea dell'impianto idroelettrico di pompaggio dell'isola Spagnola <i>El Hierro</i>	38
3.10	Schema strutturale e principio di funzionamento di un impianto CAES.	39

3.11	Schema strutturale dell'impianto CAES di Huntorf con valori nominali di pressione e potenza.	41
3.12	Sezione schematica di un sistema di accumulo a volano realizzato da Beacon Power(25 kWh - 100 kW).	43
3.13	Struttura interna di un supercondensatore	46
3.14	Configurazione tipica di un sistema di accumulo SMES	50
3.15	Criostato dell'impianto SMES installato nell'impianto idroelettrico di Hosoo in Giappone [Nikko Power Generation]. Capacità energetica: 19MJ (\sim 5kWh) - Corrente nominale: 1350A - Temperatura di esercizio: 4,2K - Massima induzione: 4,4T - Massima potenza erogabile: 10MW	50
3.16	Principio di funzionamento e struttura di una cella elettrochimica (Pila Daniell)	52
3.17	Cella Piombo-acido: reazioni di carica e scarica	54
3.18	Cella cilindrica agli ioni di Litio: reazioni di carica e scarica	57
3.19	Cella Nichel-Cadmio: reazioni di carica e scarica	59
3.20	Cella Nichel-Idruri metallici: reazioni di carica e scarica	61
3.21	Batteria a circolazione di elettrolita VRB: particolari della cella elettrochimica e del sistema di serbatoi di accumulo. Reazione di scarica.	63
3.22	Batteria al Sodio-Zolfo (sopra) e batteria al Sodio-Cloruro di Nichel (sotto): struttura della cella elementare e reazione di scarica/scarica.	67
3.23	Confronto tra i diversi sistemi di accumulo trattati. [Elaborazione RSE]	68
3.24	Confronto tra i sistemi di accumulo analizzati in funzione delle applicazioni di regolazione della rete.	69
3.25	Stato dell'arte delle diverse tecnologie di accumulo trattate e prospettive di sviluppo fino al 2030 [EPRI, 2011].	70
4.1	Particolare della struttura interna alla cella ZEBRA.	73
4.2	Schema strutturale della cella ZEBRA e principio di funzionamento della reazione elettrochimica.	74

4.3	Particolare dell'assemblaggio delle celle di un accumulatore ZEBRA e batteria SoNick modello ST523 prodotta da FIAMM Sonick completa di unità BMS.	77
4.4	Andamento della tensione a vuoto stimato durante una prova di scarica. [T. M. O'Sullivan, C. M. Bingham, R. E. Clark]	79
4.5	Descrizione schematica semplificata delle reazioni interne alla cella e andamento dell'impedenza resistiva di cella in funzione della profondità di scarica evidenziando i tre principali contributi. [T. M. O'Sullivan, C. M. Bingham, R. E. Clark]	80
4.6	Particolare della tensione ai morsetti durante la prova a carico pulsato e modello proposto per la caratterizzazione dell'impedenza di cella. [T. M. O'Sullivan, C. M. Bingham, R. E. Clark]	82
5.1	Quadri elettrici e apparati di conversione della microgrid	86
5.2	Interno dei quadri di potenza del sistema energy storage della microgrid	87
5.3	Schema elettrico di base del convertitore Buck-Boost ottenuto come sovrapposizione dei singoli convertitori Buck e Boost.	88
5.4	Schema unifilare dell'infrastruttura di potenza e di segnale della microgrid.	89
5.5	Pagina principale del sinottico del sistema PMS della microgrid. . .	90
5.6	Interfaccia di controllo del sistema energy storage della microgrid. .	90
5.7	Tensione di batteria durante la prova di scarica (sopra) e carica (sotto) con interruzioni del carico.	92
5.8	Andamento della tensione a vuoto e a carico durante la scarica (sopra) e la carica (sotto).	93
5.9	Confronto tra le curve di tensione a vuoto nella fase di scarica e carica.	94
5.10	Test di carica: dettaglio dell'andamento della tensione di batteria durante un'interruzione di carico seguita dalla riaccensione del sistema.	95
6.1	Rappresentazione mediante contenitore d'acqua della cella elettrochimica.	98

6.2	Modello circuitale di una cella elettrochimica considerando solamente il comportamento resistivo (sinistra) e considerando anche i transistori elettrochimici interni (destra).	99
6.3	Risultati dell'interpolazione utilizzando il modello ad una costante di tempo, istante di accensione e spegnimento.	100
6.4	Modello circuitale della cella elettrochimica a due costanti di tempo.	101
6.5	Risultati dell'interpolazione utilizzando il modello a due costanti di tempo, istante di accensione e spegnimento.	102
6.6	Test di carica : parametri del circuito equivalente del modello a due costanti di tempo ottenuti dal processo di interpolazione.	103
6.7	Test di scarica : parametri del circuito equivalente del modello a due costanti di tempo ottenuti dal processo di interpolazione.	104
6.8	Tensione a vuoto in fase di carica e scarica dopo estrapolazione dei valori estremi e tensione a vuoto media.	105
6.9	Andamento della capacità differenziale in funzione della carica transitata	106
6.10	Impedenza interna implementata con software Simulink.	108
6.11	Resistenza variabile (sinistra) e capacità variabile (destra) modellizzate.	108
6.12	Blocco per il calcolo della tensione a vuoto e del SOC.	109
6.13	Modello della batteria ZEBRA implementato con software Simulink.	110
6.14	Confronto tra tensione ai morsetti misurata durante la scarica e tensione simulata.	111
6.15	Confronto tra tensione ai morsetti misurata durante la carica e tensione simulata.	111
6.16	Energia in transito ai morsetti ed internamente alla batteria durante la simulazione di carica (sopra) e scarica (sotto).	112
7.1	Interfaccia web dello strumento PVGIS utilizzato per l'estrazione del profilo di potenza irradiata nella zona del mediterraneo centrale.	117
7.2	Modello di microrete (sopra) e modello integrato di batteria e microrete (sotto) realizzato con software Simulink.	119

7.3	Andamento della potenza generata dall'impianto fotovoltaico nell'arco di una giornata durante la simulazione con con andamento ideale della potenza da FR.	121
7.4	Andamento della potenza assorbita dai carichi (sopra) e potenza di saldo erogata dalla batteria (sotto) nell'arco di una giornata durante la simulazione con con andamento ideale della potenza da FR. . . .	122
7.5	Andamento di tensione interna e ai morsetti (sopra) e corrente di batteria (sotto) durante la simulazione con con andamento ideale della potenza da FR.	123
7.6	Andamento dello stato di carica della batteria nell'arco di una giornata durante la simulazione con con andamento ideale della potenza da FR.	124
7.7	Energia in transito ai morsetti di batteria confrontata con l'energia dissipata durante la simulazione con andamento ideale della potenza da FR.	125
7.8	Perdite calcolate nelle fasi di carica (sopra) e scarica (sotto) durante la simulazione con andamento ideale della potenza da FR.	126
7.9	Andamento della potenza generata dall'impianto fotovoltaico durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR.	127
7.10	Andamento della potenza erogata dal generatore diesel durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR.	128
7.11	Andamento dello stato di carica della batteria durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR.	128
7.12	Andamento di tensione interna e ai morsetti (sopra) e corrente di batteria (sotto) durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR.	129
7.13	Energia in transito ai morsetti di batteria confrontata con l'energia dissipata durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR.	130
7.14	Perdite calcolate nelle fasi di carica (sopra) e scarica (sotto) durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR. . . .	131

7.15 Energia dissipata da parte dell'accumulatore nelle due diverse simulazioni.	132
--	-----

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Presentazione del problema e obiettivi della tesi

La disponibilità di energia è uno degli elementi principali che ha influenzato lo sviluppo del genere umano. Con la nascita del sistema elettrico si è trovato un modo versatile ed efficiente per distribuire energia che ha portato ad un rapido miglioramento del benessere e dello stile di vita dell'uomo.

Questo è stato uno dei principali motivi che ha portato ad uno sviluppo sempre più massiccio dell'infrastruttura elettrica, inizialmente composta da molte reti isolate di modesta entità per poi evolversi in reti elettriche nazionali interconnesse tra loro.

Nonostante sia ormai trascorso più di un secolo dall'installazione delle prime linee di trasmissione, una buona parte della popolazione mondiale risulta tuttora sprovvista di energia elettrica.

Secondo quanto riportato nel World Energy Outlook (2012), redatto dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), ad oggi circa 1,3 miliardi di persone non hanno accesso all'energia elettrica, cifra che dovrebbe ridursi a circa 1 miliardo entro il 2030, con riferimento a quanto stimato nello scenario "new policies". Ciò è dovuto principalmente al fatto che i sistemi di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica si sono evoluti in misura maggiore nei paesi economicamente sviluppati (paesi OCSE) e in quelle aree del pianeta con maggior densità di po-

polazione. In zone come l’Africa sub sahariana e alcuni stati dell’america latina, ad esempio, il sistema elettrico risulta ancora troppo carente per pensare di poter garantire energia elettrica alla popolazione, distribuita entro territori molto vasti, e il suo sviluppo è ancora insufficiente.

Inoltre, bisogna considerare che in alcune zone del pianeta, come isole di modesta dimensione lontane dalla terraferma, risulta molto difficile se non impossibile la connessione con il sistema elettrico nazionale.

Si capisce, quindi, che se in aree densamente popolate come Europa, America e sud-est Asiatico si è risolto (o si sta ancora risolvendo) il problema della distribuzione dell’energia elettrica per mezzo del sistema elettrico tradizionale, in altre zone del pianeta più isolate e meno sviluppate sarebbe difficile immaginare di risolvere il problema alla stessa maniera.

Una valida alternativa, presa in considerazione dalla stessa IEA, è rappresentata dalle microreti, o *microgrid*; si tratta di reti elettriche tipicamente di media o bassa estensione costituite da una serie di generatori distribuiti (alimentati sia da fonti rinnovabili che fossili), sistemi di accumulo dell’energia elettrica e carichi elettrici, gestite da un’unità centrale di controllo. La disponibilità di sistemi di conversione statica dell’energia sempre più affidabili e a prezzi più accessibili, la diffusione dei generatori alimentati da fonti rinnovabili e la nascita di nuove tecnologie per l’accumulo dell’energia elettrica ha ravvivato l’interesse del settore elettrico rispetto a questa categoria di infrastrutture elettriche, sia per quanto riguarda le applicazioni *off-grid* che quelle *grid-connected*.

La capacità totale di sistemi microgrid ad oggi installata o in via di realizzazione a livello globale si attesta attorno ai **4393 MW**, come emerge dal *Microgrid Deployment Tracker*, attività di analisi del mercato delle microreti aggiornata con cadenza biennale dall’istituto di ricerca Statunitense *Navigant Research*. Si tratta di un’importante quota di potenza, suddivisa geograficamente secondo quanto riportato nel diagramma di figura 1.1. L’aumento significativo della potenza globale installata registrato negli ultimi anni (+245 MW da Ottobre 2013 a Marzo 2014) fa pensare ad una prosecuzione futura dello sviluppo dei sistemi microgrid.

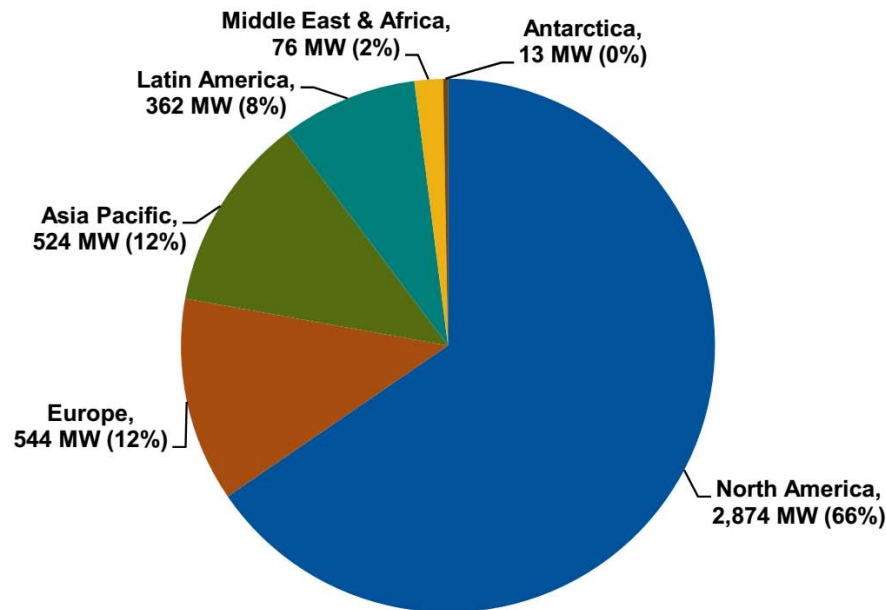


Figura 1.1: Distribuzione geografica della capacità totale di sistemi di microreti ad oggi esistenti o in via di realizzazione. [Navigant Research]

Il presente lavoro di tesi analizza una delle componenti fondamentali per l'esercizio del servizio elettrico all'interno di una microgrid, ovvero il sistema di accumulo dell'energia. La tecnologia analizzata è quella dell'accumulatore al sodio-cloruro di nichel (conosciuto anche come accumulatore ZEBRA), una delle tante soluzioni tecniche ad oggi disponibili sul mercato per la realizzazione di sistemi *energy storage*, dei quali si tratterà nel prossimo capitolo.

Grazie ad un'attività di stage da me svolta presso la ditta ASI-Nidec di Montebello Vicentino, è stato possibile effettuare una campagna di misure su un sistema di accumulo ZEBRA presente all'interno di un prototipo di microgrid realizzato dalla stessa azienda. I risultati ottenuti sono stati utilizzati per la caratterizzazione dell'accumulatore ZEBRA e per l'elaborazione di un modello dinamico in ambiente Matlab[®]Simulink[®] che ne descrive il comportamento. Infine, tale modello è stato utilizzato per eseguire delle simulazioni seguendo dei tipici diagrammi di carico di una microrete in isola, verificandone il comportamento e le prestazioni a seconda delle diverse condizioni operative.

Capitolo 2

Microgrid

2.1 Caratteristiche e principio di funzionamento

Come accennato nel precedente capitolo, per *microgrid* si intende una rete elettrica di modesta estensione e potenza limitata che può essere connessa o meno alla rete di distribuzione, composta da:

- Generatori distribuiti;
- Carichi elettrici
- Sistema di gestione e supervisione della rete
- Sistema di accumulo dell'energia elettrica

In realtà non esiste una definizione univoca di microgrid. Secondo il Dipartimento Americano per l'Energia (DOE), per *microgrid* si intende

“Un gruppo interconnesso di generatori distribuiti e carichi sviluppato entro un perimetro elettrico non ben definito che agisce come un'unica entità controllabile nei confronti della rete esterna. La microgrid può operare sia in modalità *grid connected* che in *isola*, a seconda che sia abilitata o meno la connessione con la rete di distribuzione esterna.”

Questo nuovo concetto di rete si propone come valida alternativa per la distribuzione dell'energia elettrica laddove non esiste una rete di distribuzione (come isole

o località remote o poco sviluppate) o in quelle sezioni di rete poco robuste dove la gestione risulta spesso difficile e costosa.

Si riporta in figura 2.1 un esempio di struttura di una microrete in cui vengono evidenziate le unità di generazione distribuita (DG, Distributed Generation), i sistemi di accumulo distribuiti (DS, Distributed Storage) e il punto di connessione con la rete di distribuzione (PCC, Point of Common Coupling).

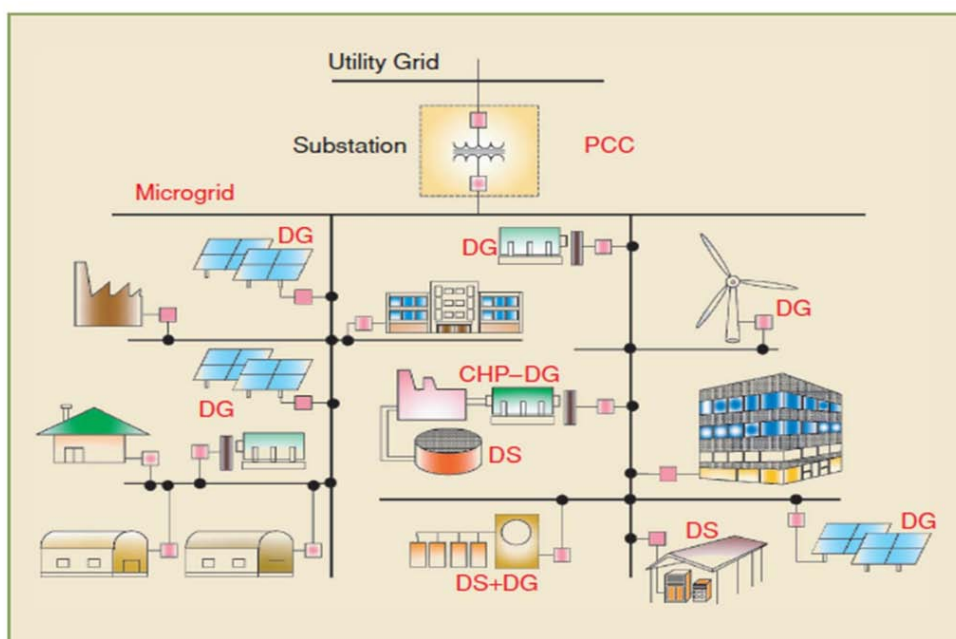


Figura 2.1: Tipica struttura di una microrete con sistemi di generazione ed accumulo distribuiti.

I principali vantaggi derivanti dall'utilizzo di queste infrastrutture sono:

- Distribuzione dell'energia elettrica in quei luoghi non raggiunti dal sistema di trasmissione nazionale;
- Corretta integrazione e gestione dei generatori nel caso siano alimentati da diverse fonti energetiche primarie, anche rinnovabili e intermittenti;
- Disponibilità di una riserva di energia grazie al sistema di accumulo, utilizzabile come saldo (positivo o negativo) tra quella prodotta dai generatori e quella assorbita dai carichi;

- Immunità da possibili black-out sulla rete elettrica di distribuzione grazie alla possibilità del passaggio istantaneo alla modalità *islanding*.

Tuttavia, vi sono anche degli aspetti problematici che insorgono nell'utilizzo di queste tipologie di reti, come:

- Scarsa capacità di autoregolazione del sistema dovuta alla limitata estensione della rete e alla sua ridotta inerzia elettrica (carenza di energia regolante a disposizione della rete);
- Gestione complessa dell'interfaccia con la rete elettrica di distribuzione (funzionamento in isola indesiderato, risincronizzazione con la rete, ...);
- Continua modifica dei punti di lavoro dei generatori e del sistema di accumulo per garantire l'equilibrio della rete.

Queste criticità hanno reso indispensabile l'utilizzo di una fitta rete di sensori per la misura delle grandezze elettriche distribuita in tutta la microgrid e connessa ad un potente sistema di calcolo (PMS, Power Management System) in grado di elaborare in tempo reale lo stato della rete e generare velocemente eventuali segnali di regolazione da inoltrare a generatori e carichi, tramite un'apposita rete di trasmissione dati. L'architettura IT assume quindi un ruolo fondamentale nell'esercizio di questo tipo di reti elettriche.

Un altro componente di primaria importanza per il corretto funzionamento della microgrid, come già accennato, è il sistema di accumulo dell'energia elettrica.

In ogni sistema elettrico, infatti, esiste uno stretto equilibrio tra la potenza immessa dai generatori e quella assorbita dai carichi in quanto il loro bilancio dev'essere nullo in ogni istante. Non appena questa condizione viene meno si registra una variazione dei valori di frequenza e tensione di rete da quelli nominali, condizione che può portare addirittura al black-out se non vengono attuate delle manovre correttive nel breve periodo (regolazione primaria e secondaria della frequenza). L'elevata estensione della rete di trasmissione e il gran numero di generatori connessi conferiscono al sistema elettrico tradizionale un grado di inerzia che contribuisce al rallentamento dei transitori elettrici che si instaurano al manifestarsi di uno squilibrio, permettendo quindi alla regolazione primaria della frequenza di intervenire

sui generatori entro un certo range temporale (decine di secondi).

Nel caso delle microgrid, dove l'inerzia naturale del sistema è assai limitata, si utilizza il sistema di accumulo come riserva di energia per poter effettuare la regolazione primaria della frequenza. Il dispositivo di conversione statica dell'energia che lo interfaccia con la microrete deve essere sufficientemente rapido a rispondere alla richiesta da parte del PMS di erogare od assorbire una certa potenza, corrispondente a quella di squilibrio rilevata. Il PMS non si limita ad utilizzare il solo sistema di accumulo per effettuare la regolazione della rete ma, quando possibile, interviene modificando la potenza prodotta dai generatori; deve quindi trovare la soluzione più efficiente utilizzando l'intero parco di generazione ed accumulo, al fine di garantire una regolazione della rete affidabile e duratura nel tempo.

I vantaggi offerti dal sistema di accumulo non si limitano solamente alla sua azione nel breve periodo con la regolazione della frequenza ma trovano ampio spazio sull'azione a media-lunga durata.

Bisogna, infatti, considerare l'elevata presenza di generatori alimentati da fonti rinnovabili tipica delle microgrid, dovuta sia per la progressiva decarbonizzazione che sta vivendo l'intero sistema elettrico ma anche per la difficoltà dell'approvvigionamento di combustibili fossili che si riscontra nelle installazioni in località remote e isolate, tale da rendere economicamente vantaggioso l'utilizzo di sole e vento come fonti primarie di energia. Tali sorgenti sono caratterizzate da una certa intermittenza della potenza difficilmente prevedibile nonché da una disponibilità della stessa non costante durante l'arco della giornata; il fotovoltaico, ad esempio, fornisce potenza solamente durante le ore diurne, in maniera fortemente discontinua nel caso di cielo parzialmente nuvoloso.

Il ruolo del sistema di accumulo, quindi, risulta indispensabile nel coprire le fluttuazioni di potenza provocate da questo tipo di fonti energetiche sia del breve che del lungo periodo.

Va infine detto che, per garantire in ogni momento la disponibilità di energia senza dover sovradimensionare eccessivamente il sistema di accumulo e/o il parco di generazione rinnovabile, è opportuno provvedere all'installazione di un congruo numero di generatori tradizionali, tipicamente gruppi elettrogeni alimentati a diesel,

utilizzabili nei periodi di scarsa disponibilità della fonte rinnovabile ma anche nell'evenienza di guasti o fuori servizio programmati di parte del parco di generazione.

Nel prossimo capitolo verranno analizzate le più comuni tecnologie di accumulo ad oggi esistenti, mettendole a confronto in termini di prestazioni e finalità applicative per identificare quelle più idonee all'esercizio in un contesto di microrete.

Capitolo 3

Sistemi di accumulo dell'energia elettrica

3.1 Caratteristiche generali

Con il termine sistema di accumulo per l'energia elettrica si intende un apparato in grado di immagazzinare energia elettrica convertendola in un'altra forma energetica, tipicamente chimica, meccanica, elettrostatica o elettromagnetica. Com'è infatti noto, l'energia elettrica, contestualmente alla sua generazione, non può essere accumulata in quanto tale ma può solo essere assorbita da un carico elettrico. In sostanza, quindi, un sistema di accumulo non è altro che un opportuno carico capace di assorbire energia elettrica dalla rete a cui è connesso per convertirla in un'altra forma energetica e, in un secondo momento, attingere da questa riserva energetica per erogare energia elettrica alla rete effettuando la reazione di conversione opposta.

Esistono diverse tipologie di sistemi di accumulo dell'energia elettrica, ognuno dei quali si differenzia dall'altro per la forma energetica utilizzata dall'unità di stoccaggio. Nonostante la diversità tra le tecnologie di accumulo, esiste una struttura comune ad ogni sistema, composta da:

- Un'unità centrale di stoccaggio dell'energia

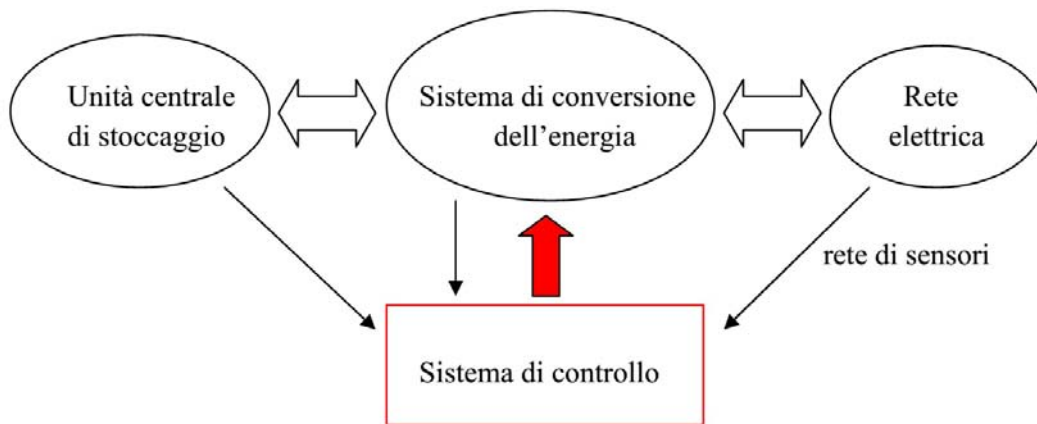


Figura 3.1: Struttura schematica di un generico sistema di accumulo dell'energia elettrica

- Un sistema di conversione dell'energia (detto Power Conversion System - PCS)
- Un sistema di controllo e supervisione della carica e scarica (detto Power Management System - PMS)

L'energia accumulata nell'unità centrale viene prelevata, durante la scarica, e convertita dal PCS per essere poi immessa in rete, viceversa durante la carica. Il PMS esegue un monitoraggio continuo dello stato del sistema controllando direttamente il funzionamento del PCS al fine di garantire un corretto utilizzo del sistema di accumulo, evitando sovraccarichi e funzionamenti anomali che potrebbero comprometterne le prestazioni e la sicurezza durante l'esercizio.

3.1.1 Parametri caratteristici di un sistema di accumulo

Per poter caratterizzare e confrontare tra loro le diverse tecnologie di accumulo ad oggi disponibili è utile definire una serie di parametri che ne descrivono le caratteristiche in termini quantitativi.

Capacità. Quantità di carica elettrica totale che può essere estratta dall'unità centrale completamente ricaricata durante il processo di scarica, espressa

in Ah . È una grandezza tipica degli accumulatori elettrochimici che tiene in considerazione l'ammontare di carica elettrica che viene scambiata nelle reazioni reversibili di ossidoriduzione interne al sistema di accumulo. Nella maggior parte di tali dispositivi, questo parametro non è univoco ma dipende dal valore della corrente di scarica, dalla temperatura e dall'età dell'accumulatore. Si definisce, quindi, una **capacità nominale**, corrispondente ad un determinato regime di scarica (sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro di destinazione) e ad una determinata temperatura di esercizio (tipicamente $25^{\circ}C$). Va inoltre specificato che di norma, per ragioni di sicurezza e per garantire un ciclo di vita più lungo possibile all'accumulatore, non si riesce a sfruttare tutta la capacità offerta dal sistema di accumulo ma c'è sempre una differenza, più o meno marcata a seconda della tecnologia, tra **capacità nominale** e **capacità effettiva**.

Si riporta, a titolo di esempio, l'andamento della capacità (normalizzata in funzione della capacità nominale) in funzione della corrente di scarica (normalizzata in funzione della corrente nominale) e della temperatura di un accumulatore al piombo-acido. Si può notare come, all'aumentare di quest'ultima, si registra una diminuzione della quantità di carica estraibile dall'accumulatore.

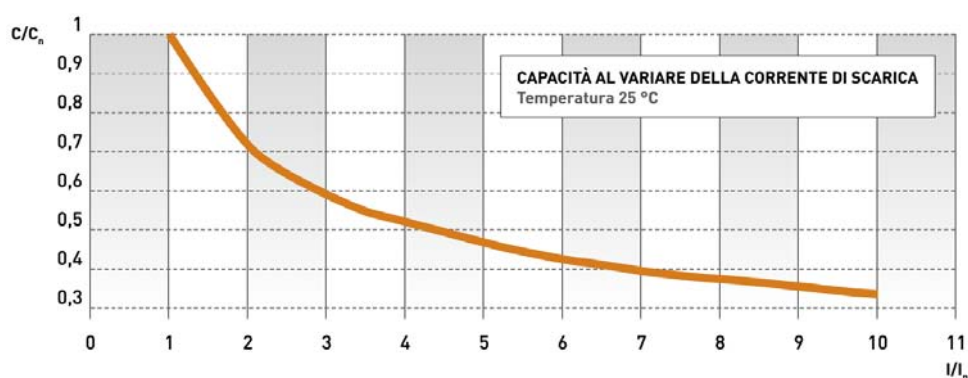


Figura 3.2: Accumulatore al Piombo-acido: capacità (normalizzata rispetto la capacità nominale) in funzione del regime di scarica [RSE]

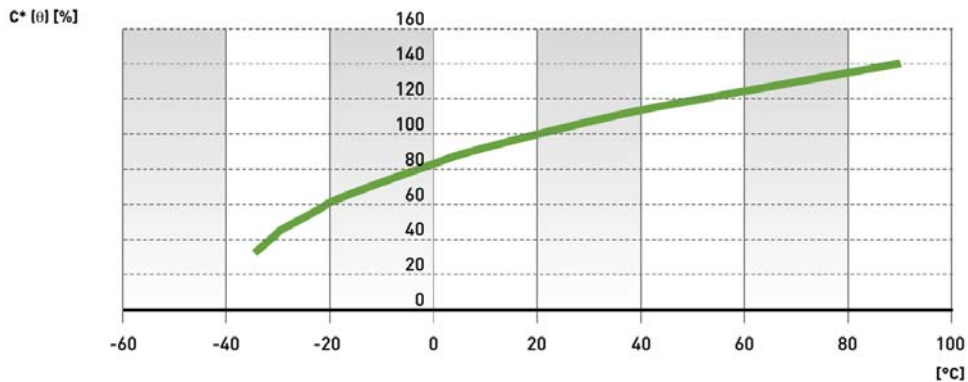


Figura 3.3: Accumulatore al Piombo-acido: capacità (normalizzata rispetto la capacità nominale) in funzione della temperatura [RSE]

Energia nominale. Energia che il sistema è in grado di fornire durante la scarica partendo dalla condizione di piena carica fino alla scarica completa, espressa in Wh . Nel caso degli accumulatori elettrochimici si ottiene dal prodotto di capacità nominale e tensione nominale di batteria e dipende dal regime di lavoro dell'accumulatore. Per gli altri sistemi di accumulo, invece, si ricava utilizzando le opportune leggi fisiche che descrivono il comportamento energetico del mezzo di stoccaggio utilizzato. È inoltre utile definire l'energia specifica riferita al peso in chilogrammi del sistema (espressa in Wh/kg) e al volume in litri del sistema (espressa in Wh/l). Queste grandezze, dette anche *densità di energia gravimetrica* e *volumetrica*, permettono un veloce confronto tra le diverse tecnologie. È da tener conto che queste grandezze specifiche dipendono sia dalla tecnologia presa in considerazione ma anche dalle scelte costruttive delle diverse aziende produttrici.

Potenza nominale. È la potenza per la quale è stato dimensionato il sistema di accumulo, definita come prodotto tra corrente e tensione nominali ed espressa in W . Anche per questo parametro è utile definire le corrispettive grandezze specifiche di *densità di potenza gravimetrica* (espressa in W/kg) e *volumetrica* (espressa in W/l).

Efficienza energetica o rendimento di carica/scarica. È definita come rapporto tra l'energia estratta dal sistema di accumulo durante la scarica e

quella spesa per riportare il sistema allo stato di carica iniziale ed è uno dei parametri più significativi nel descrivere l'affidabilità della tecnologia presa in considerazione rispetto le altre.

$$\eta = \frac{E_{scarica}}{E_{carica}} \quad [\%] \quad (3.1)$$

Questo parametro non dipende solo dal comportamento dell'unità di stoccaggio ma anche da quello del PCS e può variare a seconda del regime di funzionamento.

A titolo di esempio vengono riportate le efficienze energetiche tipiche di alcune tipologie di sistemi di accumulo elettrochimici ed elettrostatici riferite ad un regime di scarica non intenso.

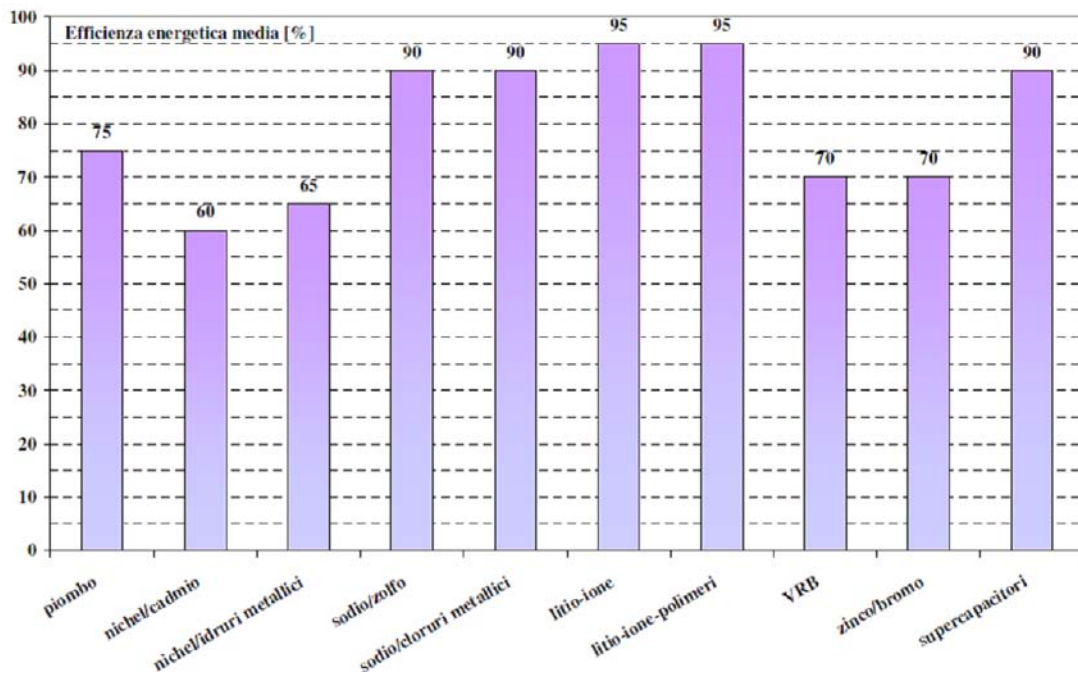


Figura 3.4: Efficienze energetiche di alcune tipologie di accumulo elettrochimico ed elettrostatico. [ENEA]

Per i sistemi di accumulo elettrochimici viene utilizzato anche il *rendimento Coulombiano* o *amperometrico*, definito come rapporto tra la carica elettrica estratta durante la fase di scarica e quella necessaria per ripristinare lo stato di carica iniziale. Solo alcuni accumulatori presentano un rendimento Coulombiano unitario mentre molti altri, tra cui quelli al Piombo-acido,

sono caratterizzati da fenomeni parassiti interni che possono dare origine ad autoscarica e ricircolo di carica. Un rendimento Coulombiano unitario semplifica di molto la gestione dell'accumulatore in quanto permette il calcolo dello stato di carica semplicemente mediante integrazione della corrente erogata/assorbita.

Durata di vita. Viene intesa come il tempo di esercizio del sistema di accumulo al termine del quale le prestazioni dello stesso degradano al di sotto di un certo limite operativo predeterminato e può essere espressa in *anni* o in *numero di cicli di carica/scarica* ad una determinata profondità di scarica, solitamente intorno all'80 - 90% della capacità nominale, a seconda della tecnologia. Questo parametro, specialmente per quanto riguarda gli accumulatori elettrochimici, dipende fortemente dalle modalità di lavoro a cui è stato sottoposto il sistema e si riduce drasticamente nel caso di gestione non corretta dello stesso.

Dopo aver definito quelle che sono le principali grandezze che permettono la caratterizzazione di una determinata tecnologia di accumulo e il successivo confronto con le altre, vengono ora presentati altri parametri utili nell'identificazione delle condizioni operative di un sistema di accumulo energetico.

Stato di Carica (SOC). Questa grandezza è fondamentale nella determinazione dello stato di funzionamento del sistema di accumulo in quanto identifica in maniera univoca la quantità di carica attualmente contenuta all'interno del sistema rispetto a quella nominale e, quindi, quanta ne può essere ancora prelevata/immessa prima di raggiungere il limite minimo/massimo. Nel definire questa grandezza è importante specificare quale sia la capacità alla quale il SOC si riferisce (riportata nella formula seguente come Q_n); come già accennato, esiste una differenza tra **capacità nominale** e **capacità effettiva** e questo potrebbe creare ambiguità nella comprensione di questo parametro. Va inoltre ricordato che la capacità della maggior parte degli accumulatori subisce un progressivo degrado all'aumentare del numero di cicli di carica/scarica effettuati e questo deve essere tenuto in considerazione durante il calcolo del SOC. Questa grandezza viene definita secondo la seguente

equazione, in funzione della corrente transitante:

$$SOC = 1 - \frac{\int I dt}{Q_n} \quad (3.2)$$

È una grandezza tipica dei sistemi elettrochimici o elettrostatici, gli unici capaci di accumulare direttamente carica elettrica. Tuttavia si trova molto spesso l'utilizzo di questo parametro anche in quei sistemi dove non è coinvolta direttamente la carica elettrica; in questi casi il SOC va interpretato in maniera analoga ma con riferimento all'energia accumulata e non alla carica.

Infine vanno considerati eventuali fenomeni di autoscarica o di ricircolo di carica interni agli accumulatori in modo da poter elaborare un valore di SOC che rispecchi in maniera affidabile la quantità di carica effettivamente utilizzabile dal sistema. È facile intuire, quindi, che per alcune tipologie di accumulatori la questione del calcolo dello stato di carica sia alquanto difficoltosa e renda necessario l'utilizzo di modelli di calcolo complessi.

C-rate o regime di corrente. Altra grandezza tipica degli accumulatori elettrochimici, per C-rate si intende il tempo in ore con cui si vuole scaricare/caricare completamente un accumulatore di una data capacità e viene indicato con la lettera C. Ad esempio, considerando un accumulatore di capacità nominale pari a $10Ah$, un C-rate di $1C$ corrisponde alla corrente di $10A$, $2C$ a $5A$ e $0,5C$ a $20A$. L'adozione di questa grandezza permette un confronto più agevole tra accumulatori di diversa capacità.

3.2 Classificazione dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica

Ad oggi esistono numerose soluzioni tecniche in grado di accumulare energia elettrica, diverse tra loro sia strutturalmente che per la destinazione d'uso finale.

Una prima classificazione tra le diverse tecnologie presenti sul mercato è basata sulla **modalità di conversione dell'energia** e sul **mezzo utilizzato per lo stoccaggio**. In base a questi criteri possono essere definite 4 famiglie di sistemi di stoccaggio energetico.

Accumulo Meccanico. In questo gruppo ritroviamo quei sistemi che, durante la carica, convertono l'energia elettrica in energia potenziale, cinetica o di pressione di un determinato mezzo, viceversa durante la scarica. Le principali tecnologie di accumulo meccanico sono:

- Idroelettrico di pompaggio;
- Sistemi di accumulo ad aria compressa (CAES - Compressed Air Energy Storage);
- Volani ad elevata velocità.

Accumulo Elettrochimico. Questa famiglia comprende tutti quei sistemi dove l'energia viene immagazzinata cambiando lo stato di ossidazione degli elementi chimici del mezzo di accumulo mediante opportune reazioni di ossidoriduzione (redox). I principali sistemi di accumulo elettrochimico sono:

- Accumulatori elettrochimici;
- Accumulatori a circolazione di elettrolita (Flow Batteries);
- Sistemi a celle a combustibile (Fuel Cells).

Accumulo Elettrostatico. Questa categoria comprende fondamentalmente una sola tecnologia, quella dei **Supercondensatori** (SCAPS - Super Capacitors) dove l'energia viene immagazzinata sfruttando il campo elettrostatico interno a questi dispositivi.

Accumulo Elettromagnetico. Anche in quest'ultima categoria troviamo principalmente un'unica tecnologia di accumulo, quella delle **Bobine di Superconduttori** (SMES - Superconducting Magnetic Energy Storage) dove l'energia viene immagazzinata sfruttando il campo elettromagnetico generato da una corrente circolante all'interno di una bobina di materiale superconduttore.

Una seconda classificazione di questi sistemi è basata sull'**utilizzo finale** e sulle **prestazioni** che caratterizzano le diverse tecnologie. Queste possono essere divise in 2 gruppi, a seconda che lavorino prevalentemente "in energia" (applicazioni **Energy intensive**), erogando potenze con autonomie di qualche ora, tipiche dei sistemi di *Load-Levelling* e degli accoppiamenti con generatori a fonti rinnovabili, o in "potenza" (applicazioni **Power Intensive**), erogando elevate potenze per tempi ristretti, adatti a svolgere il servizio di *Peak-Shaving*.

La necessità di effettuare operazioni di *Load-Levelling* nasce dal fatto che il carico di una rete elettrica è distribuito in maniera disomogenea nelle varie ore del giorno, nei vari giorni della settimana e nelle diverse stagioni ed è un problema di pertinenza dell'utility, nel caso del sistema elettrico nazionale, o del proprietario della rete, nel caso di una microgrid. Lo sfruttamento dei sistemi di accumulo per lo svolgimento della funzione di *Load-Levelling* consente di migliorare la gestione della generazione di potenza da parte del parco di generatori, evitare un sovradimensionamento dell'infrastruttura elettrica e, in alcuni casi, può permettere un differimento degli investimenti di potenziamento della rete elettrica nel tempo, fornendo localmente ai carichi la quota di potenza che la rete non riesce a trasmettere. Con servizio di *Peak-Shaving*, invece, si intende quell'attività volta a seguire la non uniformità istantanea della potenza richiesta dai carichi della rete elettrica. L'utilizzo di sistemi di accumulo per eseguire questa attività permette all'utility (o all'utente) di non dimensionare il suo impianto sul picco di potenza richiesta, con chiari vantaggi nel costo inferiore dell'infrastruttura. Quanto detto fin'ora vale sia per i sistemi elettrici di vasta dimensione, come le reti di trasmissione nazionali, che per le infrastrutture meno estese come le microgrid.

Le applicazioni tipiche di regolazione all'interno del sistema elettrico potenzialmente effettuabili dai sistemi di accumulo possono venire riassunte come segue:

Time-shift dell'energia. Tutti i servizi svolti dai sistemi di accumulo comportano uno spostamento di energia nel tempo, dal periodo in cui il sistema è in carica al periodo in cui esso scarica l'energia precedentemente accumulata. tuttavia, per time-shift ci si riferisce in particolare al caso in cui si acquisti energia per immagazzinarla in ore in cui il prezzo è più basso, per poi rivenderla o direttamente utilizzarla nelle ore in cui il prezzo è più elevato, commutando in generazione il sistema di accumulo. Le operazioni di Time shifting sono utili anche nello spianare la curva di carico giornaliera di un sistema elettrico (peak-shaving) e nell'incrementare la domanda nelle ore di basso carico senza dover intervenire nello spegnimento degli impianti termoelettrici, operazione assai inefficiente.

Integrazione di fonti rinnovabili non programmabili nella rete. I diagrammi orari di produzione di fonti rinnovabili quali l'eolico e il fotovoltaico, come già accennato, sono caratterizzati da una forte aleatorietà sia nel breve che nel lungo periodo. Un elevato contributo da parte di questi generatori nelle ore notturne potrebbe mettere in difficoltà gli impianti termoelettrici destinati a coprire il carico di base, costringendoli a ridurre la potenza generata o addirittura allo spegnimento per poi essere riaccesi non appena viene meno il contributo delle rinnovabili, con ripercussioni negative sull'efficienza e sulla durata di vita dell'impianto.

Posticipo degli investimenti di rete. Qualora un elemento della rete di trasmissione o di distribuzione si trovasse in alcuni momenti ad essere esercito in condizioni vicine al limite della propria capacità massima, installando a valle di esso un sistema di accumulo, in grado di immagazzinare energia quando l'elemento di rete non sia sovraccaricato e di evitarne il sovraccarico rilasciandola nei momenti critici, è possibile evitare o differire nel tempo gli investimenti per incrementarne adeguatamente la capacità.

Regolazione Primaria, Secondaria e Terziaria della frequenza. In un sistema elettrico, in caso di squilibrio tra generazione e carico si verifica una variazione della frequenza di rete a cui reagiscono i regolatori di velocità dei generatori delle unità di produzione abilitate a fornire il servizio di regolazione primaria: tali unità variano quindi la potenza generata al fine di eliminare

lo squilibrio e l'intero sistema elettrico si porta ad un nuovo valore di frequenza diverso da quello nominale, pari a quello di equilibrio a seguito della perturbazione di rete. I sistemi di accumulo, che spesso sono caratterizzati da tempi di risposta molto rapidi (da zero alla massima potenza e viceversa in pochi secondi), possono utilmente essere impiegati per la fornitura del servizio di regolazione primaria.

A seguito dell'intervento della regolazione primaria vi è il bisogno di riportare il sistema alla frequenza nominale di rete. Questa operazione viene effettuata sulle unità di generazione tramite la regolazione secondaria, che agisce imponendo alle stesse un'accelerazione positiva o negativa, a seconda che ci sia una frequenza minore o maggiore rispetto la nominale, finché non viene raggiunto il valore della frequenza nominale di rete dall'intero sistema.

La regolazione terziaria, invece, serve per il ripristino dei margini di regolazione primaria e secondaria del sistema che vanno man mano riducendosi col progredire dell'attività di regolazione. Il gestore di rete deve garantire in ogni istante la stessa prontezza e capacità di risposta agli squilibri e deve, quindi, ripristinare le riserve di energia dalle quali attingono la regolazione primaria e secondaria (riserva rotante e riserva "calda"), impartendo appositi segnali di regolazione ai vari impianti della rete e, se necessario, richiedendo l'entrata in servizio di unità spente. Anche in questo contesto i sistemi di accumulo potrebbero offrirsi come valide riserve energetiche da mettere in campo, evitando inefficienti entrate in servizio di unità spente o il funzionamento a carico parziale di quelle già accese.

Supporto alla regolazione della tensione. La regolazione della tensione, effettuata dal gestore di rete regolando i flussi di potenza reattiva in transito nei vari nodi, è un servizio che potrebbe essere utilmente svolto dai sistemi di accumulo: in particolare, data l'impossibilità di trasmettere potenza reattiva su lunghe distanze, un'applicazione distribuita di sistemi di accumulo localizzati in prossimità dei centri di carico potrebbe costituire una modalità particolarmente efficace di gestione del supporto di tensione.

Riaccensione del sistema elettrico o Black-start. La riaccensione del sistema elettrico è una fase delicata in cui è fondamentale l'azione delle centrali

elettriche a ripartenza autonoma, tipicamente idroelettriche e turbogas, per la rialimentazione delle principali direttrici e delle centrali elettriche a ripartenza non autonoma, solitamente termoelettriche. Risulta chiaro come sistemi di accumulo di grande taglia, quali gli impianti idroelettrici di pompaggio, non necessitando di alimentazione dalla rete per avviare la fase di generazione di energia elettrica, possano essere utilizzati come centrali di ripartenza autonoma, contribuendo quindi di fatto al ripristino del sistema elettrico.

Qualità del servizio (Power Quality). I problemi relativi alla qualità del servizio elettrico hanno assunto crescente importanza a seguito dell'impatto che alcuni fenomeni, quali ad esempio buchi di tensione, sovratensioni, squilibri di tensione, flicker, hanno su alcuni processi produttivi. Oltre agli strumenti tradizionali a disposizione dei gestori di rete, quali ad esempio gli investimenti volti al miglioramento della rete, la modifica dello stato del neutro o l'impiego di limitatori delle correnti di corto circuito, un'ulteriore possibilità è offerta dai cosiddetti Custom Power, dispositivi innovativi basati sull'utilizzo dell'elettronica di potenza, installati in opportuni punti della rete e in grado di garantire agli utenti un'alimentazione di qualità superiore rispetto a quella del resto del sistema di distribuzione. Questi dispositivi sono spesso accoppiati ad accumuli di energia di entità molto variabile, in relazione al tipo di dispositivo e di tecnologia utilizzata, ma solitamente caratterizzati da un'elevata potenza specifica, quali batterie elettrochimiche, SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), condensatori e supercondensatori o volani.

Il diagramma di Ragone seguente riassume quanto detto fin'ora suddividendo le applicazioni fin qui discusse rispetto alla potenza e all'energia che richiedono tipicamente durante l'esercizio.

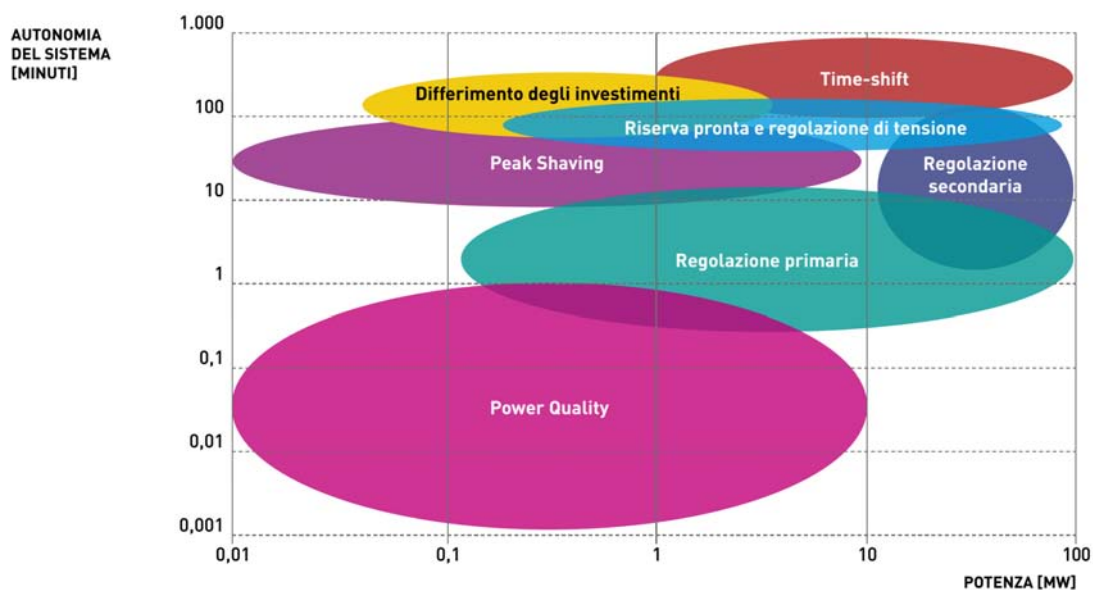


Figura 3.5: Possibili applicazioni dei sistemi di accumulo nelle reti elettriche in funzione di potenza ed energia richieste.

Nei diagrammi seguenti vengono messe a confronto le diverse tecnologie di accumulo in termini di energia e potenza specifica. Una volta definito il servizio di rete da svolgere, è possibile individuare il sistema di accumulo più idoneo. La parte alta del diagramma è occupata dalle tecnologie adatte ad applicazioni in energia mentre quelle in potenza ne occupano la parte più bassa, dove sono presenti i volani e i supercondensatori che offrono un'alta densità di potenza. La stessa analisi viene effettuata in figura 3.7 focalizzando l'attenzione sui soli sistemi di accumulo elettrochimico.

Dopo aver classificato le varie tecnologie secondo le loro caratteristiche funzionali e la loro destinazione d'uso finale, passiamo ora ad una breve analisi sul principio di funzionamento delle stesse per meglio comprenderne le potenzialità e i limiti riscontrabili nell'esercizio integrato con un sistema elettrico e, in particolar modo, con le microreti.

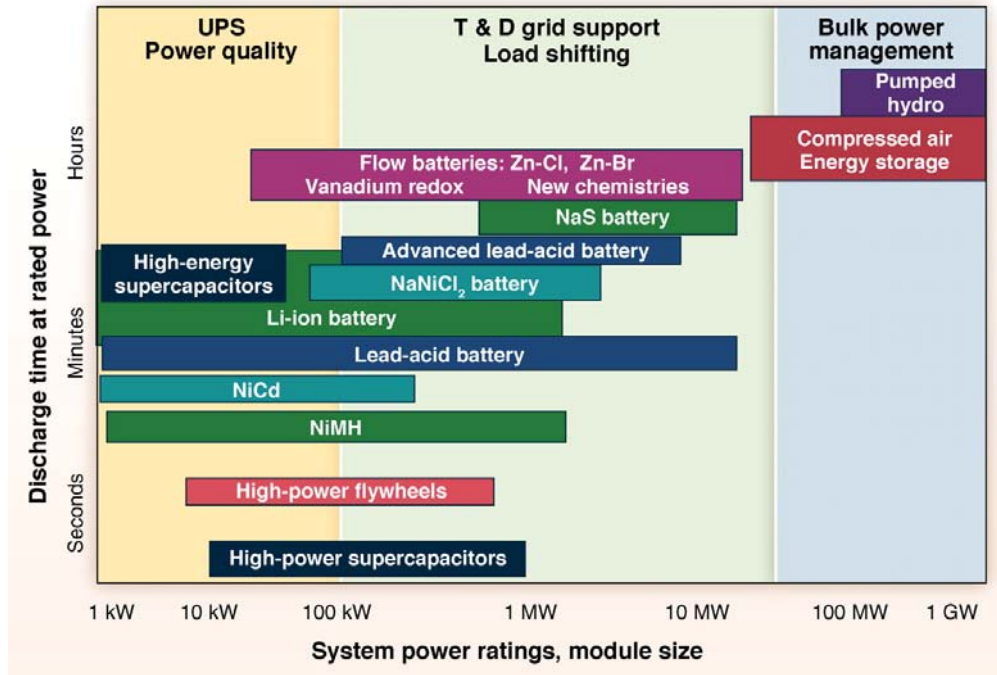


Figura 3.6: Tecnologie di accumulo per il sistema elettrico a confronto in termini di Energia e Potenza

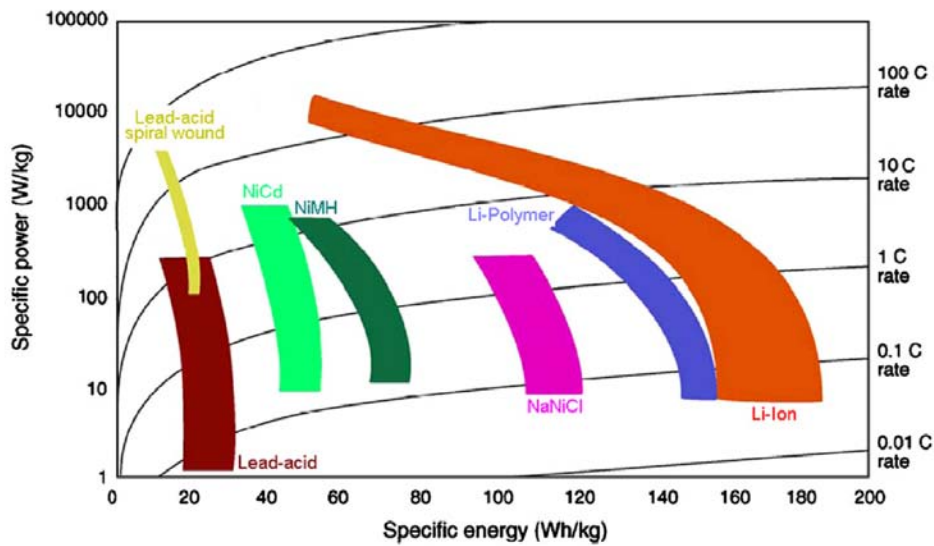


Figura 3.7: Accumulatori elettrochimici a confronto in termini di Energia e Potenza specifica

3.3 Sistemi di accumulo di tipo Meccanico

3.3.1 Idroelettrico di pompaggio

Gli impianti idroelettrici di pompaggio (Pumped Hydro) rappresentano la tecnologia di accumulo per il sistema elettrico con la quota maggiore di potenza installata tra tutte quelle esistenti, pari a circa $100GW$. Si tratta di un impianto idroelettrico costituito da 2 bacini di raccolta dell'acqua, uno a monte e l'altro a valle della centrale elettrica; il mezzo di stoccaggio dell'energia è, quindi, l'acqua contenuta all'interno del bacino e la tipologia di energia utilizzata è quella potenziale gravimetrica. Il dispositivo di conversione dell'energia è costituito dall'accoppiamento di una macchina elettrica rotante, tipicamente un generatore sincrono, e di una turbina reversibile, capace cioè di fungere sia da turbina che da pompa. Esiste anche un'altra configurazione in cui le due macchine idrauliche sono distinte, mantenendo separate le funzioni di pompaggio e turbinaggio.

Il principio di funzionamento è molto semplice e viene schematicamente descritto in figura 3.8.

Durante la fase di carica la macchina elettrica funge da motore e trasmette energia, dopo averla prelevata dalla rete, alla macchina idraulica, che funge da pompa e solleva l'acqua dal bacino inferiore a quello superiore. Viceversa, durante la scarica la macchina elettrica agisce da generatore e converte l'energia fornita dalla turbina, grazie alla discesa dell'acqua verso il bacino a valle, in energia elettrica da immettere in rete.

La capacità di questi sistemi di accumulo, in termini di energia, dipende dal salto geodetico caratteristico dell'impianto Δh , ossia dal dislivello tra il pelo libero dell'acqua del bacino superiore e quello inferiore, e dalla massa d'acqua m accumulabile nel bacino di monte.

$$E = m \cdot g \cdot \Delta h \quad (3.3)$$

dove g è il valore dell'accelerazione di gravità.

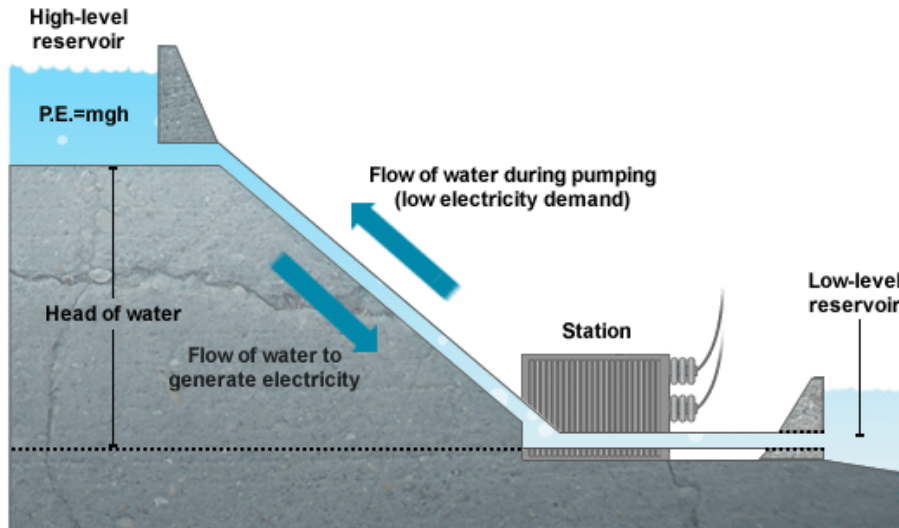


Figura 3.8: Principio di funzionamento e struttura schematica di un impianto idroelettrico di pompaggio

La potenza massima che l'impianto può fornire all'apparato di conversione dipende anch'essa dal salto geodetico ma pure dalla portata massima Q sopportabile dalla condotta forzata.

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot \Delta h \quad (3.4)$$

dove ρ è il valore della densità dell'acqua espressa in kg/m^3 .

La taglia di questi impianti si estende entro un ampio range di potenza partendo dagli impianti con un modesto volume di stoccaggio e minor salto geodetico, con potenze di qualche decina di MW e capacità dell'ordine del centinaio di MWh a quelli con ampi bacini idroelettrici e significativi salti geodetici, con potenze che possono arrivare fino a $2GW$ e capacità dell'ordine di qualche GWh . [IEA, 2009]

L'efficienza di un ciclo di carica/scarica di questi sistemi di accumulo, considerando le perdite idrauliche entro le condotte e i rendimenti di trasformazione dell'energia dell'intero sistema di conversione, variano dal 70 al 90%, a seconda delle caratteristiche costruttive dell'impianto e del sistema di conversione dell'energia.

La durata di vita di questi impianti è molto elevata in quanto sono coinvolte opere civili ed idrauliche, quali dighe, gallerie e condotte forzate, progettate per durare diverse decine d'anni, se non addirittura un centinaio. Con un adeguato programma di manutenzione, che riguarda perlopiù la parte del sistema di conversione dell'energia (idraulico ed elettrico) ma anche le opere civili, questa soluzione è di sicuro la più longeva tra tutti i sistemi di accumulo ad oggi esistenti.

Il costo specifico per kW installato di questi sistemi si aggira intorno ai 2700-3300 \$/kW e non ci si aspetta una sua diminuzione trattandosi di una tecnologia ormai matura da tempo. [EPRI, 2009]

L'idroelettrico di pompaggio è una soluzione tecnica interessante in termini di efficienza globale e di capacità di accumulo. Per contro, però, si capisce che si tratta di una tecnologia installabile solamente in presenza di un dislivello naturale e di avvallamenti entro i quali costruire le opere civili di sbarramento per l'accumulo della massa d'acqua. Risulta, quindi, difficile immaginarne l'applicazione in un contesto di microgrid isolata nel caso non vi fossero tali condizioni ambientali favorevoli.

Tuttavia, un'alternativa da considerare è rappresentata dall' *idroelettrico di pompaggio di acqua marina (Seawater Pumped Hydro)*. Si tratta di impianti di piccola taglia sia di potenza che di energia, realizzati in prossimità della costa con l'accumulo artificiale realizzato al di sopra di un'altura (come una scogliera o un promontorio). Il salto geodetico è decisamente ridotto rispetto ai tradizionali sistemi di pompaggio ma, dimensionando opportunamente il bacino di raccolta, si riesce a garantire una buona riserva energetica. Questo tipo di sistemi possono essere connessi al sistema elettrico nazionale ma trovano anche impiego nelle microreti ad isola.

Si riporta l'esempio dell'isola Spagnola di *El Hierro*, situata nell'arcipelago delle Canarie. Grazie ad un progetto europeo, quest'isola sarà la prima al mondo a garantire il proprio fabbisogno di energia elettrica unicamente da fonti rinnovabili. Il sistema elettrico di *El Hierro* è a tutti gli effetti una microgrid in isola, non essendo connesso per ovvie ragioni geografiche a quello nazionale spagnolo. per garantire una certa autonomia nella regolazione dei carichi e per integrare correttamente il parco di generatori eolici e fotovoltaici distribuiti sulla superficie dell'isola, è stata utilizzata la tecnologia dell'idroelettrico di pompaggio con il bacino superiore che

offre un salto geodetico massimo di 714m ricavato entro un cratere vulcanico.

L'immagine seguente ritrae l'impianto di *El Hierro* visto dall'alto; si distingue il bacino di accumulo superiore e quello inferiore mentre nell'angolo in alto a destra si possono distinguere gli aerogeneratori del parco eolico che alimenta il sistema di accumulo.



Figura 3.9: Veduta aerea dell'impianto idroelettrico di pompaggio dell'isola Spagnola *El Hierro*.

3.3.2 Accumulo ad aria compressa

Si tratta di una tecnologia non molto diffusa che presenta pochi esemplari ad oggi installati, principalmente a causa dei grandi volumi richiesti per lo stoccaggio dell'aria compressa.

Nei sistemi di accumulo ad aria compressa (CAES - Compressed Air Energy Storage) l'unità di accumulo dell'energia è costituita da serbatoi artificiali (bombole) o naturali (grotte o miniere dismesse) entro i quali viene stoccata aria ad elevata pressione. L'energia elettrica viene convertita dal sistema di conversione, costituito da un compressore, in energia di pressione dell'aria durante la carica. L'aria ad alta pressione viene poi utilizzata insieme ad un combustibile per alimentare un sistema turbogas e generare nuovamente energia elettrica.

Sostanzialmente si tratta, quindi, di un normale impianto a turbogas, costituito da un turboreattore accoppiato ad un generatore elettrico, a cui si aggiunge l'unità di compressione dell'aria, formata da un compressore azionato da un motore elettrico e da stadi di inter-refrigerazione che permettono di ridurre il lavoro di compressione e massimizzare l'entità dell'accumulo a parità di volume. Il principale vantaggio rispetto ad un normale impianto a turbogas sta nella maggiore efficienza durante la fase di combustione che si traduce in un minor consumo di combustibile; in un turboreattore, infatti, quasi due terzi dell'energia del combustibile viene utilizzata per comprimere l'aria prima della combustione. Nei sistemi CAES, invece, l'aria viene compressa separatamente e stoccata entro l'unità di accumulo dovendo quindi venir solamente surriscaldata e poi espansa in turbina durante la fase di scarica. La figura 3.10 ne presenta in maniera schematica il principio di funzionamento.

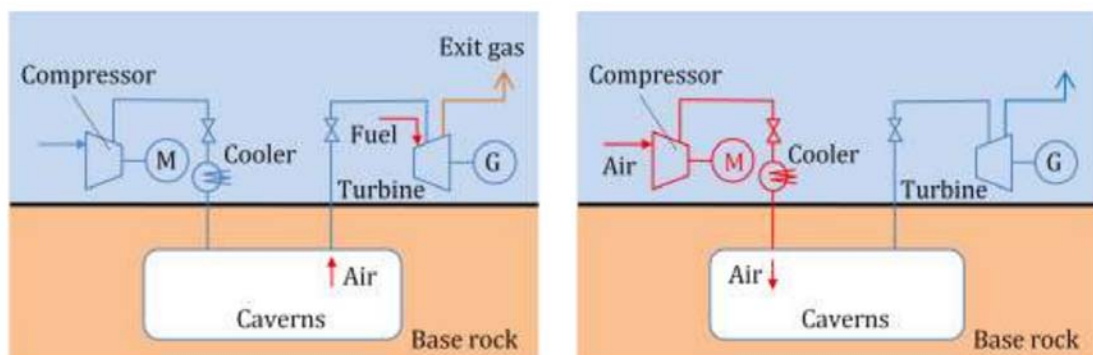


Figura 3.10: Schema strutturale e principio di funzionamento di un impianto CAES.

Risulta evidente la sostanziale differenza tra le altre tecnologie di accumulo trattate e quella CAES in quanto, in quest'ultima, durante il processo di scarica c'è la necessità di integrare altra energia a quella prelevata dall'unità di accumulo tramite la combustione all'interno del turboreattore di uno specifico combustibile, mentre nelle altre tutta l'energia restituita in fase di scarica proveniva solamente dal sistema di accumulo.

Come già accennato, si tratta di una tecnologia poco diffusa che, ad oggi, conta solamente 2 impianti di dimensioni significative, il primo situato ad Huntorf in Germania, l'altro a McIntosh negli Stati Uniti. A titolo di esempio si riportano le caratteristiche dell'impianto tedesco di Huntorf, schematicamente rappresentato in figura 3.11. Si tratta del primo sistema commerciale CAES mai realizzato ed è costituito da un doppio serbatoio di stoccaggio dell'aria compressa ricavato entro due caverne saline sotterranee ad una profondità variabile tra i 650 e gli 800 metri aventi un volume totale di stoccaggio pari a circa $300000m^3$. La pressione di accumulo nominale dell'impianto è fissata a $66bar$ e può arrivare al valore massimo di $72bar$ durante la fase di carica che può durare fino a 8 ore con una portata d'aria di $108kg/s$ e una variazione di pressione di $2,5bar/s$. Durante la scarica, invece, la pressione scende fino al valore inferiore di $46bar$ e può arrivare al valore minimo di $22bar$, in un tempo pari a 2 ore e con una portata d'aria di $417kg/s$ e una variazione di pressione di $10bar/s$.

Il costo d'investimento dell'impianto, realizzato da ABB, si aggira intorno ai $400\$/kW$ e può essere preso come valore di riferimento attuale per soluzioni CAES di potenza pari a 100-200MW mentre per impianti di taglia minore (10-30 MW) il costo specifico stimato aumenta fino ai $1500\$/kW$, valore che viene quintuplicato nel caso di sistemi con accumulo superficiale entro bombole [IEA]. Questa tecnologia, contanto pochi esemplari, presenta una curva di apprendimento non ben definita tale da non permettere significative previsioni sull'andamento dei costi per impianti futuri. L'efficienza raggiunta da questi sistemi varia a seconda delle soluzioni tecniche adottate. Nel caso di Huntorf, dove non è previsto il recupero rigenerativo del calore dei gas di scarico, si ottiene un rendimento complessivo pari al 42%, considerando l'energia elettrica della fase di compressione e quella termica della

fase di riscaldamento utilizzate per ottenere energia elettrica durante la scarica. Nell'impianto di McIntosh, dove invece si recupera il calore dei gas di scarico della turbina, il rendimento complessivo sale al 54%.

Una prospettiva futura di questi impianti è il CAES adiabatico, dove il calore generato durante la fase di compressione viene stoccato separatamente per poi essere utilizzato in fase di espansione per aumentare la pressione del gas prima dell'iniezione in turbina, analogamente a quanto succede nel CAES convenzionale entro la camera di combustione ma senza la necessità di dover ricorrere ai combustibili fossili. In questo caso si stima un aumento del rendimento complessivo fino al 70%, dovuto principalmente al mancato utilizzo di gas combustibile e al recupero termico.

Questa tecnologia è più adatta ad essere impiegata in un contesto di sistema elettrico nazionale piuttosto che in una microgrid isolata, principalmente a causa della grande dimensione del serbatoio di accumulo e della necessità di disporre di un sistema di approvvigionamento del combustibile utilizzato durante la scarica. Tuttavia non si esclude un futuro utilizzo di sistemi CAES adiabatici anche nell'ambito delle microreti in isola.

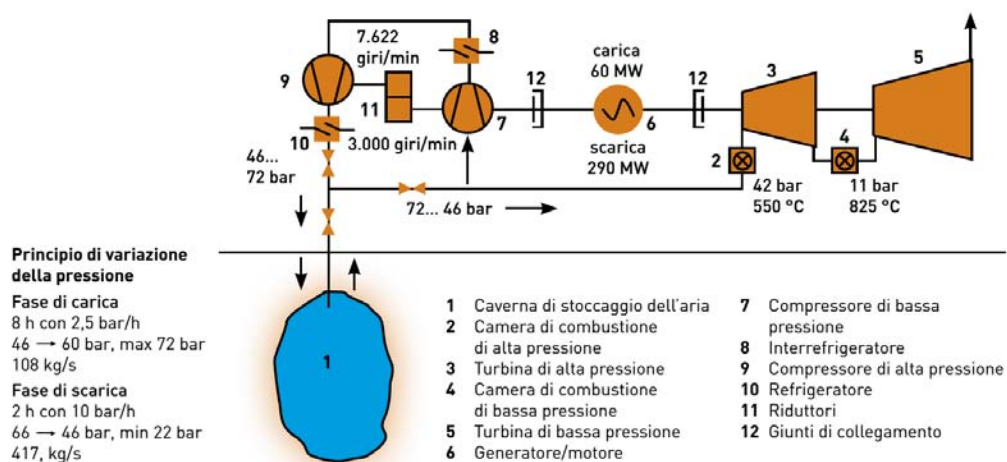


Figura 3.11: Schema strutturale dell'impianto CAES di Huntorf con valori nominali di pressione e potenza.

3.3.3 Volani ad elevata velocità

I sistemi di accumulo con volani (Flywheel) permettono la conversione di energia elettrica in energia cinetica di rotazione di una massa cilindrica attorno ad un asse fisso. Questa massa rotante è direttamente collegata ad una macchina elettrica in grado di scambiare energia in entrambi i versi e, quindi, capace di accelerarla o decelerarla a seconda del tipo di regime di funzionamento. Durante la fase di carica la macchina elettrica funge da motore e porta la massa in rotazione fino alla velocità nominale, mentre durante la scarica agisce da generatore, frenando la massa fino alla velocità minima operativa. L'ampio range di velocità entro il quale opera questo tipo di dispositivo rende necessario l'adozione di un'opportuna macchina statica (inverter a frequenza variabile) per poter interfacciare correttamente questi sistemi con la rete elettrica a frequenza fissa. Per ridurre al minimo le perdite di attrito per ventilazione provocate dalla rotazione del volano, l'intero sistema è racchiuso entro un vessel metallico all'interno del quale viene creata una condizione di vuoto spinto.

L'energia immagazzinata da parte di un volano dipende dalla velocità di rotazione ω [rad/s] e dal momento di inerzia della massa rotante J [kg · m²] ed è data dalla seguente relazione:

$$E = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (3.5)$$

Per determinare lo stato di carica del sistema basta semplicemente misurare la velocità angolare del sistema, essendo il momento d'inerzia una grandezza di targa non soggetta a variazioni nel tempo. Per aumentare l'energia accumulata da questi sistemi si può agire incrementando la velocità di rotazione oppure il momento d'inerzia, ossia aumentando diametro e spessore del disco rotante. I limiti all'aumento della velocità vengono imposti dal materiale utilizzato nella realizzazione della massa, in particolare dalla massima tensione strutturale supportabile, nonché dalle caratteristiche del sistema di sostegno a cuscinetti della massa stessa. Si spazia da sistemi con capacità di qualche kWh caratterizzati da volani metallici sostenuti da cuscinetti tradizionali a soluzioni più innovative caratterizzate da masse rotanti in fibra di carbonio sostenute da cuscinetti a levitazione magnetica, in grado di sopportare velocità di rotazione fino a 100000 giri al minuto (rpm).

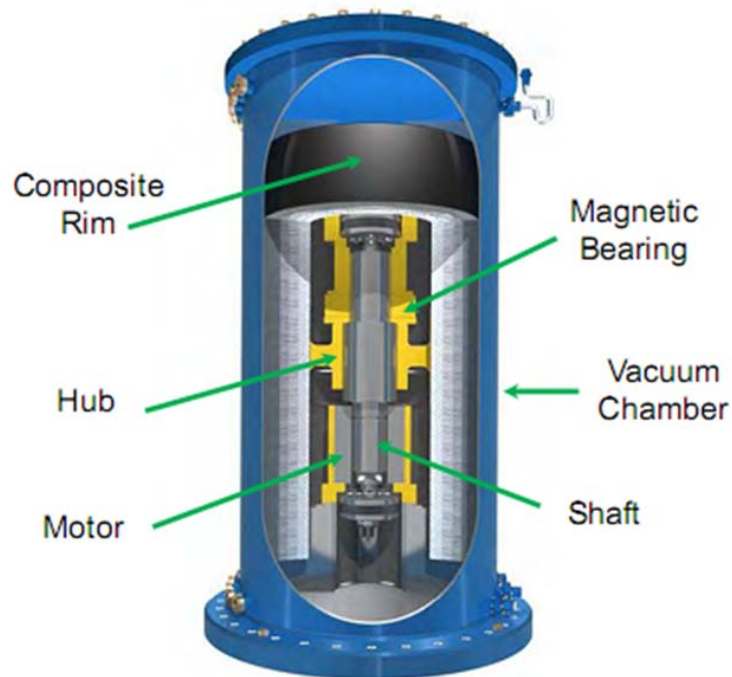


Figura 3.12: Sezione schematica di un sistema di accumulo a volano realizzato da Beacon Power (25 kWh - 100 kW).

Esistono diverse aziende produttrici di sistemi di accumulo a volani, principalmente negli Stati Uniti e in Europa. Le taglie tipiche di questi sistemi vanno da alcuni kWh a qualche decina di kWh. Valori così bassi di energia in termini assoluti sono giustificati dalle difficoltà realizzative di volani con diametri e velocità rotazionali eccessivi. Il punto di forza di questa tecnologia, però, non sta nella capacità energetica ma piuttosto nella potenza che il sistema riesce a fornire in carica ed in scarica che dipende unicamente dal dimensionamento dell'apparato elettrico di conversione dell'energia. Adottando macchine elettriche e dispositivi di conversione statici opportunamente dimensionati, si riesce, nonostante la quantità di energia limitata, ad erogare ed assorbire elevate potenze, per tempi brevi ma con tempi di risposta assai rapidi. Le combinazioni di potenza/energia disponibile offerte nel mercato dai vari produttori sono svariate; si possono trovare sistemi da 25 kWh in grado di erogare o assorbire potenze fino a 100 kW per 15 minuti, realizzati dall'Americana Beacon Power, oppure sistemi da 5 kWh che possono erogare 2 MW di potenza per 10 secondi, prodotti dall'Olandese Hitec. Questa tecnologia, quindi, trova la

sua applicazione sia come unità di compensazione per carichi e generatori caratterizzati da assorbimento od erogazione di potenza fluttuante nel breve periodo, sia come supporto alla rete elettrica nell'esecuzione della regolazione della tensione.

L'efficienza di questi sistemi è molto elevata e si attesta intorno ad un valore superiore al 90%. La durata di vita è anch'essa elevata, mediamente compresa tra i 20-30 anni con oltre 500000 cicli di carica/scarica garantiti e una scarsa necessità di manutenzione. Il costo specifico medio di questa tecnologia varia entro un ampio range a seconda della capacità e della potenza nominale dello stesso, dagli 800 ai 2700 \$/kWh oppure dai 2 ai 25\$/kW. [IEA]

Visto il ridotto tempo di risposta e l'elevata potenza che questo sistema riesce a fornire nel breve periodo, questa tecnologia potrebbe offrire un sostanziale contributo, all'interno di una microrete, nell'integrazione di carichi e generatori caratterizzati da potenze con elevate fluttuazioni nel breve periodo ma anche nell'effettuare operazione di regolazione della tensione e in applicazioni *Power Quality*.

3.4 Sistemi di accumulo di tipo Elettrostatico

3.4.1 Supercondensatori

I supercondensatori (SCAPS, SuperCapacitors) sono una particolare tipologia di condensatori capaci di immagazzinare una quantità di carica notevolmente superiore rispetto ai tradizionali condensatori elettrolitici. Mentre questi ultimi presentano capacità dell'ordine dei milliFarad, i supercondensatori possono arrivare addirittura al migliaio di Farad. Questo è reso possibile dalla particolare lavorazione effettuata nella realizzazione delle armature dei supercondensatori che consiste nel deposito di polvere di grafite ad elevata porosità su dei supporti di alluminio che fungono da collettori di corrente. Queste sono separate da una membrana di materiale dielettrico di spessore paragonabile alla propria dimensione molecolare e immerse in una soluzione elettrolitica. L'elevata superficie specifica delle armature, fino a $1000 \text{ m}^2/\text{g}$, e il ridotto spessore del dielettrico solido fa sì che, a parità di ingombro del dispositivo, la carica elettrica accumulabile sulla superficie delle armature sia notevolmente superiore rispetto all'analoga soluzione tradizionale, compresa tra i 20 e i $50 \mu\text{F}/\text{cm}^2$. Per contro, però, la ridotta distanza tra gli elettrodi costringe ad una drastica riduzione della tensione applicabile ai capi di un singolo elemento, passando dalle centinaia di Volt che caratterizzano i classici condensatori elettrolitici ai 2,5-3 Volt dei Supercondensatori. Tuttavia, la corrente sopportabile da questi dispositivi è molto elevata e il tempo di risposta assai ridotto. L'interfaccia con la rete viene realizzata mediante un convertitore statico in grado di fornire una tensione e una corrente continua al sistema SCAPS, variabile a seconda dello stato di carica e del regime di funzionamento.

Questi dispositivi sono caratterizzati da una bassa capacità energetica specifica ($1 - 5 \text{ Wh}/\text{kg}$) ma, grazie alla loro elevata velocità di carica e scarica, riescono a sviluppare potenze considerevoli; la densità di potenza può arrivare fino a $2000 \text{ W}/\text{kg}$, in funzione della corrente di carica/scarica. Di conseguenza i supercondensatori possono trovare impiego in applicazioni di compensazione di carichi nel breve periodo, agendo in un intervallo di tempo tra 1 secondo e 1 minuto a seconda della potenza richiesta. Un esempio tipico di utilizzo dei supercondensatori è nei freni rigenera-



Figura 3.13: Struttura interna di un supercondensatore

tivi dei veicoli a trazione elettrica i quali possono accumulare energia nella fase di frenatura utilizzando questi dispositivi per poi riutilizzarla durante l'accelerazione.

Dato che il processo di carica e scarica non coinvolge reazioni chimiche, come nel caso degli accumulatori elettrochimici, ma soltanto uno spostamento di cariche dovuto alla formazione di un campo elettrico tra le due armature, questi dispositivi sono soggetti ad un lento invecchiamento, garantendo un numero di cicli di carica e scarica dell'ordine delle centinaia di migliaia, con un tempo di vita tipico superiore ai 15 anni.

L'efficienza tipica di un supercapacitore a doppio strato è circa pari all'84%. Finora, però, sono state sviluppate unità a bassa densità di energia mentre sistemi con densità energetiche maggiori, dell'ordine di 20 kWh/m^3 sono ancora in fase di studio.

Il costo della tecnologia stimato per i prossimi capacitori a maggior capacità di energia è pari a 1500 – 2500 \$/kW. Il grado di apprendimento è ancora molto basso (circa 15%) perciò questa tecnologia è da ritenersi nuova e poco matura. [IEA]

I sistemi SCAPS si propongono come alternativa ai sistemi a volano, con una minor capacità energetica ma con prestazioni simili in termini di potenza erogabile e con il vantaggio di un notevole risparmio in termini di ingombro e di costi di installazione; anche i sistemi di accumulo a supercondensatori, in un contesto di microrete, potrebbero partecipare alla compensazione della potenza di carichi e generatori con andamento fortemente discontinuo nel breve periodo, nella regolazione della tensione e in applicazioni *Power Quality*.

3.5 Sistemi di accumulo di tipo

Elettromagnetico

3.5.1 Bobine di superconduttori

I sistemi di accumulo con bobine di superconduttori (SMES, Superconducting Magnetic Energy Storage) sfruttano il campo magnetico generato da una corrente continua circolante entro una bobina di superconduttore raffreddato per immagazzinare energia elettrica.

La bobina si trova immersa all'interno di gas criogenici allo stato liquido, come idrogeno o elio, in modo che il conduttore mantenga la proprietà di superconduttività, ovvero presenti un valore di resistenza nulla ed espella, totalmente o in parte, il campo magnetico presente al suo interno. Al fine di mantenere queste particolari condizioni non si devono superare temperature di 4 K e sono quindi necessari potenti impianti di refrigerazione e apposite strutture entro le quali collocare la bobina (criostato).

Anche in questo caso, come nelle altre tecnologie funzionanti in corrente continua, è necessario l'utilizzo di un apposito convertitore statico che funga da raddrizzatore e inverter per poter interfacciare il sistema di accumulo con la rete elettrica. Durante la carica, il raddrizzatore fornisce corrente continua alla bobina, alimentando il campo magnetico. Nel processo inverso, invece, la bobina viene collegata opportunamente all'inverter che provvede a fornire energia alla rete elettrica a 50 Hz.

I sistemi SMES sono in grado di offrire potenze in scarica dell'ordine di qualche MW quasi istantaneamente, con un tempo di risposta tra i più brevi tra tutte le tecnologie di accumulo. Questo li rende particolarmente adatti in applicazioni *Power Quality* in quanto, se equipaggiati di un convertitore statico robusto e rapido, riescono a correggere in maniera molto rapida la forma d'onda distorta della tensione di rete a causa di fenomeni come i "buchi di tensione".

L'efficienza dei sistemi SMES dipende molto dal tipo di sistema di raffreddamento criogenico utilizzato e dall'efficienza dello stesso e può raggiungere il valore

massimo di 97-98%. Inoltre, non essendoci alcuna parte in movimento, vengono eliminati i problemi di usura dei componenti e la vita utile del sistema di accumulo è indipendente dal numero di cicli di carica scarica e dalla profondità di scarica. Di contro, però, i sistemi SMES presentano un basso contenuto energetico a scapito di un ingombro considerevole considerando unità di accumulo e impianto criogenico. Inoltre la criogenia rappresenta una complicazione del sistema non trascurabile, con evidenti ripercussioni sulla sua adattabilità agli ambienti in cui deve operare e soprattutto sul costo.

Uno dei maggiori problemi di questa tecnologia è rappresentato dal rischio che in una parte del superconduttore venga a manifestarsi improvvisamente una caratteristica resistiva diversa da zero. Questo fenomeno, noto come *quenching*, è particolarmente pericoloso per questi dispositivi; appena si manifesta una resistenza in un tratto di superconduttore questo tende a riscaldarsi e a propagare il fenomeno anche al resto del conduttore, determinando una dissipazione dell'energia magnetica per effetto Joule che può danneggiare o distruggere la bobina. Per questo motivo deve essere effettuato un accurato controllo di campo, di temperatura e di tensione ai capi della bobina, monitorando costantemente eventuali aumenti di tensione o di temperatura dovuti a fenomeni di quenching.

Nel caso venga rilevata un'anomalia, bisogna intervenire tempestivamente smagnetizzando il campo prodotto dalla bobina per evitare il danneggiamento della stessa; la soluzione adottata per effettuare questa manovra è quella di collegare la bobina a una resistenza appropriata che riesca a smaltire buona parte dell'energia immagazzinata nel campo magnetico senza compromettere il funzionamento della bobina. Eventualmente, se il sistema lo permette, può venir esclusa e scaricata solo la porzione di bobina interessata dal fenomeno. In figura 3.14 viene presentata la configurazione tipica di un impianto SMES mettendo in evidenza il sistema di *quench detection*.

Gli SMES realizzati sino ad oggi non hanno avuto un importante sviluppo su larga scala, a causa soprattutto dell'alto costo richiesto dall'uso dei materiali superconduttori a bassa temperatura critica refrigerati con elio liquido alla temperatura di 4,2 K. Viste queste ultime complicazioni di natura economica e tecnica, i sistemi

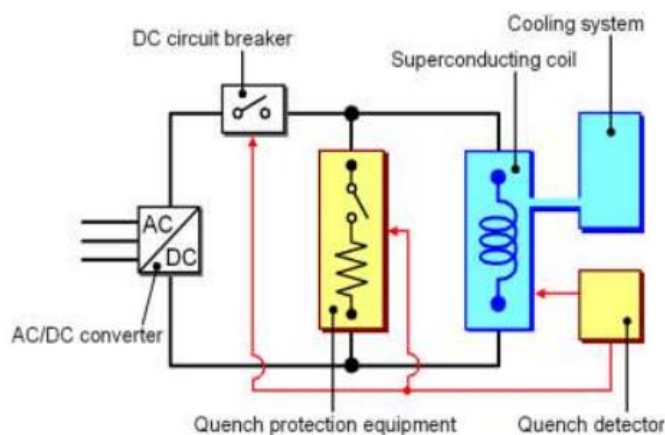


Figura 3.14: Configurazione tipica di un sistema di accumulo SMES

SMES non sono propriamente adatti nell'utilizzo all'interno di una microrete in isola ma risultano più idonei nell'interfacciamento di particolari carichi industriali come forni ad arco, caratterizzati da forti fluttuazioni della potenza assorbita in tempi assai ristretti difficilmente prevedibile.



Figura 3.15: Criostato dell'impianto SMES installato nell'impianto idroelettrico di Hosoo in Giappone [Nikko Power Generation]. Capacità energetica: 19MJ (\sim 5kWh) - Corrente nominale: 1350A - Temperatura di esercizio: 4,2K - Massima induzione: 4,4T - Massima potenza erogabile: 10MW

3.6 Sistemi di accumulo di tipo Elettrochimico

I sistemi di stoccaggio di tipo elettrochimico, detti accumulatori elettrochimici o pile secondarie, costituiscono la tecnologia più diffusa e convenzionale per l'accumulo di energia elettrica. Esistono diverse soluzioni tecniche sia per prestazioni che per struttura e funzionamento disponibili nel mercato ma hanno tutte lo stesso principio di funzionamento, basato su reazioni elettrochimiche di ossidoriduzione totalmente reversibili, a differenza delle comuni pile (dette pile primarie) nelle quali possono avvenire solamente reazioni di scarica. In tali reazioni vi è sempre una specie chimica (specie riducente) che perde elettroni e si ossida e una seconda specie chimica (specie ossidante) che acquista gli elettroni persi dalla prima riducendosi. Il carattere ossidante o riducente di una sostanza non può essere definito in modo assoluto, in quanto è condizionato dal partner della reazione: una stessa specie può comportarsi come riducente verso una sostanza o ossidante verso un'altra. La scala dei potenziali standard delle reazioni di riduzione consente di definire la capacità riducente o ossidante di una specie verso l'altra.

Intercettando opportunamente il flusso di elettroni scambiati tra anodo (elettrodo negativo, sede della reazione di ossidazione) e catodo (elettrodo positivo, sede della reazione di riduzione) per mezzo di un circuito elettrico ed accoppiandovi un opportuno dispositivo di conversione statica dell'energia è possibile scambiare energia elettrica con l'accumulatore in entrambi i versi. Contestualmente alla circolazione degli elettroni vi è anche uno scambio di ioni attraverso il setto poroso che separa le due semicelle (anodo e catodo) all'interno dell'elettrolita dell'accumulatore tale da garantire in ogni momento il bilanciamento delle cariche. In figura 3.16 viene presentata la struttura di una cella elettrochimica elementare Zinco-Rame (pila Daniell): in questo caso lo Zinco funge da anodo in quanto ospita la reazione di ossidazione spontanea durante la scarica mentre il Rame funge da catodo. L'elettrolita è costituito da una soluzione acquosa di acido solforico, nel mezzo del quale vi è posto un setto poroso che garantisce il passaggio dei soli ioni Zinco e Rame per il bilancio della carica elettrica agli elettrodi durante la reazione.

Il comportamento reale dei generatori elettrochimici differisce da quello ideale sin

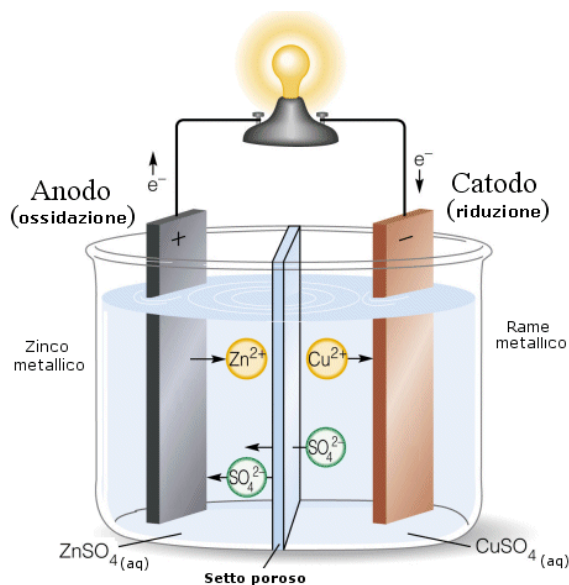


Figura 3.16: Principio di funzionamento e struttura di una cella elettrochimica (Pila Daniell)

qui descritto. In particolare, oltre alle reazioni principali che portano allo sviluppo della corrente elettrica, hanno luogo altre reazioni “parassite”, o “secondarie”, che sono competitive nei confronti delle principali e ostacolano il funzionamento del generatore. Una delle più note è la reazione di gassificazione che si ha nella fase finale della ricarica per gli accumulatori con elettrolita acquoso (come le batterie al Piombo-acido) che consiste nella gassificazione per elettrolisi dell’acqua dell’elettrolita, superata una certa tensione di cella, sviluppando Idrogeno al catodo ed Ossigeno all’anodo. Le conseguenze di questo fenomeno sono una diminuzione del rendimento di carica, un maggior consumo di elettrolita ma anche un aumento della pericolosità dovuta al forte carattere esplosivo dei gas prodotti.

Vengono ora presentate brevemente le tecnologie di accumulo elettrochimico maggiormente diffuse sul mercato con particolare attenzione sui punti di forza e sulle problematiche applicative delle stesse. Nel prossimo capitolo, invece, entreremo nel dettaglio della tecnologia di accumulo elettrochimico ai sali fusi, in particolare modo degli accumulatori al Sodio-Cloruro di Nichel, oggetto di questo lavoro di tesi.

3.6.1 Accumulatori al Piombo-Acido

Si tratta della tecnologia di accumulo elettrochimico più diffusa al mondo con 130 GWh di capacità installata. Il loro successo è dovuto essenzialmente al basso costo e alla larga disponibilità del piombo nonché ad una tecnologia relativamente semplice di manifattura ormai matura. Per contro, però, vi è un ciclo di vita abbastanza breve con 500-800 cicli di carica/scarica all'80% di profondità di scarica (DOD-deep of discharge) e una densità di potenza ed energia non eccessivamente elevate.

Il rendimento Coulombiano è inferiore all'unità a causa di reazioni parassite di autoscarica variabili a seconda delle condizioni operative dell'accumulatore e questo crea numerose criticità nella gestione del funzionamento di queste batterie, in particolar modo nella determinazione del SOC.

L'elettrolita acquoso, costituito da acido solforico, subisce un processo parassita di elettrolisi durante la fase finale della carica, provocando una diminuzione del rendimento del processo e lo sviluppo di Idrogeno ed Ossigeno agli elettrodi, gas fortemente esplosivi; per questo motivo tutti i sistemi che adottano questo tipo di tecnologia necessitano di appositi sistemi di ventilazione.

Le prestazioni raggiunte da questa tecnologia variano a seconda che si tratti di accumulatori *aperti* (VLA) o *ermetici* (VRLA). I primi sono caratterizzati da un'energia specifica compresa tra 15 e 25 Wh/kg (30-50 Wh/l) e da una potenza specifica pari a 20-40 W/kg (40-80 W/l). Nelle realizzazioni speciali per la trazione elettrica stradale si raggiungono potenze specifiche di 70-80 W/kg. Nel caso di accumulatori ermetici, più compatti dei primi, si raggiungono energie specifiche di 20-45 Wh/kg (40-90 W/l) con potenze specifiche di 60-150 W/kg.

Questi accumulatori trovano largo impiego in applicazioni stazionarie quali UPS, alimentazioni di emergenza in centrali o sottostazioni elettriche, nelle telecomunicazioni e nei trasporti, come batterie di avviamento per l'alimentazione dei servizi ausiliari a bordo di treni, navi ed aerei. Nell'ambito dell'accumulo in microreti e accoppiamento con generatori a fonti rinnovabili, questa tecnologia è stata tra le prime ad essere utilizzata. Tuttavia, la comparsa e la maturazione di tecnologie

più promettenti, come il litio e i sali fusi, no suggerisce un suo sviluppo così massiccio in questo campo.

Riassumendo, le caratteristiche di questo sistema di accumulo sono:

- Tensione di cella nominale: 2 V
- Capacità delle celle in commercio: 1 ÷ 10000 Ah
- Energia specifica: 15 ÷ 45 Wh/kg (30 ÷ 90 Wh/l)
- Potenza specifica: 20 ÷ 150 W/kg (70 ÷ 90 W/l)
- Durata di vita: 500 ÷ 800 cicli carica/scarica a 80%DOD
- Rendimento Energetico: 70 ÷ 85%
- Rendimento Coulombiano: 80%
- Autoscarica mensile: 1 ÷ 2%
- Temperatura di funzionamento: -20 ÷ 60 °C

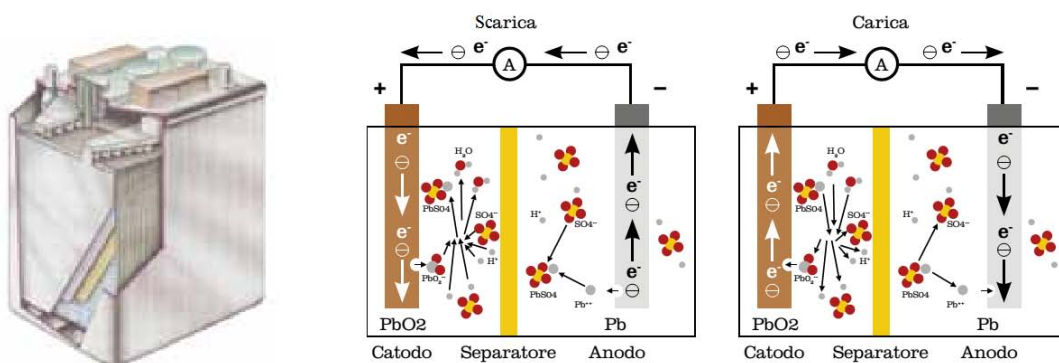


Figura 3.17: Cella Piombo-acido: reazioni di carica e scarica

3.6.2 Accumulatori al Litio

Gli accumulatori al Litio rappresentano una delle più promettenti tecnologie di accumulo elettrochimico in quanto sono caratterizzate da ottime prestazioni in termini di densità di energia e potenza, elevato rendimento energetico e vita attesa elevata. Possono essere suddivise in tre categorie. Le più diffuse e le prime ad essere apparse sul mercato sono le *batterie agli ioni di Litio* con elettrolita liquido, comunemente denominate come Litio-ioni (Li-ion). Costituiscono la stragrande maggioranza delle batterie di dispositivi portatili quali cellulari e laptop e sono solitamente di piccola taglia, con capacità che vanno da qualche mAh fino alla decina di Ah. Presentano un'energia specifica tra i 130-180 Wh/kg (270-380 Wh/l), ad oggi la più elevata tra le tecnologie di accumulo elettrochimico, e una potenza specifica che può arrivare fino a 1800 W/kg.

Accanto a queste si sta oggi diffondendo un altro tipo di cella, denominato *Litio-ioni-polimeri* (Li-poly), che ha un elettrolita polimerico solido e presenta minori rischi in termini di sicurezza rispetto le Li-ion. L'energia specifica di questa seconda categoria di accumulatori al Litio è molto simile a quella delle precedenti, con valori intorno a 140-150 Wh/kg mentre la potenza specifica cresce decisamente, arrivando fino a 2800W/kg. La minor reattività dell'elettrolita polimerico rispetto a quello liquido delle Li-ion conferisce una maggiore sicurezza alle Li-poly anche nell'eventualità di sovraccariche o sovrascariche, rendendo facoltativa l'adozione di appositi sistemi di controllo elettronici dello stato di funzionamento.

La terza tipologia è rappresentata dalle celle *Litio-metallo-polimeri* (Li-metal) in cui il Litio è in forma metallica allo stato liquido; queste, però, presentano numerosi problemi di sicurezza e non sono ancora commercialmente disponibili.

Uno dei problemi maggiori degli accumulatori al Litio, in particolare degli Li-ion, è che presentano un progressivo degrado in termini di capacità della cella a partire dal momento di fabbricazione, indipendentemente dal numero di cicli di carica/scarica e, quindi, anche in caso di inutilizzo. La progressione di tale degrado aumenta con l'esposizione dell'accumulatore con SOC elevato alle elevate temperature.

Inoltre, come anticipato, si tratta di batterie con elevata energia e potenza specifica e, proprio per questo motivo, devono essere trattati con la massima cura

evitando abusi elettrici, meccanici e termici che potrebbero determinare processi di danneggiamento irreversibile della cella o anche la gassificazione dell'elettrolita con rilascio di gas altamente infiammabili. Per questi motivi ogni batteria al Litio deve essere sempre equipaggiata di un sistema di controllo elettronico (BMS), montato entro la batteria o a bordo del sistema di conversione, in grado di monitorare le grandezze di cella quali tensione, corrente e temperatura ed intervenire sul PCS durante la carica e la scarica nel caso tali parametri superino le soglie di sicurezza. Inoltre, sempre per questioni di sicurezza, questi accumulatori vengono spesso racchiusi entro robusti involucri metallici.

La ricerca nel settore di questi accumulatori è molto attiva, in particolare negli ultimi anni in cui si è registrato un massiccio sviluppo e una maturazione di questa tecnologia. Tale attività si pone l'obiettivo di migliorare e sviluppare materiali nuovi per la realizzazione degli elettrodi e dell'elettrolita al fine di aumentare le prestazioni, l'affidabilità e la vita utile di questi dispositivi ma anche per ridurre l'utilizzo del Litio che, specialmente a causa del forte sviluppo di questa tecnologia, negli ultimi anni è stato oggetto di un forte aumento del prezzo e una maggior difficoltà di approvvigionamento. Tra i vari obiettivi vi è anche l'aumento delle capacità delle celle: al momento infatti il grosso della produzione delle batterie al litio è assorbito dal mercato dell'elettronica di consumo e le celle prodotte sono di taglia limitata (al massimo pochi Ah), ma la prospettiva di sviluppo e di impiego delle celle per la propulsione dei veicoli elettrici e nel sistema elettrico ha portato alcuni produttori a sviluppare celle di taglia medio grande (ordine della decina di Ah).

L'utilizzo della tecnologia al Litio in applicazioni di accumulo a servizio di microreti e per l'integrazione dei generatori a fonte rinnovabile è una realtà che sta nascendo in questi ultimi anni e che promette buone prospettive di impiego per il futuro grazie alle buone prestazioni offerte da queste batterie. Tuttavia l'elevato prezzo che le caratterizza, che ammonta attorno ai 4000-5000 \$/kW, assieme ai problemi di sicurezza che ne complicano la gestione sono degli elementi che frenano la diffusione di questi sistemi in impianti di grossa taglia, lasciando la porta aperta ad altri sistemi meno performanti ma più economici come il Piombo-acido oppure a soluzioni del tutto nuove come le batterie ai sali fusi.

Si riassumono, infine, le caratteristiche dei sistemi di accumulo basati sul Litio (i valori comprendono sia le celle Li-ion che le Li-poly):

- Tensione di cella nominale: 3,7 V
- Capacità delle celle in commercio: 0,1 ÷ 10000 Ah
- Energia specifica: 40 ÷ 180 Wh/kg (30 ÷ 90 Wh/l)
- Potenza specifica: 200 ÷ 3000 W/kg (70 ÷ 90 W/l)
- Durata di vita: 1500 ÷ 5000 cicli carica/scarica a 80%DOD
- Rendimento Energetico: 80 ÷ 95%
- Rendimento Coulombiano: 100%
- Autoscarica mensile: < 1%
- Temperatura di funzionamento: -30 ÷ 60 °C in scarica (0 ÷ 60 °C) in carica

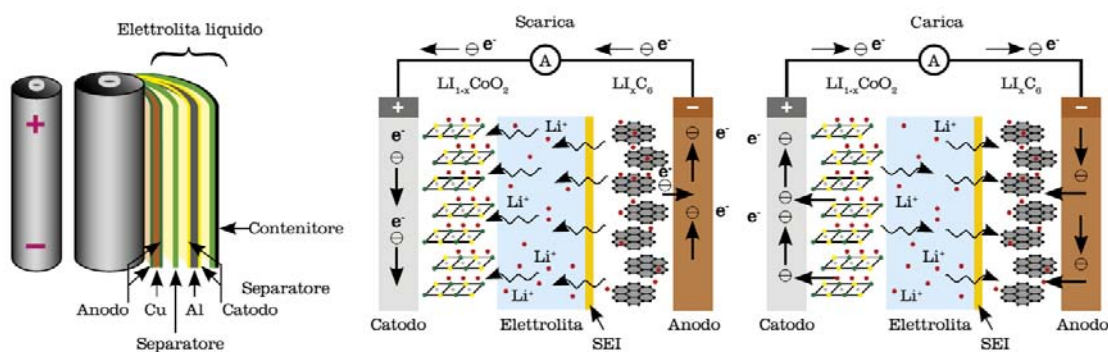


Figura 3.18: Cella cilindrica agli ioni di Litio: reazioni di carica e scarica

3.6.3 Accumulatori Nichel-Cadmio

L'accumulatore al Nichel-Cadmio (Ni-Cd) è oggi la terza tecnologia al mondo per volume di vendite, dopo quelle al piombo e al litio. Fino a un decennio fa, prima dello sviluppo massiccio della tecnologia al Litio, era largamente diffuso grazie ad alcuni innegabili vantaggi rispetto alla tecnologia al Piombo-acido, tra cui la maggior durata di vita, robustezza ed affidabilità e il miglior comportamento alle basse temperature. Analogamente a quanto accade nelle batterie al piombo, l'elettrolita, costituito da idrossido di potassio in soluzione acquosa, può subire un processo di elettrolisi durante la carica con conseguente sviluppo di idrogeno ed ossigeno che devono essere smaltiti da un adeguato sistema di ventilazione nel caso di accumulatori non ermetici.

Una caratteristica negativa di questa tecnologia è rappresentata dal cosiddetto “effetto memoria”; quando la cella viene continuamente caricata e scaricata senza mai raggiungere la scarica completa, la tensione di cella subisce una riduzione causata da cambiamenti fisici della materia attiva inutilizzata. Questo fenomeno è comunque reversibile attraverso una scarica e una carica completa della cella.

Questi accumulatori sono impiegati in diverse applicazioni industriali e militari che richiedono sistemi robusti, affidabili e con buona durata di vita e che offrano buone prestazioni anche in condizioni climatiche non ottimali. Nonostante questo, l'evoluzione dell'accumulatore nichel/cadmio è sensibilmente rallentata, sia per motivi economici sia in particolare per i problemi ambientali legati alla presenza del cadmio, alla scarsità di centri di smaltimento e all'emissione di diverse direttive europee che indirizzano verso la proibizione dell'uso di questo metallo tossico. Non ci si aspetta, quindi, un possibile utilizzo futuro di questa tecnologia di accumulo in un contesto di microrete.

Le caratteristiche degli accumulatori Nichel-Cadmio sono:

- Tensione di cella nominale: 1,25 V
- Capacità delle celle in commercio: 8 ÷ 1500 Ah

- Energia specifica: $50 \div 60$ Wh/kg
- Potenza specifica: $500 \div 800$ W/kg
- Durata di vita: $1000 \div 1200$ cicli carica/scarica a 80%DOD
- Rendimento Energetico: $60 \div 70\%$
- Rendimento Coulombiano: $70 \div 80\%$
- Autoscarica mensile: $5 \div 10\%$
- Temperatura di funzionamento: $-50 \div 70$ °C

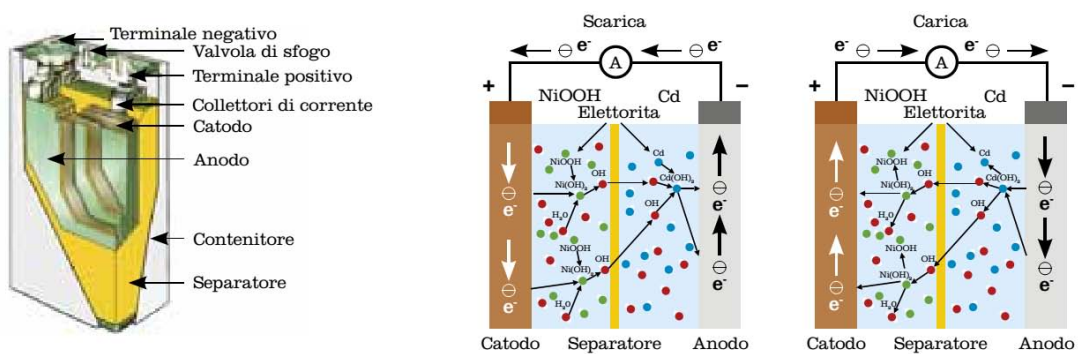


Figura 3.19: Cella Nichel-Cadmio: reazioni di carica e scarica

3.6.4 Accumulatori Nichel-idruri metallici

L'accumulatore nichel/idruri metallici (Ni-Mh), è derivato da quello nichel/cadmio con la sostituzione dell'elettrodo di cadmio con una miscela di idruri metallici. Questo ha permesso di eliminare le problematiche ambientali legate all'uso del cadmio.

La tecnologia degli idruri metallici comporta l'uso di materie prime costose, per questo motivo questi accumulatori sono molto utilizzati nel settore delle applicazioni portatili di piccola taglia, dove i benefici della densità energetica elevata, superiore di poco alle Nichel-Cadmio, compensano parzialmente i maggiori costi. La densità di potenza gravimetrica, invece, è significativamente superiore rispetto a quella delle batterie Ni-Cd, arrivando a picchi di 1500W/kg. Anche in questa tecnologia è presente il problema dell'“effetto memoria” che costringe a una scarica profonda programmata mensilmente con successiva ricarica per non incorrere in una perdita irreversibile di capacità da parte dell'accumulatore. La problematica principale di questa tecnologia, però, è rappresentata dall'elevata autoscarica, pari al 20% mensile, che può arrivare anche a valori giornalieri del 2-3%.

L'utilizzo di questa tecnologia, fino a qualche anno fa, non ha interessato solamente dispositivi portatili quali cellulari e laptop ma anche veicoli ibridi ed elettrici. Tuttavia, le migliori prestazioni offerte da tecnologie ormai in via di consolidamento come il Litio non lasciano intendere un possibile sviluppo significativo di questi sistemi nell'ambito dell'accumulo in microreti e nell'integrazione in rete di impianti a fonte rinnovabile discontinua.

Le caratteristiche degli accumulatori Nichel-Idruri metallici sono:

- Tensione di cella nominale: 1,25 V
- Capacità delle celle in commercio: 0,1 ÷ 200 Ah
- Energia specifica: 40 ÷ 100 Wh/kg
- Potenza specifica: 200 ÷ 1200 W/kg

- Durata di vita: 500 ÷ 1000 cicli carica/scarica a 80%DOD
- Rendimento Energetico: 65%
- Rendimento Coulombiano: 70 ÷ 80%
- Autoscarica mensile: 15 ÷ 25%
- Temperatura di funzionamento: -20 ÷ 60 °C

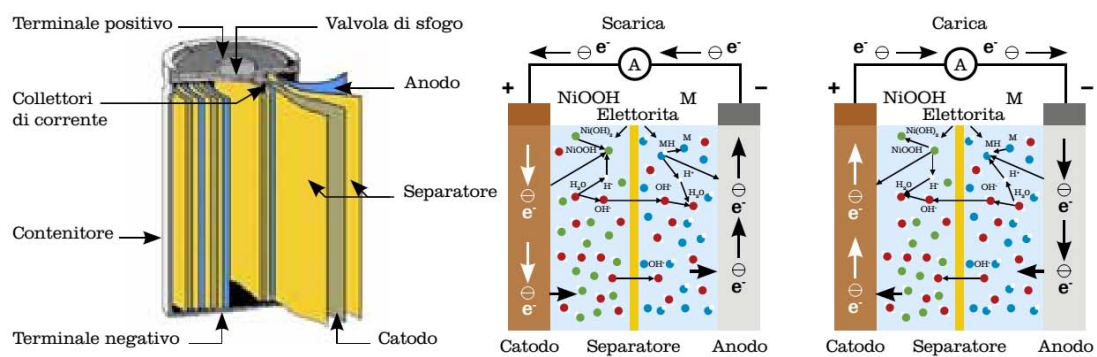


Figura 3.20: Cella Nichel-Idruri metallici: reazioni di carica e scarica

3.6.5 Accumulatori a circolazione di elettrolita

Gli accumulatori a circolazione di elettrolita (Redox Battery) accumulano energia utilizzando reazioni ossidoriduttive i cui elementi chimici in forma ionica sono completamente disciolti in soluzione acquosa. Reagenti e prodotti del sistema elettrochimico circolano entro circuiti idraulici separati e sono stoccati entro distinti serbatoi. La reazione elettrochimica avviene entro un particolare dispositivo in cui le due soluzioni, separate da una membrana permeabile solamente agli ioni, riescono ad effettuare lo scambio ionico per il bilanciamento della carica senza entrare in contatto e mescolarsi tra loro, analogamente quanto avviene in una comune pila.

La loro caratteristica più importante è il totale disaccoppiamento tra potenza ed energia del sistema. La potenza che la batteria può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (compatibilmente con la velocità della reazione) e quindi dalla superficie della membrana e dalla portata delle pompe. La capacità di accumulo è invece legata alla quantità di liquido totale e quindi alla capienza dei serbatoi: pertanto è possibile aumentare la capacità della batteria semplicemente aumentando le dimensioni dei serbatoi. Gli accumulatori a flusso di elettrolita si prestano in modo particolare ad applicazioni di taglia molto grande (ordine del megawattora).

Un esempio applicativo di questa tecnologia è rappresentato dalla batteria redox al Vanadio (VRB-Vanadium Redox Battery). L'elettrolita è interamente costituito da una soluzione di acido solforico in cui si trova disciolto Vanadio con differente stato di ossidazione tra i due diversi circuiti di ricircolo. Come in ogni sistema elettrochimico, anche nelle VRB è presente un sistema di conversione statico dell'energia come interfaccia tra la rete elettrica e la cella elettrochimica.

La densità di energia raggiunta da questi sistemi si attesta intorno ai 20Wh/l, tra le più basse tra gli accumulatori disponibili. Tuttavia, essendo questi sistemi pensati unicamente per l'accumulo stazionario dove i problemi di spazio sono ridotti rispetto alle applicazioni mobili, un adeguato dimensionamento delle cisterne di accumulo dell'elettrolita garantisce la capacità di energia necessaria a seconda

delle esigenze specifiche dell'utilizzatore finale. Nel caso si volesse aumentare la potenza specifica offerta dall'impianto, invece, bisogna agire sul dimensionamento dell'impianto idraulico dell'elettrolita, aumentando la portata di tubazioni e pompe e aumentando la superficie della cella elettrochimica, in particolar modo della membrana di separazione delle semicelle. La vita attesa delle VRB è piuttosto lunga, con un numero di cicli di carica/scarica che può superare i 10.000 cicli (oltre 20 anni di vita operativa).

Le caratteristiche degli accumulatori a circolazione di elettrolita di tipo VRB sono:

- Tensione di cella nominale: 1,25 V
- Capacità delle celle in commercio: dipende dal volume dei serbatoi
- Energia specifica: $20 \div 25$ Wh/kg
- Potenza specifica: 100 W/kg
- Durata di vita: 10000 cicli carica/scarica
- Rendimento Energetico: $60 \div 85\%$
- Rendimento Coulombiano: $80 \div 90\%$
- Autoscarica mensile: 0% nel caso di sistema fermo
- Temperatura di funzionamento: $0 \div 40$ °C

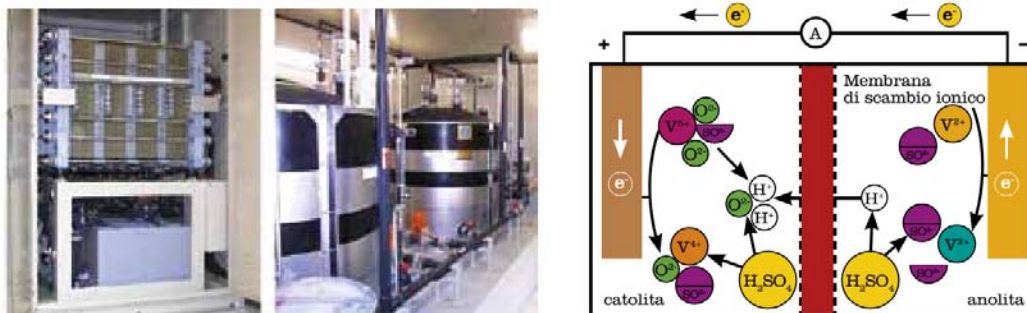


Figura 3.21: Batteria a circolazione di elettrolita VRB: particolari della cella elettrochimica e del sistema di serbatoi di accumulo. Reazione di scarica.

3.6.6 Accumulatori ad alta temperatura

La famiglia delle batterie ad elevata temperatura comprende l'accumulatore Sodio-Zolfo (NaS) e quello Sodio-Cloruro di Nichel (NaNiCl detto anche ZEBRA), la quale verrà trattata approfonditamente nel capitolo seguente. La peculiarità di queste batterie sta nel fatto che, per mantenere gli elettrodi allo stato fuso e per aumentare la conducibilità ionica dell'elettrolita solido, devono operare ad una temperatura elevata, attorno ai 300°C. Lo sviluppo di queste nuove tipologie di celle è stato spinto dall'esigenza di individuare coppie elettrochimiche in grado di fornire energie specifiche molto elevate senza ricorrere all'utilizzo di materiali eccessivamente pregiati e rari.

Nonostante siano caratterizzati da reazioni elettrochimiche e da sostanze coinvolte differenti, la struttura della cella di questa famiglia di accumulatori è sostanzialmente la stessa, costituita da un contenitore di acciaio contenente le due semicelle in cui l'elettrolita è formato da un separatore di ceramica drogata con β -allumina, che permette il passaggio degli ioni Sodio mentre risulta impermeabile agli elettroni. La sostanziale differenza tra le due tecnologie sta nel fatto che mentre le NaS utilizzano Sodio metallico, con le relative problematiche di sicurezza sia in fase di produzione che utilizzo dovute al suo elevato grado di reattività in presenza di umidità, le NaNiCl fanno uso di Cloruro di Sodio, materiale del tutto comune che non presenta problematiche particolari nell'utilizzo.

Il punto di forza di queste tecnologie sta nell'elevata densità di energia e potenza in confronto ai tradizionali accumulatori ad elettrolita fuso, circa 4 volte maggiore rispetto ai sistemi Piombo-acido, nonchè nell'elevata vita utile, con circa 4500 cicli di carica/scarica garantiti.

Trattandosi, come detto, di una batteria che opera attorno a temperature di 300°C, l'intero pacco celle è rivestito esternamente da uno strato di materiale coibente che permette di ridurre la dispersione termica; il tutto viene racchiuso entro un contenitore di acciaio per conferire robustezza e resistenza meccanica al sistema.

Durante la normale operazione di scarica le perdite per effetto Joule e le reazio-

ni esotermiche determinano un aumento della temperatura interna della batteria mentre, durante la carica, le reazioni elettrochimiche assumono un comportamento endotermico che compensa le perdite Joule e determina un leggero raffreddamento dell'accumulatore. Inoltre, durante i periodi di inutilizzo la batteria tende a raffreddarsi. Al fine di garantire una temperatura di funzionamento il più costante possibile e non eccessivamente bassa, l'accumulatore è dotato di un sistema di riscaldamento interno che si attiva quando la temperatura scende sotto un certo limite. Con la batteria a riposo sconnessa da rete, l'energia immagazzinata all'interno consente il mantenimento della temperatura interna solo per qualche giorno fino alla completa scarica, e questo costringe a mantenerla sempre connessa alla rete elettrica per alimentare il sistema di riscaldamento. Nel caso si volesse disattivare la batteria per un periodo di tempo prolungato è necessario effettuare un'operazione di "cool down" nella quale la batteria, disconnessa dalla rete, viene lasciata in riscaldamento autonomo e, una volta terminata l'energia interna, viene lasciata raffreddare fino a temperatura ambiente. Nel caso si volesse riutilizzare è prima necessario riattivare i riscaldatori interni e, solo dopo il raggiungimento della temperatura di esercizio e la completa fusione degli elementi, effettuare la ricarica. A differenza delle batterie ZEBRA, che possono eseguire il "cool down" un numero indefinito di volte, per le NaS esiste un numero massimo di spegnimenti "profondi" realizzabili, pari a 10 cicli per temperature inferiori a 150 °C.

L'efficienza raggiunta da queste tecnologie si attesta attorno a valori del 90% senza tener conto dell'energia necessaria per mantenere in temperatura l'accumulatore. Il rendimento Coulombiano è unitario grazie alla totale assenza di reazioni parassite dovute dovuta all'azione dell'elettrolita solido di β -Allumina permeabile solamente agli ioni Sodio.

Tuttavia lo svantaggio presentato dall'adozione di un elettrolita solido consiste nell'elevata fragilità meccanica dello stesso che può portarne la fessurazione o la rottura nel caso di stress termici eccessivi. In tal caso, l'elettrodo positivo verrebbe direttamente a contatto con quello negativo, provocando una forte reazione di scarica accompagnata dallo sviluppo di calore e sovrappressione che può provocare il rischio di esplosione ed incendio dell'intera batteria. Quanto detto vale solamente per le batterie NaS in cui non vi è alcun elemento di sicurezza intrinseca che risiede

nella reazione elettrochimica; questo porta le case costruttrici ad adottare numerose misure di sicurezza a tutti i livelli della batteria, partendo dalla struttura della cella e interessando anche la connessione tra le diverse celle, la scelta dell'involucro di contenimento e l'adozione di particolari barriere ignifughe tra le varie batterie nel caso di sistemi multipli. Per quanto riguarda le batterie ZEBRA, invece, nel caso di frattura della barriera di β -Allumina viene spontaneamente a svilupparsi alluminio dalla reazione del tetracloroalluminato interno al contenitore ceramico (un catolita aggiunto per aumentare la conducibilità ionica all'interno della cella) con gli ioni di sodio esterni, tale da cortocircuitare la cella e permettere ancora l'utilizzo dell'accumulatore ad una tensione inferiore.

Vengono ora presentate le caratteristiche degli accumulatori NaS (N.B.: i valori di energia e potenza gravimetrici non tengono conto del peso delle misure di sicurezza per la non propagazione dell'incendio.

- Tensione di cella nominale: 2,076 V
- Capacità delle celle in commercio: 628
- Energia specifica: 240 Wh/kg
- Potenza specifica: 210 W/kg
- Durata di vita: 4500 cicli carica/scarica
- Rendimento Energetico: 90%
- Rendimento Coulombiano: 100%
- Autoscarica mensile: 0%
- Temperatura di funzionamento: 290 ÷ 360 °C

Per confronto, di seguito si presentano le caratteristiche degli accumulatori ZEBRA:

- Tensione di cella nominale: 2,58 V
- Capacità delle celle in commercio: 32

- Energia specifica: 160 Wh/kg
- Potenza specifica: 170 W/kg
- Durata di vita: 4500 cicli carica/scarica
- Rendimento Energetico: 90%
- Rendimento Coulombiano: 100%
- Autoscarica mensile: 0%
- Temperatura di funzionamento: 240 ÷ 320 °C

Infine si riportano in figura 3.22 la struttura schematica e le reazioni nella cella di scarica e carica delle due diverse tecnologie. Si nota la presenza del tubo di sicurezza unicamente nella cella NaS, per limitare la violenta reazione di scarica nell'evenienza di una rottura dell'elettrolita solido, come descritto in precedenza.

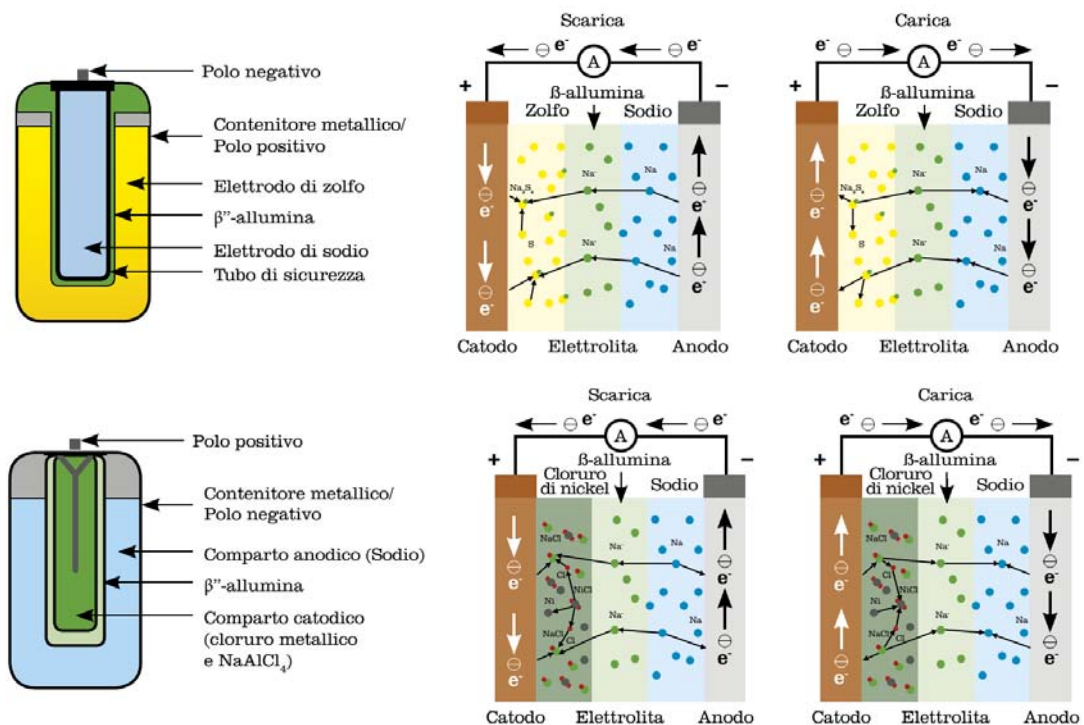


Figura 3.22: Batteria al Sodio-Zolfo (sopra) e batteria al Sodio-Cloruro di Nichel (sotto): struttura della cella elementare e reazione di scarica/scarica.

Le caratteristiche degli accumulatori elettrochimici fin qui visti vengono ora messe a confronto nella tabella di figura 3.23, evidenziandone pregi e difetti e relative attività di ricerca e sviluppo.

TECNOLOGIA	VANTAGGI	SVANTAGGI	R&D
Piombo	Economica Tecnologicamente matura Materiale abbondante e riciclabile	Vita attesa breve Bassa potenza ed energia specifica Produzione di idrogeno Prestazioni fortemente dipendenti dal regime di lavoro e dalla temperatura Rendimento energetico basso Difficoltà di misurare lo stato di carica (State of Charge, SOC)	Nuovi drogaggi che permettono un miglioramento delle prestazioni
Nichel/cadmio	Buone prestazioni a basse e alte temperature Tecnologicamente matura Sicurezza elevata	Tossicità del cadmio Autoscarica elevata Produzione di idrogeno Rendimento energetico basso. In calo per la presenza del cadmio, continuerà ad essere utilizzata in applicazioni specifiche Effetto memoria	
Nichel/metal-idruri	Potenza ed energia specifica elevate Sicurezza elevata	Costo elevato Autoscarica elevata Rendimento energetico basso Effetto memoria Difficoltà di misurare il SOC	Riduzione dei costi Aumento della vita attesa
Sodio/zolfo	Potenza ed energia specifica elevate Rendimento energetico elevato Prestazioni indipendenti dalla temperatura Vita attesa lunga Abbondanza di materie prime poco costose	Perdite energetiche per riscaldamento Necessità di un BMS per gestire la batteria in sicurezza, con aumento dei costi	Riduzione dei costi Riduzione della temperatura di lavoro attraverso nuovi separatori ceramici Sicurezza
Sodio/cloruro di nichel	Energia specifica elevata Rendimento energetico elevato Prestazioni indipendenti dalla temperatura	Perdite per riscaldamento Potenza specifica bassa	Riduzione dei costi Aumento della potenza specifica riducendo la resistenza interna Riduzione della temperatura di lavoro attraverso nuovi separatori ceramici Sicurezza
Litio/ioni	Alta energia e potenza specifica Rendimento energetico molto elevato Vita attesa lunga Minima manutenzione	Necessità di un BMS per gestire la batteria in sicurezza, con aumento dei costi La maggior parte delle tipologie non possono essere caricate a bassa temperatura	Materiali elettrodi ed elettroliti meno costosi e più sicuri
VRB	Vita attesa lunghissima Disaccoppiamento della potenza ed energia Scaricabile fino a tensione nulla	Onerosa manutenzione del circuito idraulico Rendimento energetico basso per la presenza di organi attivi Sensibile alla temperatura Energia specifica bassa	Nuove coppie Redox con maggiore energia specifica Riduzione dei costi Miglioramento della gestione

Figura 3.23: Confronto tra i diversi sistemi di accumulo trattati. [Elaborazione RSE]

3.7 Considerazioni finali

Questa analisi sui sistemi di accumulo maggiormente diffusi al giorno d'oggi permette la corretta collocazione di ogni tecnologia nella corrispondente applicazione che meglio ne sfrutta le peculiarità e i punti di forza. Sono stati inoltre evidenziati i limiti e le criticità che ogni tecnologia presenta e i possibili sviluppi che potranno avvenire con il proseguimento dell'attività di ricerca. Alla luce di ciò, viene presentato in figura 3.24 un confronto tra tutte le tecnologie fin qui analizzate in funzione delle applicazioni di supporto alle reti elettriche, definite ad inizio capitolo, che potrebbero effettuare. Si nota facilmente, come già anticipato in precedenza, che tecnologie come i supercondensatori e i sistemi a volano siano i più adatti ad offrire servizi di tipo "Power Quality" in cui è richiesta molta potenza istantanea per brevi periodi mentre le altre tecnologie siano più idonee a servizi di tipo "Energy intensive".

APPLICAZIONE	Idro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox	Volani	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili (Profilo prevedibile)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento investimenti rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria (Riserva pronta)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riaccensione sistema elettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio (power quality)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Sistema adatto all'applicazione
 ● Sistema meno adatto degli altri all'applicazione
 ● Sistema non adatto all'applicazione

Figura 3.24: Confronto tra i sistemi di accumulo analizzati in funzione delle applicazioni di regolazione della rete.

Il livello di maturità delle varie tecnologie è un altro aspetto trattato che si è rivelato assai variabile.

Si passa da sistemi di accumulo decisamente maturi come l'idroelettrico di pom-

paggio, con alcuni impianti che contano ormai più di cinquant'anni di servizio e poche possibilità di sviluppo future a sistemi per nulla maturi come gli SMES o il CAES adiabatico, che contano solamente qualche applicazione sperimentale e presentano una curva di apprendimento tecnologico non ben definita. Queste considerazioni vengono ben descritte nel diagramma di figura 3.25.

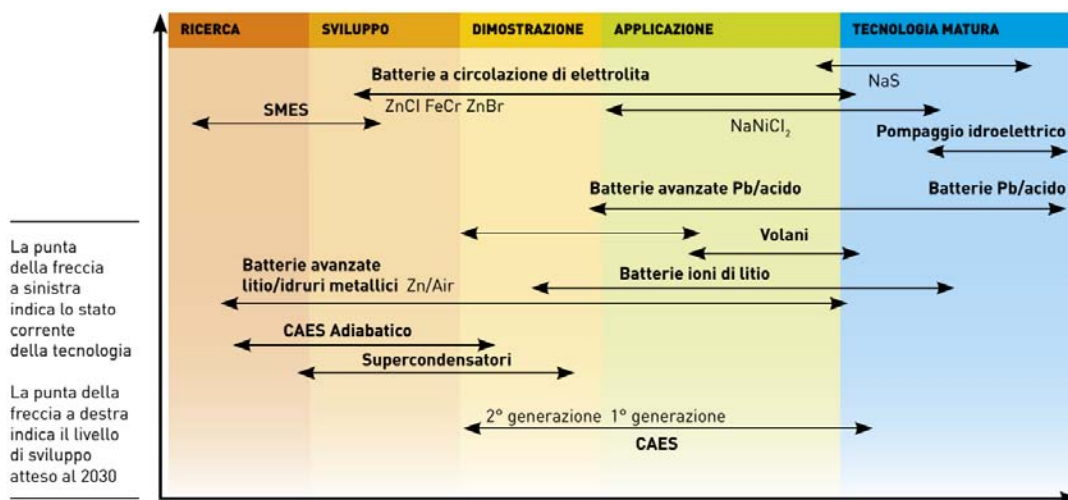


Figura 3.25: Stato dell'arte delle diverse tecnologie di accumulo trattate e prospettive di sviluppo fino al 2030 [EPRI, 2011].

Nel prossimo capitolo, invece, entreremo nel dettaglio della tecnologia ZEBRA e della sua modellazione.

Capitolo 4

La batteria al Sodio-Cloruro di Nichel (ZEBRA)

4.1 Caratteristiche della cella e principio di funzionamento

La batteria al Sodio-Cloruro di Nichel rientra nella famiglia degli accumulatori elettrochimici ad alta temperatura, già trattati in termini generali nel precedente capitolo.

Questa tecnologia fu inventata all'inizio degli anni '70 in Sudafrica per poi essere brevettata nel 1975 da John J. Werth della ESB Incorporated. Il brevetto fu dapprima acquisito da Daimler-Chrysler, che voleva implementare tale tecnologia su nuove vetture elettriche, per poi essere totalmente venduta all'azienda Svizzera MES-DEA, che ne iniziò la produzione industriale e la commercializzazione. Infine nel febbraio del 2010 la tecnologia ZEBRA è stata acquisita dalla Vicentina FIAMM tramite un accordo strategico siglato con MES-DEA, formando la società FZ Sonick SA e cambiando il nome della tecnologia in SoNick[®].

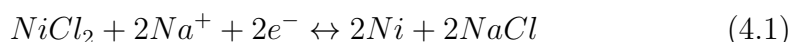
La cella elementare che caratterizza questa tecnologia appartiene alla famiglia delle celle Sodio-beta ($\text{Na-}\beta$), caratterizzate dall'utilizzo di un elettrolita ceramico solido di β -Allumina e da sodio allo stato fuso. La struttura della cella, visibile

in figura 4.1, consiste in un contenitore metallico ermeticamente sigillato a forma di parallelepipedo le cui pareti fungono da polo negativo e alla sommità del quale si trova il polo positivo, direttamente collegato ad una sbarra di nichel che, oltre a partecipare alla reazione elettrochimica, funge anche da collettore interno di corrente. La semicella negativa (anodo) è costituita da Sodio fuso mentre quella positiva (catodo) da Cloruro di nichel, anch'esso allo stato fuso. Le due semicelle sono separate dall'elettrolita ceramico di β -Allumina, elemento chiave di questa tecnologia in quanto, essendo responsabile del trasporto ionico tra anodo e catodo, è il soggetto che più influisce in termini di prestazioni finali della batteria. Questo elemento, di cui si riporta un esempio sempre in figura 4.1, presenta una forma a bicchiere quadrilobato ed è rivestito esternamente da un foglio metallico per migliorare il contatto tra il sodio fuso e l'elettrolita. Il motivo che ha portato all'adozione di una tal geometria è che a differenza della struttura a parallelepipedo, utilizzata nei primi esemplari di batterie ZEBRA, la geometria quadrilobata permette di ridurre la distanza media tra la barriera dell'elettrolita e l'elettrodo centrale di Nichel con una conseguente riduzione del valore di resistenza interna della cella ed un aumento dell'efficienza del sistema.

Oltre all'elettrolita primario di β -Allumina ne viene aggiunto uno secondario, costituito da tetracloroalluminato di sodio ($NaAlCl_4$), sotto forma liquida per temperature superiori ai 150°C . Tale sostanza non partecipa alla reazione ma serve a favorire il movimento degli ioni sodio all'interno del catodo e si forma spontaneamente con l'aggiunta di polvere di cloruro di alluminio ($AlCl_3$) all'elettrodo positivo.

Le reazioni di scarica (\rightarrow) e carica (\leftarrow) che regolano la cella ZEBRA sono le seguenti:

- Reazione all'elettrodo positivo:



- Reazione all'elettrodo negativo:



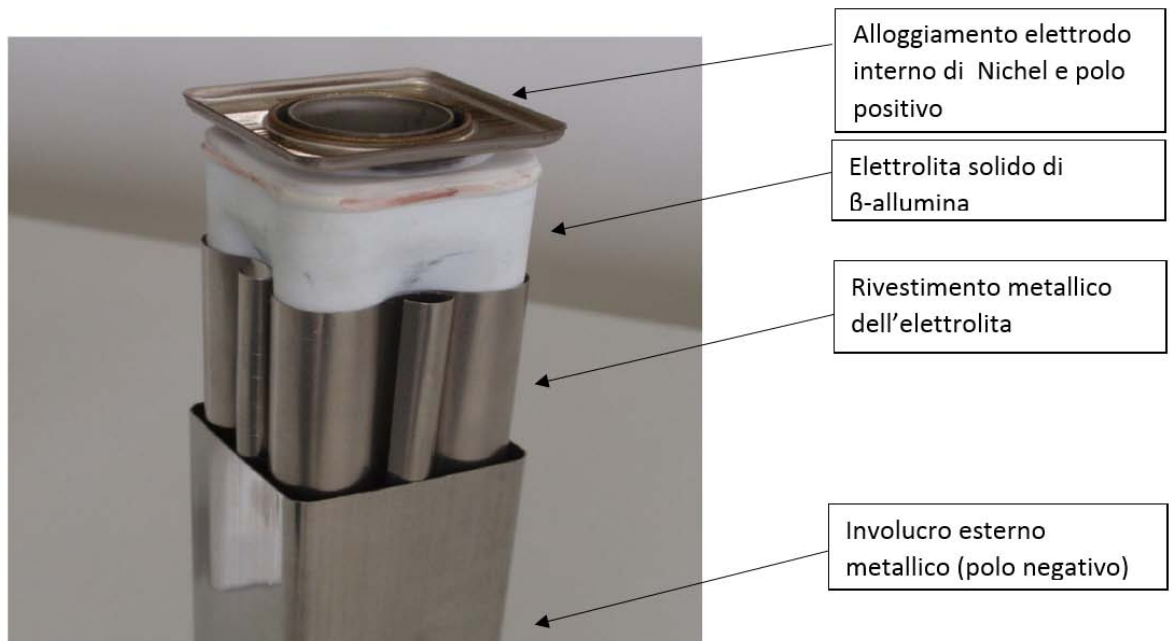
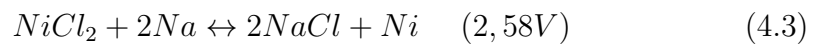


Figura 4.1: Particolare della struttura interna alla cella ZEBRA.

- Reazione globale:



Durante la scarica vi è la reazione tra sodio puro, situato all'esterno dell'elettrolita ceramico, e cloruro di nichel, contenuto all'interno dello stesso. Il sodio migra verso l'interno della cella attraversando l'elettrolita e perde un elettrone che viene assorbito dal polo negativo della cella (la parete esterna). Il cloruro di nichel assorbe l'elettrone perso in precedenza dal sodio formando nichel e cloruro di sodio. Vi è quindi una progressiva diminuzione del livello di sodio contenuto tra l'elettrolita e la parete esterna della cella associato ad un flusso di elettroni che scorre attraverso un circuito elettrico dal polo negativo verso quello positivo, trasmettendo potenza elettrica al carico connesso.

Viceversa, durante la carica il cloruro di sodio reagisce con il nichel, dissociandosi e formando cloruro di nichel e sodio; il primo rimane confinato all'interno del contenitore di elettrolita ceramico mentre il secondo migra verso il polo negativo della cella, attraversando l'elettrolita. Dalla dissociazione del cloruro di sodio viene

perso un elettrone che, grazie all'applicazione di una forza elettromotrice esterna e a scapito di un assorbimento di potenza, passa attraverso il circuito elettrico per poi raggiungere il polo negativo e venire riassorbito dal sodio. In questa fase, quindi, il livello esterno del sodio fuso tende ad aumentare fino al completo riempimento dell'intercapedine tra β -Allumina e parete della cella che avviene a fine carica.

In figura 4.2 viene presentata la struttura della cella e il principio di funzionamento della reazione elettrochimica, mettendo in evidenza il flusso di reagenti tra anodo e catodo.

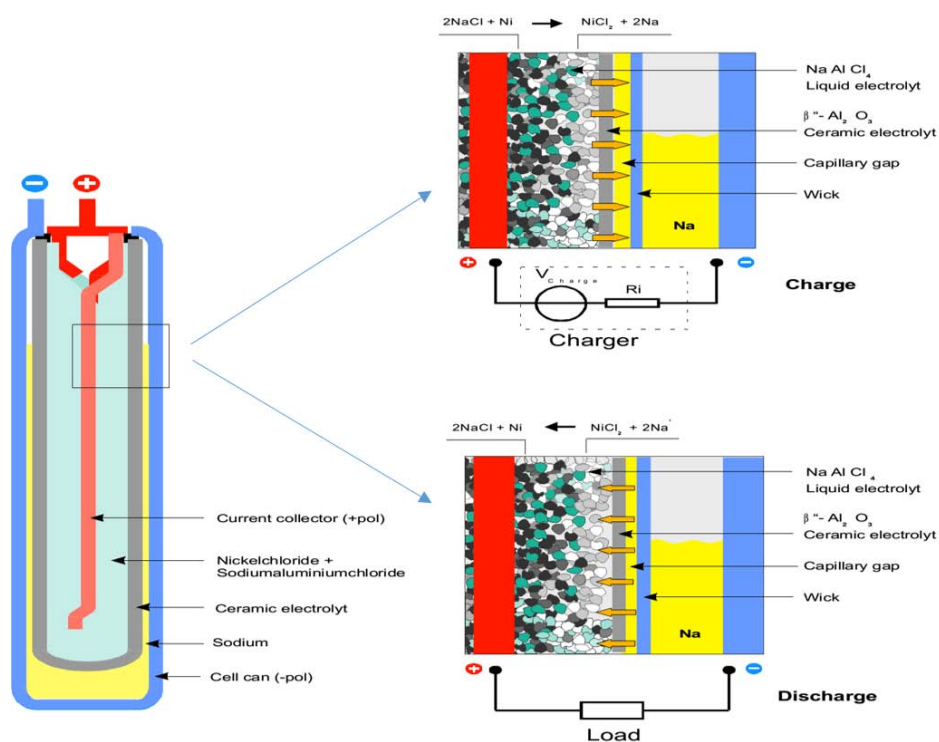
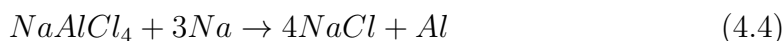


Figura 4.2: Schema strutturale della cella ZEBRA e principio di funzionamento della reazione elettrochimica.

Le sostanze coinvolte nel funzionamento della cella, come il sodio metallico allo stato fuso e il cloruro di nichel, sono difficili e pericolose da maneggiare per colpa del loro carattere fortemente reattivo. Tuttavia, durante la fabbricazione della batteria, la cella viene prodotta completamente scarica, coinvolgendo solamente sostanze comuni in forma granulare come nichel metallico e cloruro di sodio; il sodio metallico viene generato durante la prima fase di carica, semplificando di molto

il processo produttivo. In tecnologie analoghe, come le batterie al sodio-zolfo, tale semplificazione non è possibile e la necessità di manipolare il sodio puro complica notevolmente il processo di produzione.

Un altro fattore di indiscusso vantaggio che presentano le batterie ZEBRA rispetto alle concorrenti NaS sta nella sicurezza intrinseca di tipo passivo che solo le prime riescono a garantire. Il problema derivante dall'adozione di un elettrolita ceramico solido, comune alle due tecnologie, sta infatti nella sua fragilità meccanica che potrebbe far insorgere fratture o rotture dopo fasi di eccessivo stress termico. In questo caso, anodo e catodo fusi verrebbero messi direttamente in contatto, venendo meno la separazione selettiva fornita dalla β -Allumina. Nel caso delle batterie NaS, ciò provoca una violenta reazione esotermica tra sodio e zolfo che può dare origine ad incendio oltre a mettere fuori uso l'intera serie di celle contenente quella guasta. Per quanto riguarda le ZEBRA, invece, nel caso di frattura dell'elettrolita si manifesta la reazione spontanea tra l'elettrolita secondario di tetracloroalluminato di sodio interno al catodo e il sodio fuso presente all'anodo con la produzione di cloruro di sodio e alluminio.



Nel caso di microfratture, l'alluminio prodotto riesce a sigillare la fessura garantendo ancora la separazione tra anodo e catodo mentre nel caso di rottura estesa dell'elettrolita si verifica una cortocircuitazione interna tra elettrodo positivo e negativo, sempre ad opera dell'alluminio, che interrompe la reazione elettrochimica della cella garantendo la continuità del collegamento serie con le altre celle. L'effetto di un simile evento sul funzionamento della batteria sarà limitato ad un leggero calo di tensione, corrispondente alla tensione di cella, e ad una corrispondente diminuzione di capacità energetica globale, senza alcun rischio di incendio. Risulta quindi inutile equipaggiare queste celle di dispositivi di sicurezza aggiuntivi atti ad intervenire nel caso di rottura dell'elettrolita, al contrario di quanto avviene nelle celle NaS dove sono numerose le barriere di intervento installate che riescono a garantire una maggior sicurezza a scapito di un aumento di peso ed ingombro del sistema.

Le caratteristiche nominali della cella ZEBRA sono una tensione a circuito aperto alla temperatura di 300°C di 2,58V ed una capacità di 38Ah, con un rendimento Coulombiano del 100% dovuto all'assenza di reazioni parassite di autoscarica. Il range di temperatura entro il quale può operare va dai 240 ai 330°C, al fine di garantire una sufficiente conducibilità ionica da parte dell'elettrolita ceramico. La capacità energetica di una singola cella si attesta attorno ai 98,4Wh.

La realizzazione del pacco batteria avviene collegando tutte le celle in serie per ottenere una tensione elevata e ridurre la corrente totale a parità di potenza erogata, ottimizzando il dimensionamento elettrico dei componenti. Come già accennato in precedenza, nel caso di malfunzionamenti a livello delle celle a causa di fratture dell'elettrolita la funzionalità della serie non viene compromessa e la batteria può continuare a funzionare ad una tensione leggermente ridotta. Il numero di celle installato varia a seconda del tipo di batteria e ne determina la capacità energetica totale e il livello di tensione nominale.

Ogni batteria viene equipaggiata di un apposito dispositivo elettronico di controllo dello stato di funzionamento, detto BMS (Battery Management System). Questo, tramite un sistema esterno che raccoglie i segnali di più batterie denominato BMI (Battery Management Interface), dialoga con il PCS al quale la batteria è connessa e può inviare dei segnali di limitazione qualora venisse rilevato un comportamento fuori dai limiti operativi. All'interno del BMS è contenuta tutta la parte di sensoristica (misure di tensione, corrente e temperatura) e segnale nonché una parte di controllo di potenza, costituita da contattori elettromeccanici, che connettono la batteria al bus di potenza solo quando necessario, ed interruttori statici (MOSFET) necessari per eseguire la fase di fine carica e il preriscaldamento della batteria. Infatti, mentre in condizioni operative normali il PCS viene pilotato in corrente (modalità *I-mode*), ovvero segue la tensione naturale di batteria ed eroga/assorbe una corrente ricavata dal set point di potenza impostato e la batteria viene connessa direttamente al DC-bus, nelle fasi di preriscaldamento e fine carica (*warm-up* e *Reach EOC*) esso lavora in *V-mode*, generando una tensione fissa al DC-bus ed erogando la corrente che permette di mantenere costante tale tensione. La batteria, utilizzando i MOSFET del BMS, parzializza la tensione del DC-bus in

modo da poter assorbire l'esatto valore di corrente, valore molto delicato in queste particolari modalità operative.



Figura 4.3: Particolare dell'assemblaggio delle celle di un accumulatore ZEBRA e batteria SoNick modello ST523 prodotta da FIAMM Sonick completa di unità BMS.

4.2 Caratterizzazione della cella

Il comportamento elettrico della cella e in particolar modo la tensione che essa è in grado di erogare dipende dall'azione interna dei reagenti elettrochimici e dalla variazione della loro distribuzione all'interno della stessa durante la carica e la scarica. Nel passaggio dalla condizione di funzionamento a vuoto con corrente nulla al funzionamento a carico si registra sempre una variazione di tensione. La cella, quindi, presenta una sua *impedenza interna* a causa della non idealità dei processi elettrochimici coinvolti. Inoltre, la tensione a vuoto generata dalla cella non è costante ma dipende dalla concentrazione di reagenti e prodotti all'interno di anodo e catodo, ovvero dipende dallo stato di carica della batteria.

In letteratura si trovano numerosi studi di caratterizzazione effettuati su alcuni modelli di batterie ZEBRA. Presentiamo alcuni risultati di questi lavori per avere un'idea preliminare di quale sia l'andamento dei parametri caratteristici della cella ma anche per capire quali siano le modalità operative per lo svolgimento di tale attività e per avere un punto di riferimento per il confronto dei risultati dell'attività di modellazione oggetto di questa tesi.

4.2.1 Tensione a vuoto

Per tensione a vuoto (OCV, Open Circuit Voltage) si intende la tensione sviluppata dalla batteria (o dalla singola cella) in condizione di totale assenza di carico applicato e a transitori elettrochimici di passaggio da carico a vuoto completamente estinti. In letteratura, autori come B'ohm e Beyermann [AEG Anglo Batteries] o Sullivan e Bingham [University of Sheffield, UK] riportano in diverse pubblicazioni un plausibile andamento della tensione a vuoto di una batteria ZEBRA in funzione della carica erogata. Questa misura viene effettuata scaricando la batteria a corrente costante fino al raggiungimento di una prefissata variazione di SOC a cui segue una brusca interruzione di carico e l'attesa dell'estinzione dei transitori elettrochimici interni. A questo punto, viene registrato il valore della tensione di batteria e il SOC corrispondente. Proseguendo fino a fine scarica si ottiene il diagramma completo.

La completa estinzione dei transistori elettrochimici nella fase di attesa a carico nullo ha una durata variabile a seconda del SOC e del regime di scarica con tempi che possono prolungarsi oltre la mezz'ora per valori di SOC bassi.

In figura 4.4 è possibile osservare l'andamento della tensione a vuoto in funzione della profondità di scarica (DOD, Deep Of Discharge). Si nota un andamento pressoché costante fino a DOD~60% (SOC~40%) seguito da una marcata diminuzione che si protrae fino a fine scarica.

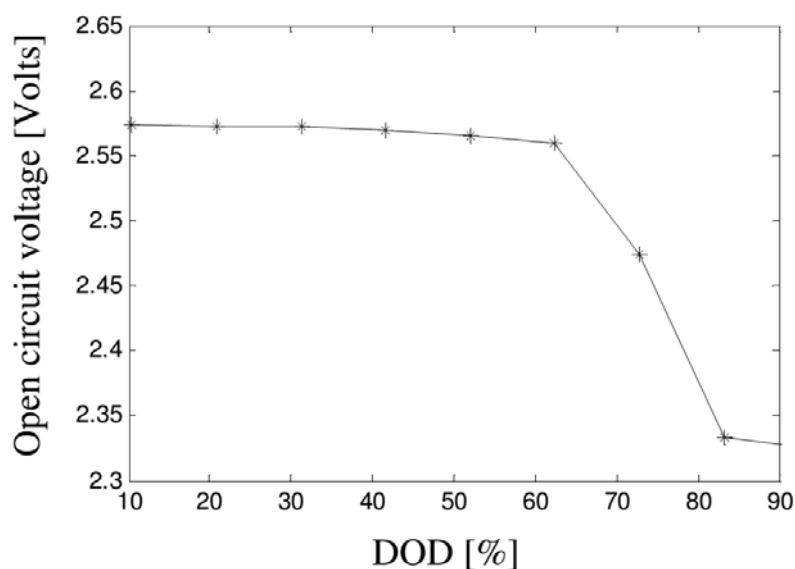


Figura 4.4: Andamento della tensione a vuoto stimato durante una prova di scarica. [T. M. O'Sullivan, C. M. Bingham, R. E. Clark]

4.2.2 Impedenza interna

Come già accennato, la cella ZEBRA presenta un valore di impedenza interna non nullo attribuibile alla non idealità delle reazioni elettrochimiche che causa una variazione di tensione nel passaggio da vuoto a carico. Per caratterizzare tale impedenza è utile riprendere la struttura della cella ed analizzarne i componenti che si trovano tra elettrodo positivo e negativo che potrebbero ostacolare la migrazione dei reagenti. Anche in questo caso troviamo in letteratura un'analisi che descrive

quali siano i principali elementi responsabili del comportamento non ideale della cella. In particolare, B'ohm e Beyermann ne identificano tre:

- Elettrolita ceramico di β -Allumina
- Elettrodo negativo e altri componenti metallici della cella
- Elettrodo positivo interno

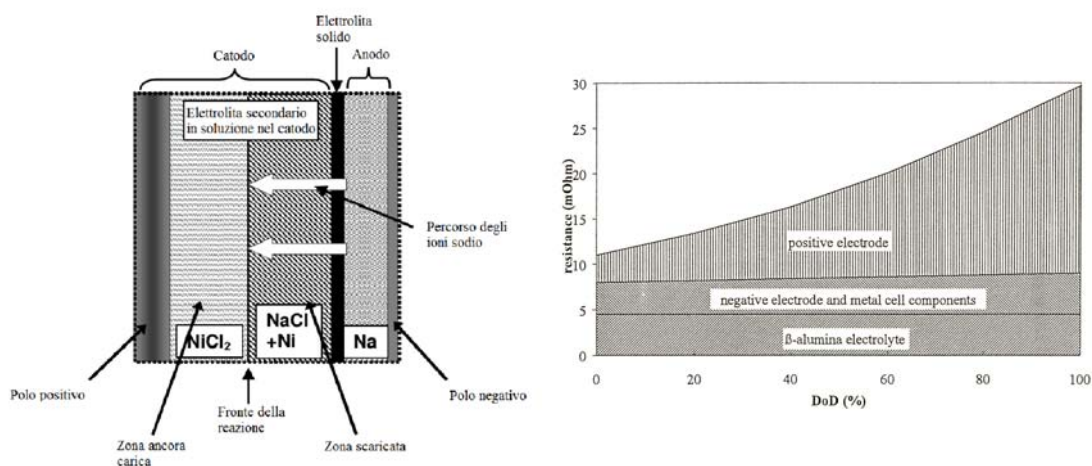


Figura 4.5: Descrizione schematica semplificata delle reazioni interne alla cella e andamento dell'impedenza resistiva di cella in funzione della profondità di scarica evidenziando i tre principali contributi. [T. M. O'Sullivan, C. M. Bingham, R. E. Clark]

L'andamento del contributo alla determinazione dell'impedenza offerto dai tre elementi in funzione del DOD è ben descritto in figura 4.5. Mentre il contributo della β -Allumina rimane costante, si nota che l'impedenza causata dai due elettrodi tende ad aumentare durante la scarica, in misura decisamente diversa. Il lieve aumento del contributo offerto dall'elettrodo negativo è dovuto al fatto che durante la scarica diminuisce la quantità di sodio all'anodo con una conseguente riduzione della superficie di contatto tra polo negativo (parete della cella) ed anodo stesso. Il significativo aumento dell'impedenza che si verifica al catodo, invece, è provocato dalla progressione del fronte di reazione durante la scarica. A batteria completamente carica l'unico reagente presente all'interno del catodo è il cloruro di nichel, separato solamente tramite la β -Allumina dal sodio dell'anodo. Durante la

scarica, il sodio attraversa l'elettrolita ceramico innescando subito la reazione col cloruro di nichel e producendo cloruro di sodio nella parte più esterna del catodo. Con il progredire della scarica, quindi, gli ioni sodio trovano un percorso sempre più lungo prima di incontrare il cloruro di nichel a causa dello strato di cloruro di sodio sempre più spesso in prossimità dell'elettrolita, giustificando l'aumento di impedenza interna durante la scarica (4.5).

4.2.3 Risposta impulsiva

Un'ultimo elemento utile da analizzare per la comprensione del comportamento di una cella elettrochimica è la sua risposta impulsiva, ovvero l'andamento della sua tensione agli elettrodi a seguito di una brusca variazione del carico elettrico applicato come il passaggio da vuoto a carico (o viceversa). Con questo tipo di analisi è possibile capire se l'impedenza interna della cella ha carattere solamente resistivo o se presenta una composizione più complessa. Nel primo caso, il profilo di tensione ai morsetti nel passaggio da vuoto a carico avrebbe un andamento a gradino. Nel caso contrario, bisogna invece effettuare un'analisi più approfondita della forma del profilo di tensione per capire con quali elementi elettrici (resistenze, capacità, induttanze, ...) potrebbe venir modellizzata l'impedenza interna della cella.

Nei testi scientifici consultati è stato possibile trovare un esempio dell'andamento della tensione di batteria durante una prova di scarica con continue interruzioni brusche del carico. In particolare, Sullivan, Bingham e Clark riportano i risultati di un test a carico pulsato su 10 celle ZEBRA collegate in serie in cui si alternava una fase di scarica a basso carico della durata di 60 minuti con una a elevato carico della durata di 30 secondi ed infine si apriva il circuito per altri 30 minuti. In figura 4.6 si riporta il dettaglio dell'andamento della tensione durante una delle fasi del test. Si nota facilmente che sia durante l'aumento del carico applicato (prima discontinuità) sia nel passaggio da vuoto a carico (seconda discontinuità), il profilo di tensione non assume un comportamento a gradino ideale ma presenta uno smussamento che fa intendere una struttura più complessa dell'impedenza interna rispetto alla semplice resistenza.

Alla luce di queste considerazioni, gli stessi autori propongono un possibile esempio di modello per la caratterizzazione dell'impedenza interna, rappresentato sempre in figura 4.6. Alla resistenza R_{Ni} viene attribuito il contributo della β -Allumina e dei componenti metallici della cella mentre alla R_{Nit} quello del comportamento interno al catodo. La capacità C_{Nit} in parallelo con quest'ultima resistenza descrive il fenomeno della ricombinazione degli ioni dei reagenti durante le variazioni di carico, responsabile dell'andamento a gradino "smussato" della tensione ai morsetti della batteria.

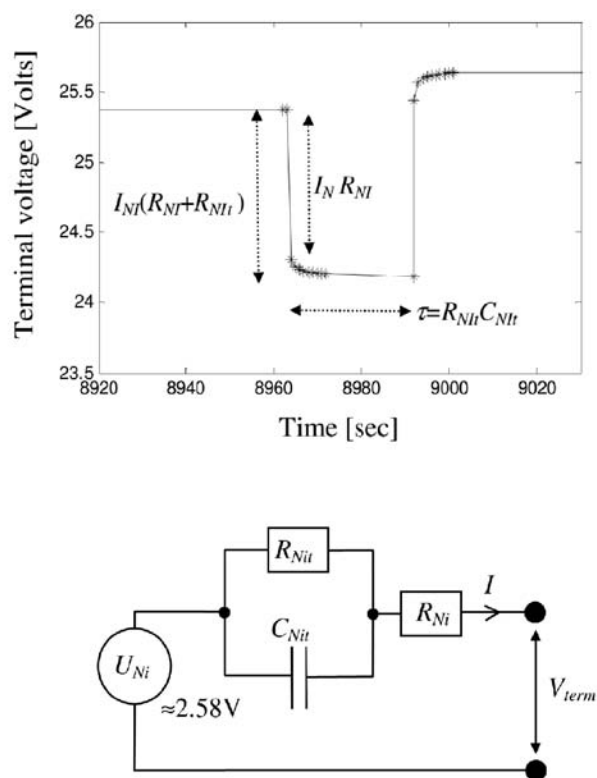


Figura 4.6: Particolare della tensione ai morsetti durante la prova a carico pulsato e modello proposto per la caratterizzazione dell'impedenza di cella. [T. M. O'Sullivan, C. M. Bingham, R. E. Clark]

Capitolo 5

Test della batteria ZEBRA presso ASI-Nidec

Durante il mio lavoro di tesi, ho avuto l'opportunità di eseguire un'attività di stage presso lo stabilimento di Montebello Vicentino dell'azienda ASI-Nidec, produttrice di sistemi ed azionamenti industriali a livello mondiale. Tale azienda sta partecipando ad un progetto europeo finanziato che riguarda lo sviluppo di nuove tecnologie a servizio delle microgrid. Nell'ambito di questo progetto, ASI-Nidec ha messo in campo il proprio know-how riguardo i convertitori statici di potenza e le loro strategie di controllo ed ha realizzato presso lo stabilimento di Montebello Vicentino un prototipo di microgrid per sviluppare un adeguata infrastruttura di gestione ed accrescere le competenze aziendali riguardo il settore delle microreti. Una volta finita la fase di realizzazione e test, il prototipo sarà utilizzato come punto di partenza per la progettazione ed il corretto dimensionamento di sistemi reali di microreti che potranno servire sia all'alimentazione di reti elettriche isolate che come supporto per il sistema elettrico.

L'aspetto interessante di questo prototipo è che utilizza delle batterie ZEBRA per effettuare l'accumulo energetico; c'è stata quindi l'opportunità di effettuare dei test sulle batterie in prima persona che hanno permesso in un secondo momento l'elaborazione di un modello dinamico delle batterie dall'analisi dei risultati delle prove.

Si descrive ora l'attività pratica del lavoro di tesi, in cui è stato possibile acquisire

i dati necessari per la realizzazione del modello della batteria ZEBRA di cui si parlerà nel prossimo capitolo.

5.1 Descrizione della Test-Facility

La microgrid realizzata da ASI-Nidec è costituita da generatori alimentati da diverse fonti energetiche e da carichi programmabili, collegati ad una sbarra comune a 400V - 50Hz interna alla microrete. Il sistema è in grado di funzionare sia in isola che in parallelo alla rete aziendale grazie ad un apposito dispositivo di interfaccia che gestisce la sincronizzazione nel cambio di modalità da *islanding* a *grid connected*.

Nel concreto la microrete è composta dai seguenti carichi e generatori:

Unità di generazione

- Impianto fotovoltaico installato sulla copertura degli edifici aziendali di potenza nominale pari a 22,8 kWp realizzato con moduli di silicio policristallino, equipaggiato con inverter AFE (Active Front End) ASI-Nidec per l'interfaccia con la sbarra di microrete.
- Impianto fotovoltaico installato sulla copertura degli edifici aziendali di potenza nominale pari a 30 kWp realizzato con moduli flessibili a film sottile di silicio amorfo, equipaggiato con inverter AFE ASI-Nidec per l'interfaccia con la sbarra di microrete.
- 1 generatore eolico simulato, costituito da un generatore sincrono a magneti permanenti di potenza nominale pari a 24,7 kW direttamente connesso alla sbarra di microrete, messo in rotazione da un motore asincrono da 38 kW alimentato dalla rete aziendale e controllato mediante inverter ASI-Nidec.
- 1 generatore diesel di potenza nominale 30kVA.

Unità di carico

- Carico trifase rotante di potenza massima pari a 24 kW costituito da un motore asincrono alimentato mediante inverter dalla sbarra di microrete, accoppiato meccanicamente con un generatore in corrente continua connesso alla rete aziendale mediante inverter.
- Carico trifase resistivo costante di potenza nominale pari a 15kW.
- Carico trifase costante costituito da un motore asincrono di potenza nominale pari a 15kW.
- Carico monofase resistivo costante di potenza nominale pari a 8kW

Unità energy storage (ESS)

- Sistema Energy Storage composto da 3 batterie ZEBRA prodotte da FIAMM (mod. ST523) ciascuna di capacità pari a 38 Ah - 23 kWh, connesse in parallelo ad un unico bus DC ed interfacciate con la sbarra trifase di microrete mediante un chopper ed un inverter AFE in configurazione *back-to-back*, entrambi prodotti da ASI-Nidec

In figura 5.1 si possono vedere gli armadi elettrici contenenti cablaggi e dispositivi di conversione dell'energia oltre a tutta l'infrastruttura di comunicazione e segnalazione.

Durante la fase di test, al fine di caratterizzare il comportamento di un singolo accumulatore escludendo eventuali fenomeni di interferenza durante le misure come il ricircolo di carica tra batterie, sono state sezionate due delle tre batterie, mantenendo connessa solamente la prima al bus DC.

La figura 5.2 raffigura il lato destro del sistema di controllo della microgrid, contenente i convertitori, le protezioni e gli accumulatori del sistema energy storage della microrete. La connessione alla sbarra principale in alternata avviene mediante un trasformatore di isolamento galvanico al quale si trova subito connesso l'inverter trifase AFE.



Figura 5.1: Quadri elettrici e apparati di conversione della microgrid

Il convertitore DC/DC (chopper) è del tipo bidirezionale, elevatore ed abbassatore di tensione (configurazione *Buck-Boost*) e viene realizzato utilizzando la stesso convertitore a tre gambe dell’inverter AFE; come viene descritto in figura 5.3, tale configurazione viene realizzata sovrapponendo il circuito abbassatore *Buck* a quello elevatore *Boost*, ottenendo uno schema finale coincidente con quello di una singola gamba di un inverter a ponte in serie con una reattanza.

Il Buck-Boost, quindi, può essere realizzato utilizzando un inverter trifase a cui si connette una reattanza monofase in uscita da ogni gamba. Le terminazioni finali di queste reattanze vengono connesse assieme per creare il nodo positivo comune di bassa tensione del chopper, al quale viene poi connesso il polo positivo del bus DC comune alle batterie. L’adozione di questa configurazione, in cui il lato a “bassa tensione” si trova verso le batterie mentre quello di “alta tensione” verso l’AFE, presuppone che il livello di tensione degli accumulatori, non superiore ai 650V, sia sempre inferiore a quello della connessione tra chopper e AFE, fissato a 750V.

Il funzionamento della microgrid viene controllato da un’apposita struttura informatica che fa capo a due server connessi in parallelo, per garantire un maggior

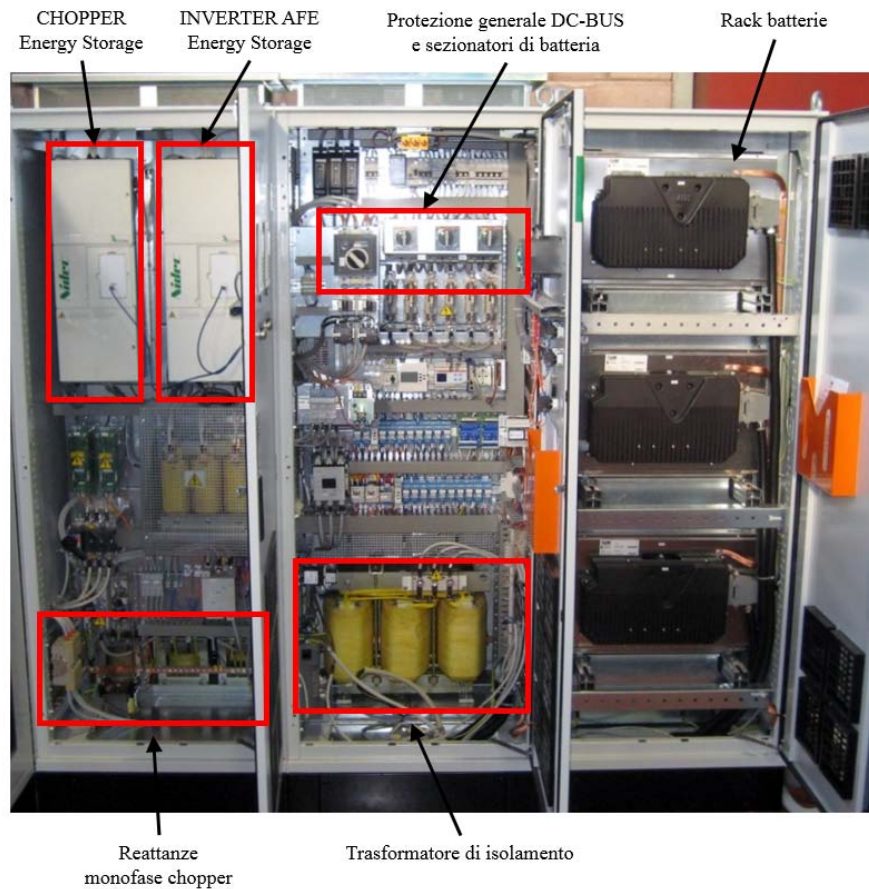


Figura 5.2: Interno dei quadri di potenza del sistema energy storage della microgrid

grado di affidabilità per ridondanza, che svolgono la funzione di *Power Management System (PMS)* e permettono il controllo della microgrid da parte dell'utente. A questa unità centrale di calcolo è connessa una fitta rete di trasmissione dati che comunica con i sensori di campo sparsi all'interno del sistema e con tutta la componentistica di conversione dell'energia e protezione della rete. Il PMS, quindi, è in grado di dialogare con ogni singolo componente della rete, in particolar modo con i convertitori di potenza e con le interfacce di carichi e generatori, riuscendo ad effettuare tutte le operazioni di controllo e regolazione della rete.

Le misure convogliate presso il PMS vengono continuamente registrate da un PC esterno mediante il software IBA Process Data Acquisition; in questo modo è sempre possibile verificare l'andamento delle varie grandezza oppure lo stato di componenti quali gli interruttori durante una particolare modalità di funzionamento o

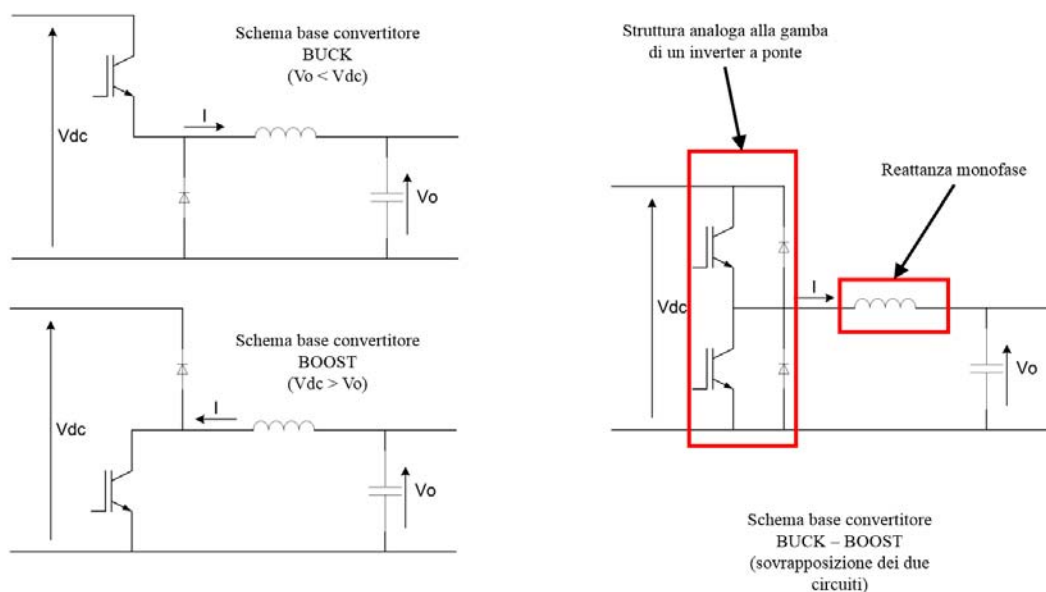


Figura 5.3: Schema elettrico di base del convertitore Buck-Boost ottenuto come sovrapposizione dei singoli convertitori Buck e Boost.

anche a seguito di un guasto, a mo' di "scatola nera".

Durante i test, è stata sfruttata l'interfaccia del sinottico del PMS per controllare la scarica e la carica della batteria, modificando i riferimenti di potenza erogata/assorbita dal sistema energy storage ed impostando un limite di corrente erogata/assorbita dal chopper per effettuare il test a corrente costante. L'acquisizione delle grandezze di batteria, invece, è stata fatta sfruttando l'unità IBA, riducendo l'intervallo di campionamento delle grandezze a 150ms.

La struttura globale della parte di potenza e segnale della microgrid viene rappresentata in figura 5.4

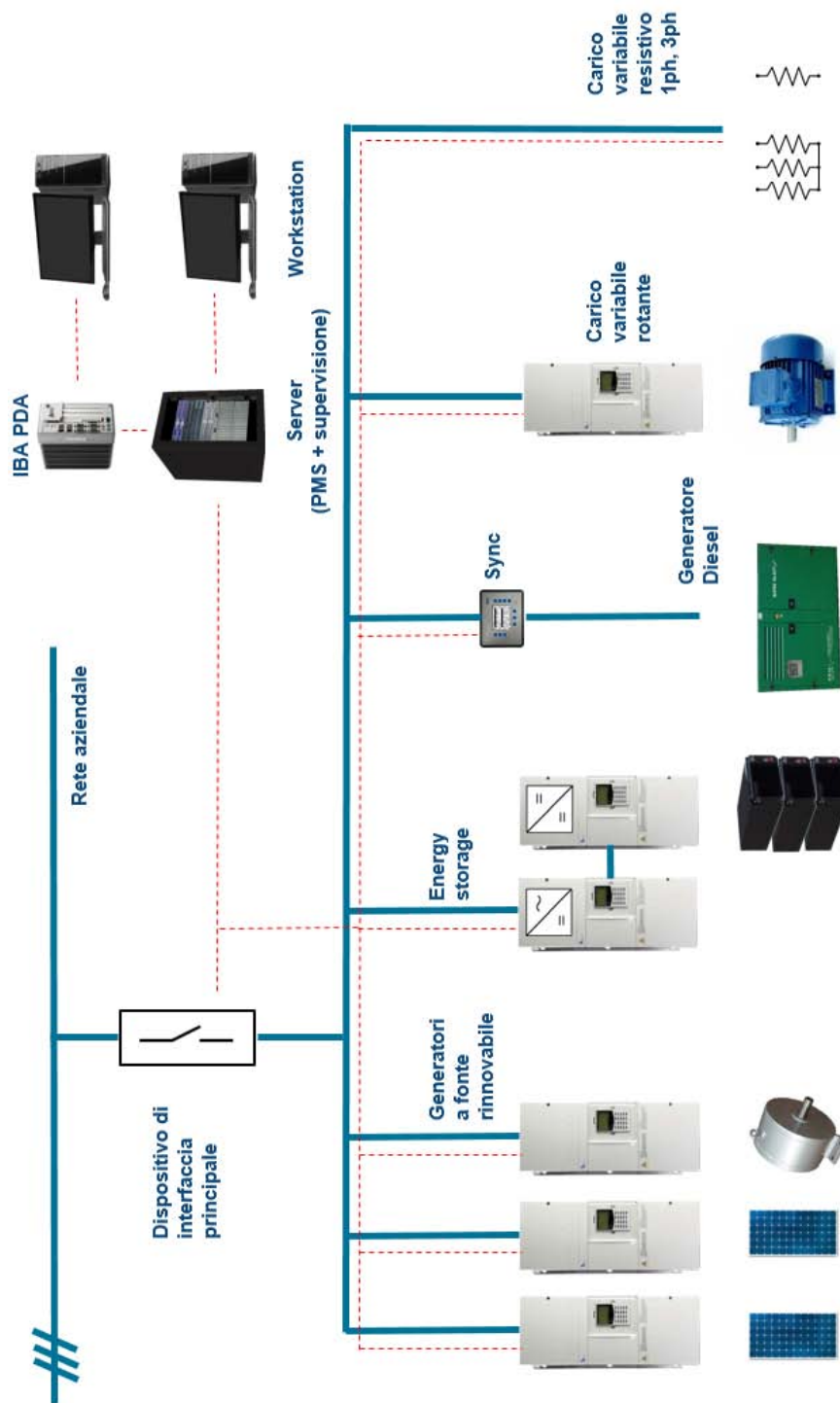


Figura 5.4: Schema unifilare dell'infrastruttura di potenza e di segnale della microgrid.

In figura 5.5 e 5.6 vengono presentate la schermata principale del sinottico del sistema PMS realizzato da ASI-Nidec e quella relativa al controllo del sistema di energy storage.

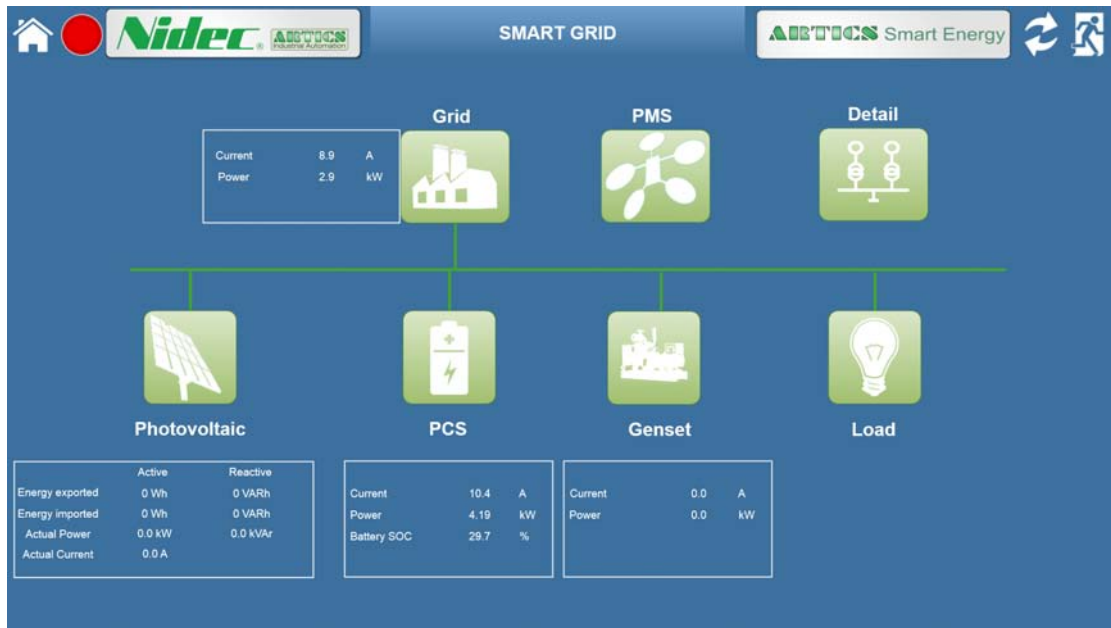


Figura 5.5: Pagina principale del sinottico del sistema PMS della microgrid.

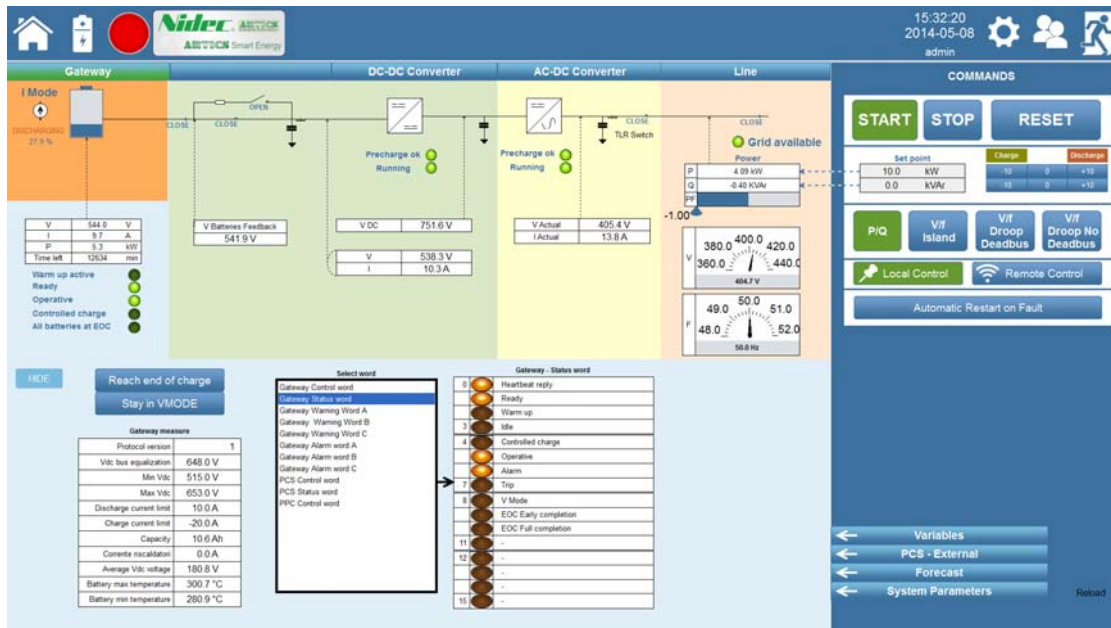


Figura 5.6: Interfaccia di controllo del sistema energy storage della microgrid.

5.2 Prove di caratterizzazione della batteria

5.2.1 Determinazione della tensione a vuoto

Come già descritto in precedenza, per estrarre l'andamento della tensione a vuoto di un accumulatore lo si sottopone a brusche interruzioni di carico durante una prova di carica o scarica. Nel nostro caso sono state realizzate due prove, una di scarica a partire da accumulatore completamente carico e l'altra di ricarica con accumulatore inizialmente scarico. La corrente di batteria veniva bruscamente interrotta dopo una variazione di SOC del 5% impartendo un comando di interruzione della commutazione al chopper. Vediamo in seguito gli andamenti della tensione di batteria ottenuti dalle due prove.

Tensione a vuoto, prova di scarica

- Corrente di scarica: $I = 10A$
- Variazione di tensione: $V_{batt_{iniz}} = 626,4V \rightarrow V_{batt_{fin}} = 578,9V$
- Variazione di temperatura: $T_{iniz} = 258^{\circ}C \rightarrow T_{fin} = 281^{\circ}C$
- Variazione di SOC: $SOC_{iniz} = 99,5\% \rightarrow SOC_{fin} = 20,6\%$

Tensione a vuoto, prova di carica

- Corrente di carica: $I = 7A$
- Variazione di tensione: $V_{batt_{iniz}} = 615,0V \rightarrow V_{batt_{fin}} = 648,0V$
- Variazione di temperatura: $T_{iniz} = 331^{\circ}C \rightarrow T_{fin} = 304^{\circ}C$
- Variazione di SOC: $SOC_{iniz} = 21,4\% \rightarrow SOC_{fin} = 77,8\%$

Le curve di tensione a vuoto e a carico relative alle due prove sono facilmente estraibili dai due grafici precedenti, unendo semplicemente i punti che precedono gli istanti di riaccensione per la tensione a vuoto e quelli che precedono gli istanti di spegnimento del sistema per la tensione a carico.

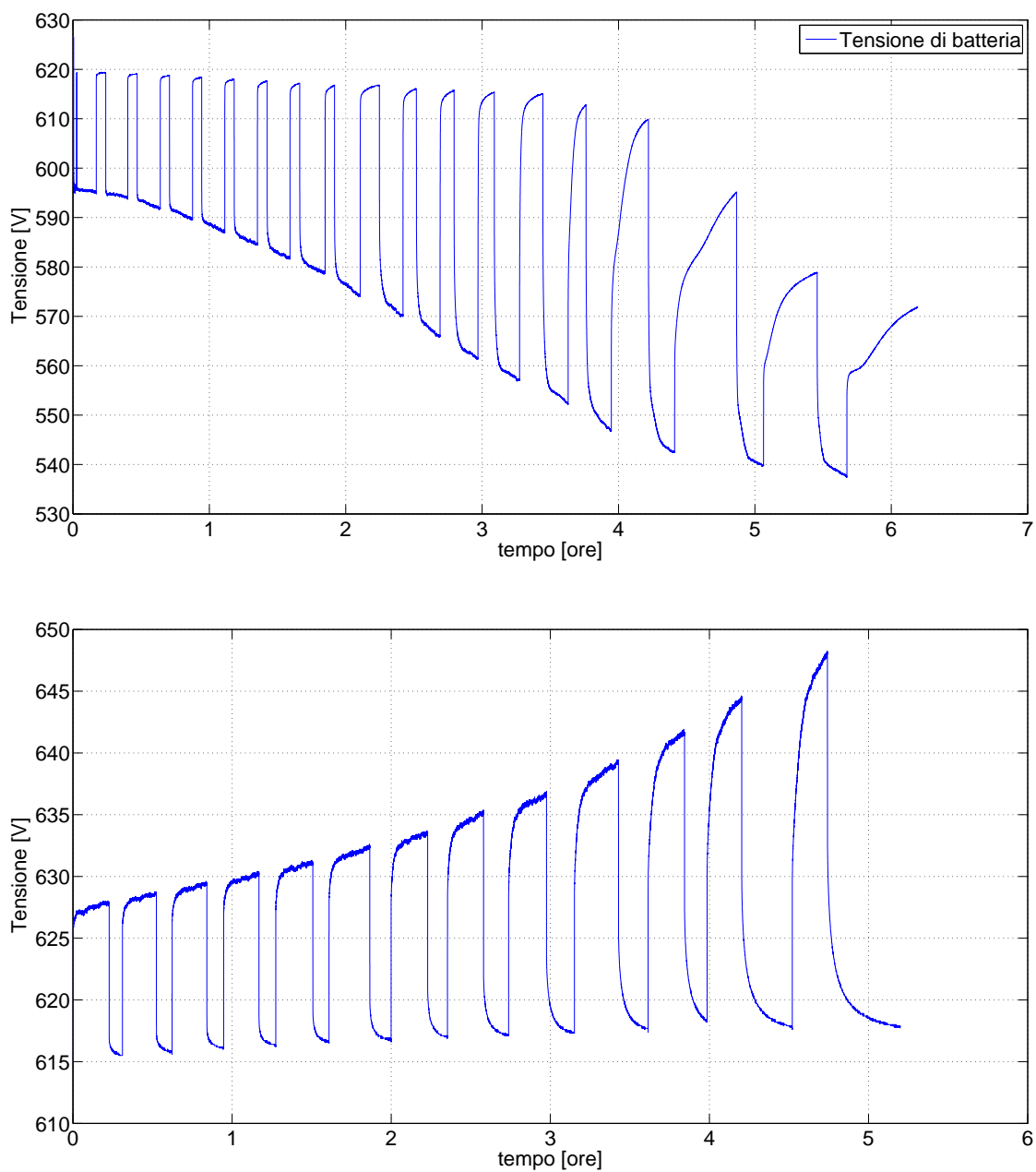


Figura 5.7: Tensione di batteria durante la prova di scarica (sopra) e carica (sotto) con interruzioni del carico.

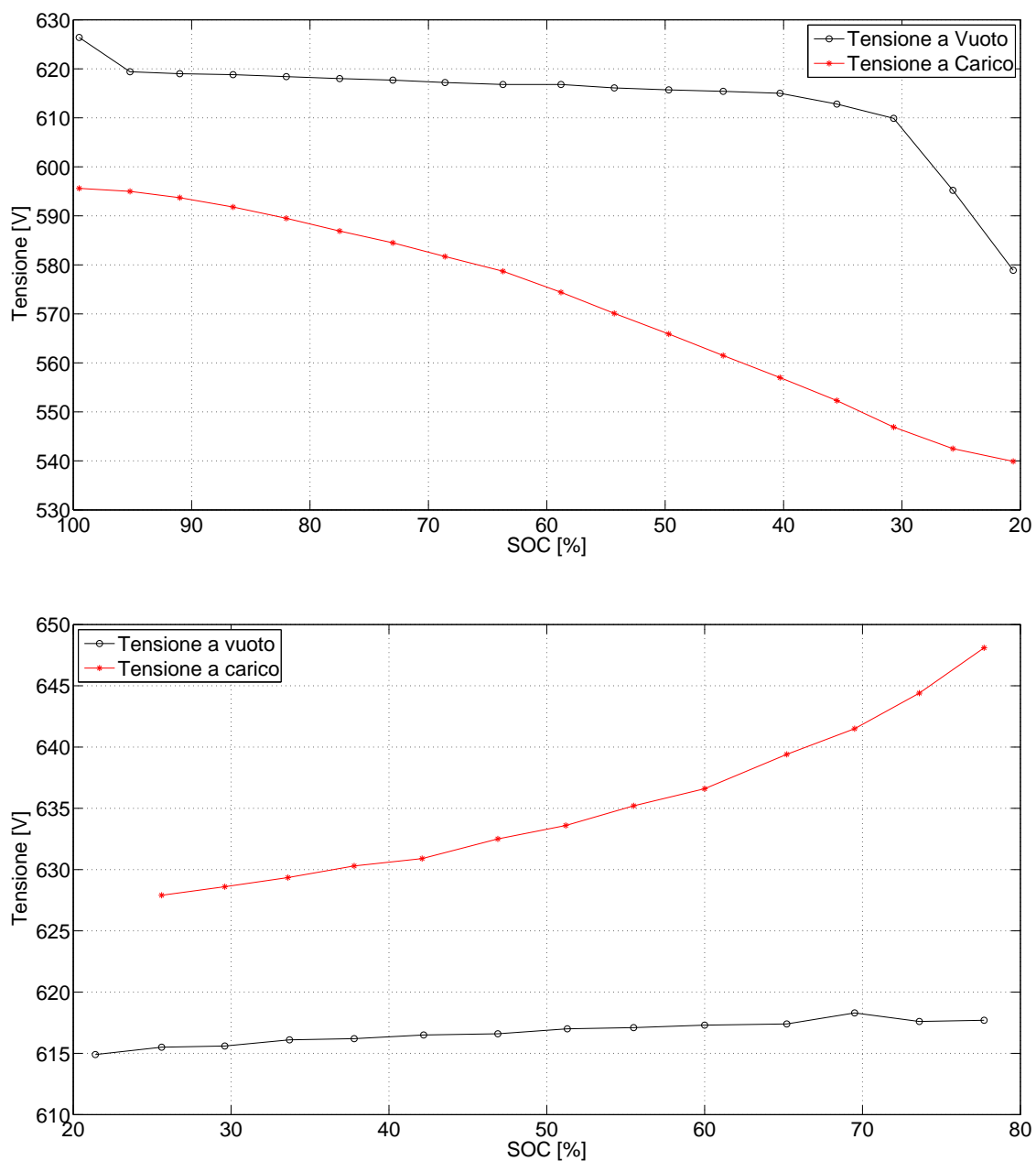


Figura 5.8: Andamento della tensione a vuoto e a carico durante la scarica (sopra) e la carica (sotto).

Dall'analisi comparata delle due curve di tensione a vuoto ottenute in funzione del SOC si nota un andamento diverso tra la fase di carica e quella di scarica; non si tratta quindi di una grandezza con comportamento simmetrico nelle due modalità operative ma piuttosto, prendendo spunto da quanto accade con altre tecnologie di accumulo elettrochimico come le batterie Ni-MH, sembra trattarsi di un andamento isteretico in cui nella fase di scarica si percorre la curva più basse mentre durante la carica la tensione risale seguendo la curva più alta, come si può vedere in figura 5.9. Nel prossimo capitolo si partirà da queste considerazioni per modellizzare il dispositivo che dovrà riprodurre l'andamento della tensione a vuoto durante le simulazioni.

Purtroppo, a causa delle limitazioni imposte durante il test dal BMS della batteria analizzata, non è stato possibile eseguire la prova di carica a corrente costante con gli stessi valori iniziali e finali di SOC utilizzati nella fase di scarica. Questo giustifica la diversa lunghezza dell'intervallo entro cui si sviluppano le curve di tensione nella fase di carica e scarica.

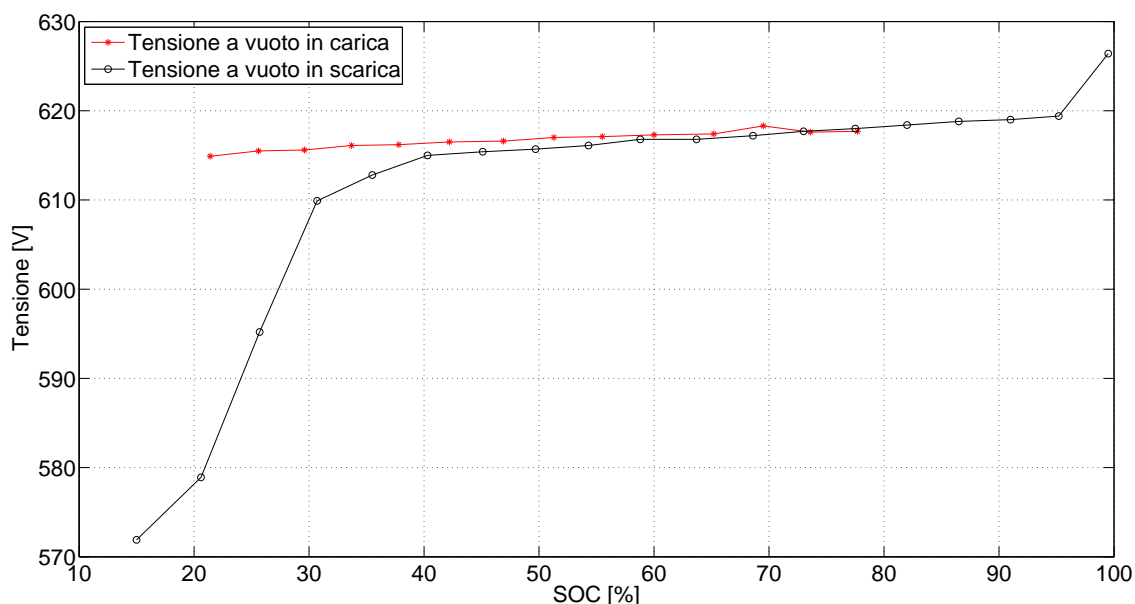


Figura 5.9: Confronto tra le curve di tensione a vuoto nella fase di scarica e carica.

5.2.2 Determinazione dell'impedenza interna

Per caratterizzare l'impedenza interna della batteria verranno sfruttati gli stessi risultati ottenuti dalla prova precedente, ovvero quella di carica e scarica con brusche interruzioni di carico programmate.

Per capire come dovrà essere realizzato il modello, di cui si parlerà nel prossimo capitolo, è utile effettuare un'analisi della forma della curva di tensione in prossimità di un istante di interruzione del carico per capire in maniera preliminare quale potrebbe essere la composizione di tale impedenza.

In figura 5.10 si riporta un dettaglio dell'andamento della tensione di carica ai morsetti durante un'interruzione di carico seguita dopo qualche minuto dalla riaccensione del sistema. Analizzando la curva, si capisce subito che non si tratta dell'azione di un'impedenza puramente resistiva in quanto l'andamento descritto è molto distante da quello a gradino, tipico per questo tipo di impedenze. La dinamica che si presenta suggerisce, piuttosto, la presenza di uno o più circuiti RC. Nel prossimo capitolo definiremo la composizione dell'impedenza interna partendo da queste considerazioni.

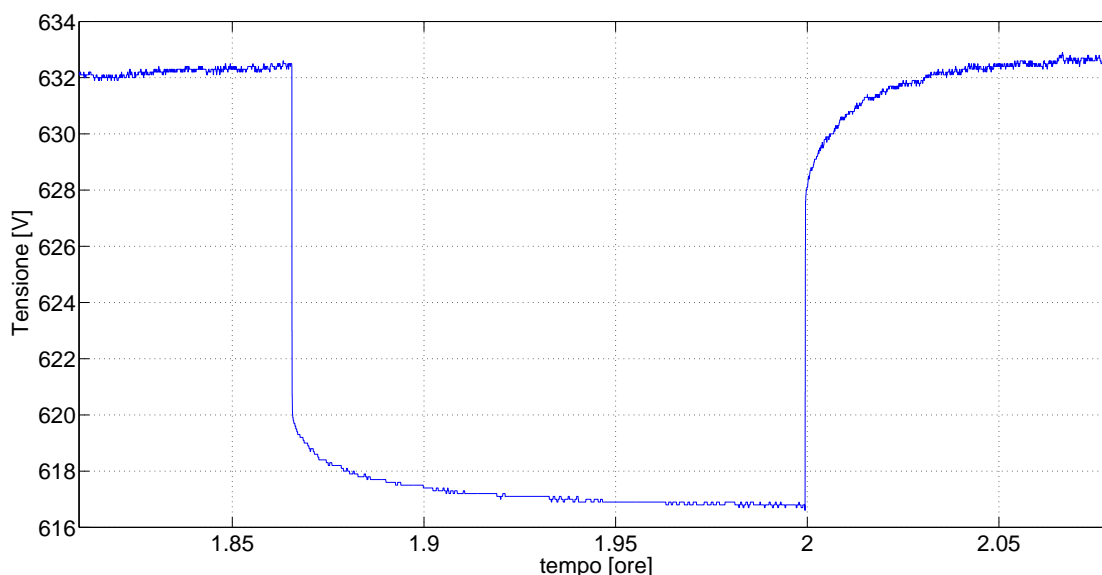


Figura 5.10: Test di carica: dettaglio dell'andamento della tensione di batteria durante un'interruzione di carico seguita dalla riaccensione del sistema.

5.3 Problematiche riscontrate

Per poter meglio confrontare i risultati ottenuti in fase di carica e scarica è stato scelto di effettuare dei test in modo più simmetrico possibile, ovvero caratterizzati entrambi dalla stessa corrente di scarica (20A) e dallo stesso intervallo di SOC ($90 \div 20\%$).

Purtroppo questo non è stato possibile a causa del continuo intervento del BMS della batteria durante le fasi di test, il quale, specialmente nella fase finale della scarica e in quella iniziale della carica, effettuava un'azione di limitazione significativa della corrente di batteria agendo sul PCS. E' stato quindi necessario scegliere un valore di corrente più basso tale da non far intervenire il BMS durante il test e poter effettuare la prova con un amperaggio costante per tutta la durata del test, aspetto fondamentale per l'analisi dei risultati. Si è quindi optato per una *corrente di carica* pari a 7A e una *corrente di scarica* di 10A. Purtroppo il costruttore non dichiara la corrente nominale delle batterie e non è quindi possibile assumere un valore di riferimento per questo parametro; l'unico valore che si trova nei datasheet è quello della massima corrente di scarica pari a 50A per una durata massima di 30 secondi, poco utile nel nostro caso.

Nonostante l'adozione di un valore più basso di corrente si è ugualmente verificato un intervento da parte del BMS nella limitazione dell'amperaggio sia in fase di scarica che in carica, in maniera più ridotta rispetto alle prime prove a 20A. I dati della tensione di batteria rilevati durante le limitazioni sono stati scartati, essendo riferiti ad un valore di corrente di esercizio diverso da quello nominale del test e, per questo motivo, non confrontabili con gli altri dati della prova. L'intervallo di SOC ritenuto valido per la comparazione dei risultati si restringe quindi a $SOC = [25 \div 77]\%$.

Capitolo 6

Modellizzazione della batteria ZEBRA

6.1 Approccio teorico alla modellizzazione della batteria

Ogni tecnologia di accumulo elettrochimico, come si è visto in precedenza, è caratterizzata da un comportamento diverso dalle altre. Per questo motivo non esiste un unico modello generale capace di descrivere correttamente il comportamento di ogni cella elettrochimica. Tuttavia, il principio di funzionamento e la struttura di base è comune tra tutti gli accumulatori elettrochimici e questo permette di avere un punto di riferimento per l'inizio della definizione del modello specifico.

Un esempio intuitivo e semplificato della struttura e del funzionamento di una cella elettrochimica viene fornito in figura 6.1. La cella viene rappresentata come un contenitore d'acqua di capacità finita. L'acqua contenuta all'interno rappresenta l'energia immagazzinata nell'accumulatore e il livello raggiunto dal pelo libero il SOC. Il contenitore può essere riempito e svuotato con portate d'acqua finite, determinate dal diametro dei rubinetti di ingresso ed uscita, come la batteria può essere caricata e scaricata con correnti ben definite. Fenomeni come autoscarica e degrado della capacità dell'accumulatore vengono rappresentati mediante dei fori sulla parete del contenitore e dei detriti sul fondo dello stesso.

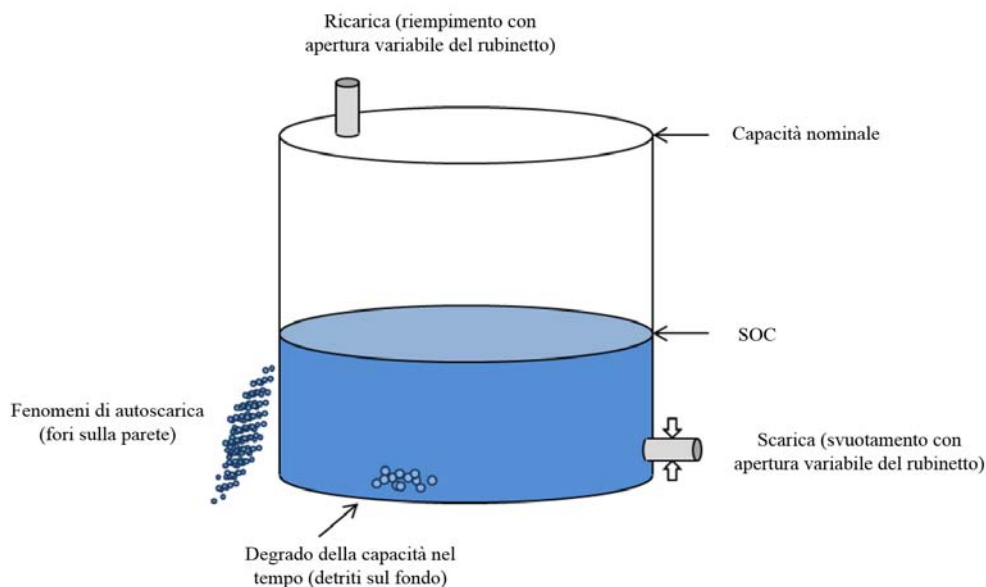


Figura 6.1: Rappresentazione mediante contenitore d'acqua della cella elettrochimica.

Volendo invece rappresentare il comportamento di una cella mediante elementi elettrici circuitali (resistenze, capacità, induttanze,...) possiamo inizialmente considerare un circuito elettrico costituito da un generatore di tensione variabile, che riproduce l'andamento della tensione a vuoto, in serie con un'impedenza variabile che riproduce la caduta di tensione nel passaggio da vuoto a carico, assunta come totalmente resistiva. Tale schema viene rappresentato in figura 6.2.

Come già visto, molto spesso le reazioni elettrochimiche interne danno luogo a dei transienti nell'andamento della tensione ai morsetti della batteria simili a quelli di un circuito RC. Il precedente modello può quindi essere modificato con l'aggiunta di un'impedenza costituita da una resistenza in parallelo con una capacità per tener conto di questi fenomeni. Tale ramo RC aggiuntivo sarà caratterizzato da una costante di tempo τ corrispondente a quella del transitorio che si può registrare nel passaggio da carico a vuoto. Nel caso venisse registrato un andamento della tensione composto dalla sovrapposizione di più transienti distinti, con costanti di tempo diverse, si possono aggiungere altri rami RC in serie al precedente assegnando a ciascuno la propria τ di riferimento.

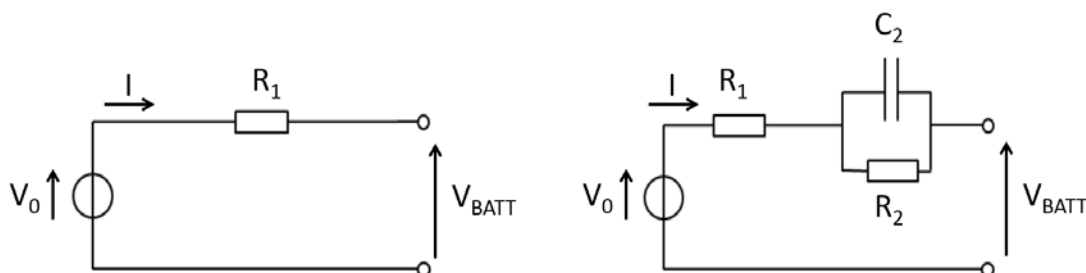


Figura 6.2: Modello circuitale di una cella elettrochimica considerando solamente il comportamento resistivo (sinistra) e considerando anche i transistori elettrochimici interni (destra).

6.2 Analisi dei dati sperimentali e determinazione del modello

Alla luce di quanto esposto nel precedente paragrafo, vediamo ora quale tipologia di modello circuitale risulta più idonea nel riprodurre in fase di simulazione i dati ricavati dalle misure sul campo.

E' stato già messo in evidenza come un modello costituito da una sola impedenza resistiva non possa essere adeguato nel rappresentare il comportamento della batteria ZEBRA, perciò tale soluzione viene direttamente scartata.

Come punto di partenza viene considerato il modello ad una costante di tempo (1TC, 1 Time Constant) esposto in precedenza. L'equazione che descrive l'andamento della tensione ai capi di tale circuito, considerando positiva la corrente in fase di scarica, viceversa in fase di carica (come riportato in figura 6.2), è la seguente:

$$I \neq 0$$

$$V_{mors}(t) = V_0(t) - I_{test} \cdot (R_1 + R_2(1 - e^{-\frac{t}{\tau}})) \quad (6.1)$$

$I = 0$ (istanti di spegnimento)

$$V_{mors}(t) = V_0(t) - I_{test} \cdot R_2(e^{\frac{-t}{\tau_2}}) \quad (6.2)$$

dove $\tau_2 = R_2 \cdot C_2$ [s]

Per verificare l'adeguatezza di questo modello è utile effettuare un'operazione di fitting dei valori di tensione misurati negli istanti di accensione e spegnimento utilizzando come funzione di fit l'equazione della tensione ai morsetti sopra riportata. Per eseguire quest'operazione è stato utilizzato il software *Gnuplot* il quale, dati i punti da interpolare e l'equazione di fit con i valori iniziali dei parametri incogniti, risolve in maniera iterativa il problema. I risultati vengono poi stampati a video per un controllo di congruenza mentre i parametri finali dell'equazione di fit vengono scritti su file.

A titolo di esempio si riportano i risultati dell'interpolazione con il modello ad una costante di tempo effettuata sui valori di tensione registrati in fase di spegnimento e successiva riaccensione relativi allo stesso intervallo temporale selezionato in figura 5.10, separando le due diverse modalità operative.

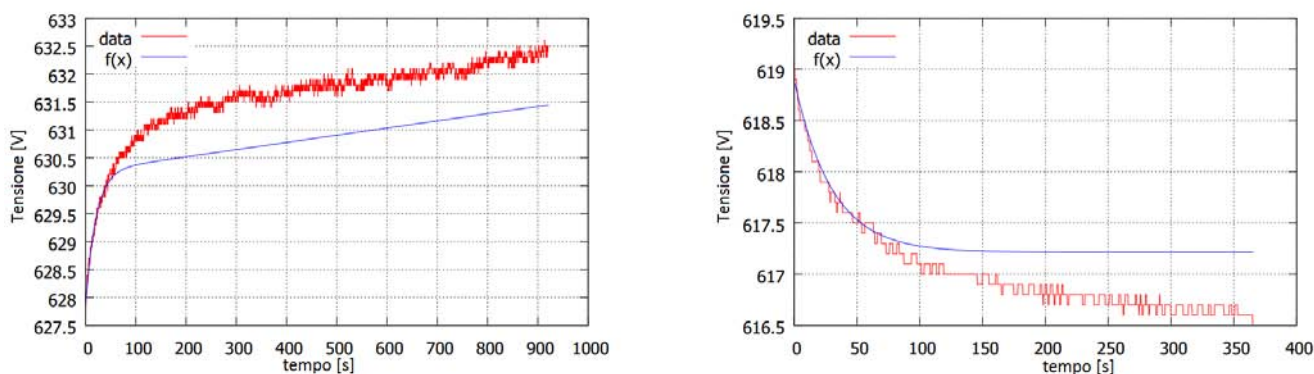


Figura 6.3: Risultati dell'interpolazione utilizzando il modello ad una costante di tempo, istante di accensione e spegnimento.

Come si può facilmente vedere nei grafici di figura 6.3, il programma non riesce a trovare dei parametri per le resistenze e la capacità tali da produrre una curva che interpoli tutti i punti misurati. Provando a cambiare i valori iniziali del fit si ottiene un'altra curva interpolante che soddisfa molto bene i punti finali ma

che presenta un evidente errore in prossimità di quelli iniziali. Ciò fa pensare alla presenza di un secondo transitorio con un'altra costante di tempo, decisamente più lunga della prima, sovrapposto a quello già rappresentato nel modello tramite il primo ramo RC. Volendo tener conto di questo secondo transitorio, il modello deve essere modificato con l'aggiunta di un secondo ramo RC in serie al primo, ottenendo lo schema finale a due costanti di tempo (2TC) di figura 6.4.

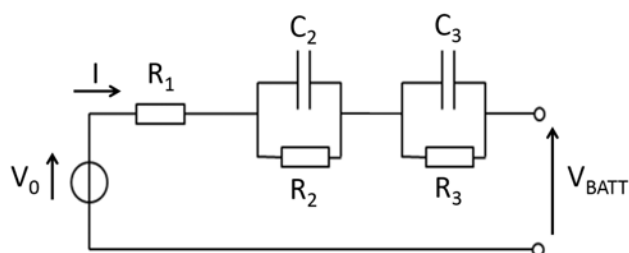


Figura 6.4: Modello circuitale della cella elettrochimica a due costanti di tempo.

Analogamente a quanto fatto precedentemente, viene valutata l'idoneità di questo nuovo modello circuitale eseguendo la stessa prova di interpolazione sugli stessi campioni di dati. Le equazioni della tensione ai morsetti considerando il nuovo modello a due costanti di tempo sono diverse dal caso precedente:

$$I \neq 0$$

$$V_{mors}(t) = V_0(t) - I_{test} \cdot (R_1 + R_2(1 - e^{-\frac{t}{\tau_2}}) + R_3(1 - e^{-\frac{t}{\tau_3}})) \quad (6.3)$$

$$I = 0 \text{ (istanti di spegnimento)}$$

$$V_{mors}(t) = V_0(t) - I_{test} \cdot (R_2 e^{-\frac{t}{\tau_2}} + R_3 e^{-\frac{t}{\tau_3}}) \quad (6.4)$$

$$\text{dove } \tau_3 = R_3 \cdot C_3 \text{ [s]}$$

I risultati del nuovo processo di interpolazione vengono riportati nei grafici di figura 6.5.

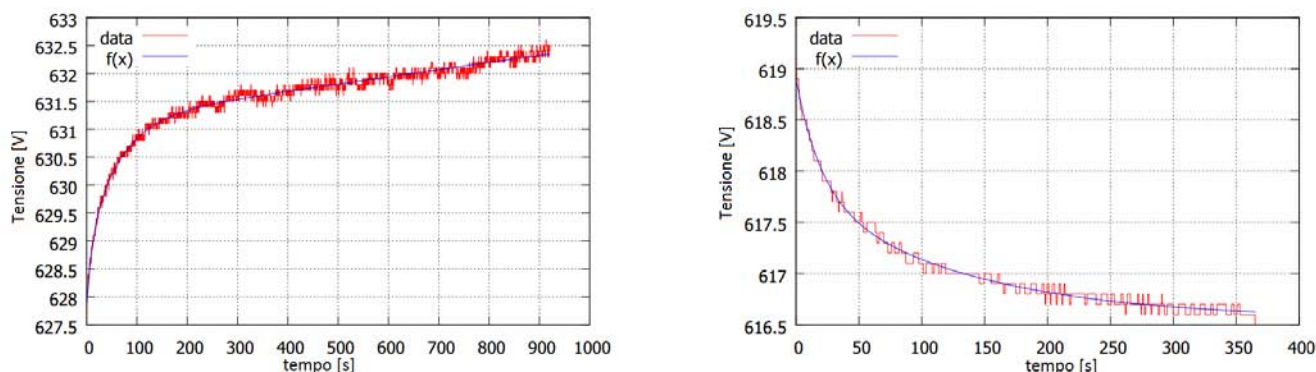


Figura 6.5: Risultati dell'interpolazione utilizzando il modello a due costanti di tempo, istante di accensione e spegnimento.

Risulta subito evidente come il modello 2TC sia decisamente più adeguato nel riprodurre l'andamento della tensione ai morsetti della batteria rispetto a quello 1TC. La stessa operazione di fitting è stata realizzata per ogni istante di accensione e spegnimento relativo sia al test di carica che di scarica. I parametri ricavati dall'operazione di fitting vengono infine rappresentati nei grafici seguenti che ne mostrano l'andamento in funzione del SOC rilevato durante i due test.

Come è facile notare, si registra un aumento della resistenza totale interna della batteria con il progredire del processo di carica e di scarica. Nel primo caso, a batteria scarica ($SOC \sim 20\%$) si misura una resistenza pari a $1,7 \Omega$, valore che sale fino a circa $3,9 \Omega$ a fine carica ($SOC \sim 74\%$). Durante la scarica si registra ancora un aumento della resistenza man mano che lo stato di carica diminuisce, partendo da un valore iniziale di $2,5 \Omega$ ($SOC \sim 91\%$) fino a raggiungere il valore finale di $5,5 \Omega$ al termine della scarica ($SOC \sim 26\%$). Come già anticipato nel precedente capitolo, l'aumento di questo valore con la progressione dei processi di carica e scarica è giustificato dal fatto che il movimento degli ioni nella cella è molto più scorrevole nelle fasi iniziali di tali processi, quando la concentrazione dei prodotti di reazione è ancora bassa. Nelle fasi finali, invece, si trova all'interno della cella una concentrazione sempre più bassa di reagenti mentre quella dei prodotti di reazione continua ad aumentare, ostacolando la prosecuzione della reazione elettrochimica.

Per quanto riguarda i valori delle capacità, si registra un andamento decrescente col progredire dei processi di carica e scarica. Tuttavia, questa tendenza non è così

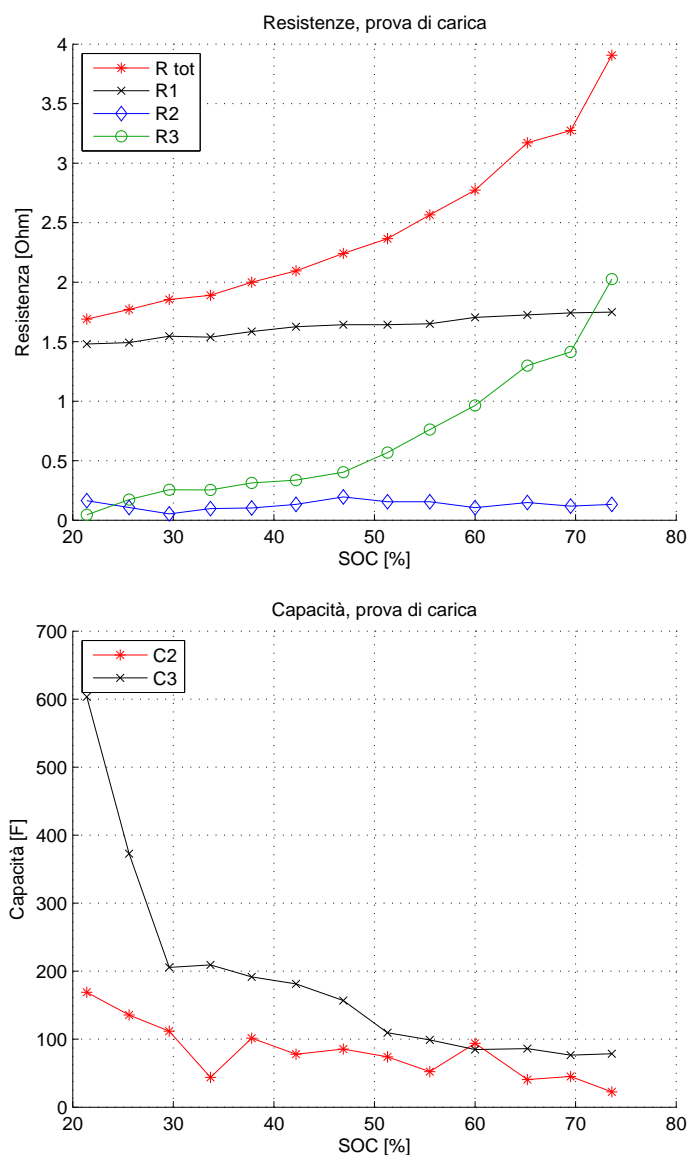


Figura 6.6: Test di carica: parametri del circuito equivalente del modello a due costanti di tempo ottenuti dal processo di interpolazione.

evidente come nel caso della resistenza interna, specialmente per quanto riguarda i risultati della capacità C3 nella fase di scarica.

I parametri che caratterizzano l'impedenza interna del modello circuitale della batteria risultano quindi tutti definiti, sia per la fase di scarica che per quella di carica, per valori di SOC compresi tra 25 e 74% (intervallo massimo comune alle due mo-

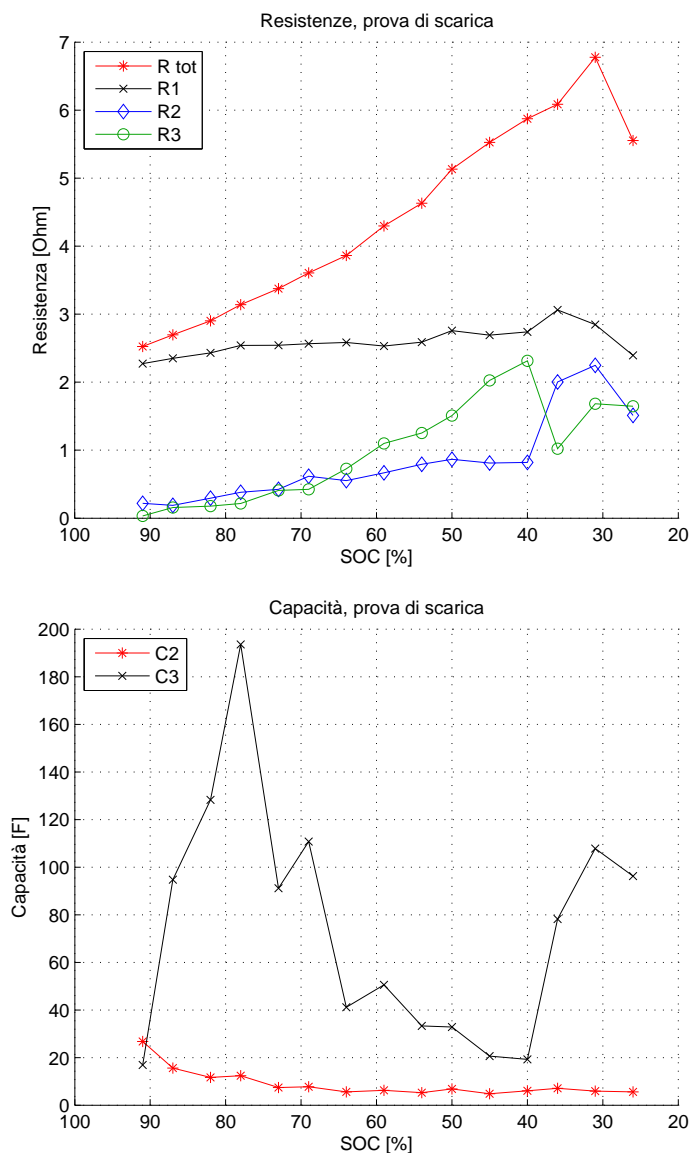


Figura 6.7: Test di scarica: parametri del circuito equivalente del modello a due costanti di tempo ottenuti dal processo di interpolazione.

dalità operative).

Rimane ora da definire la modalità con la quale si vuole riprodurre la tensione a vuoto della batteria all'interno del modello.

Come già anticipato nel precedente capitolo, l'andamento della tensione a vuoto registrato nelle prove di carica e scarica sembra seguire un ciclo di isteresi, con

percorsi distinti tra le due modalità operative, analogamente a quanto succede in altre tecnologie di accumulo elettrochimico come le batterie Ni-MH. Siccome i dati a disposizione sono riferiti a due intervalli di SOC diversi, è stata effettuata un'operazione di estrapolazione agli estremi della curva di tensione a vuoto relativa alla prova di carica per uniformare tali intervalli e chiudere il ciclo di isteresi in prossimità del minimo valore del SOC. E' stata inoltre estratta la curva di tensione a vuoto media eseguendo la media aritmetica dei valori delle due curve di partenza. I risultati vengono rappresentati nel grafico di figura 6.8.

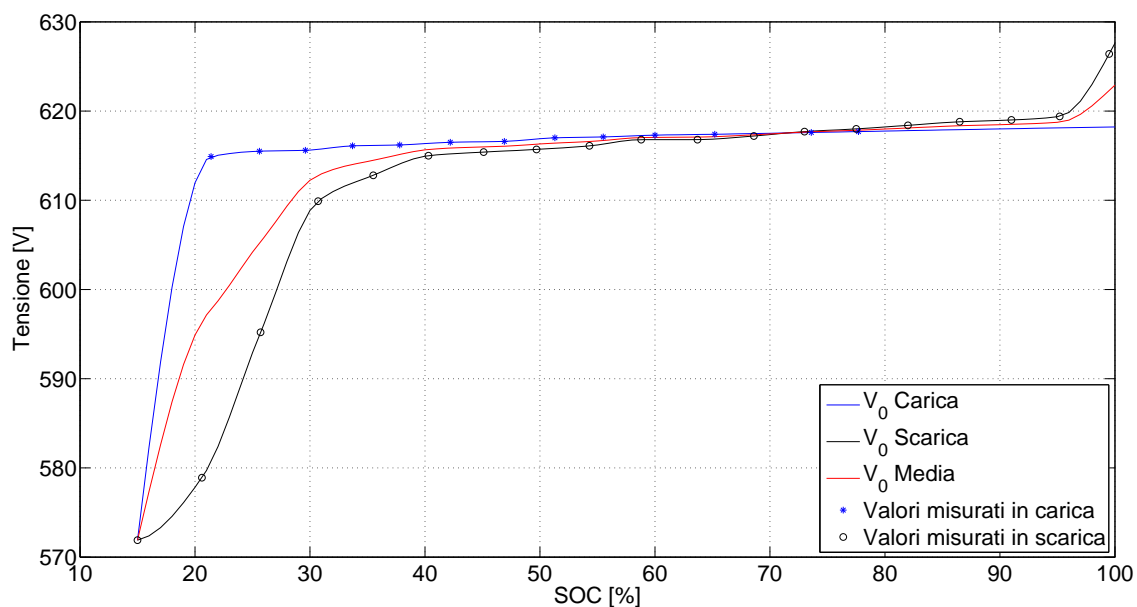


Figura 6.8: Tensione a vuoto in fase di carica e scarica dopo estrapolazione dei valori estremi e tensione a vuoto media.

Per riprodurre l'andamento della tensione a vuoto all'interno del modello è stato scelto di utilizzare un condensatore di capacità variabile in funzione del SOC in grado di replicare l'andamento della tensione a vuoto media. Tale valore viene poi moltiplicato per un fattore correttivo in modo da ottenere la tensione a vuoto reale, diversa da quella media a seconda che si stia facendo un'operazione di carica o scarica. L'andamento della capacità viene ricavato a partire dalla tensione media in funzione della carica transitata (analoga alla precedente in funzione del SOC),

utilizzando le relazioni riportate in 6.5. Questa curva viene divisa in sottointervalli di uguale ampiezza in termini di carica transitata, per ognuno dei quali si calcola il rapporto incrementale della tensione sulla carica, che corrisponde al reciproco della capacità relativa al sottointervallo di riferimento ossia alla capacità differenziale. Invertendo la serie di risultati si ottiene l'andamento della capacità differenziale in funzione della carica, riportato nel grafico di figura 6.9.

$$\frac{1}{C_{diff}} = \frac{dV}{dQ} \quad \rightarrow \quad C_{diff} = \frac{1}{\frac{dV}{dQ}} \quad (6.5)$$

I fattori correttivi necessari per passare dalla tensione media alla tensione a vuoto di carica o scarica sono facilmente ricavabili eseguendo il rapporto tra un opportuno numero di valori di tensione a vuoto reali ricavati dalle due curve e i corrispondenti ricavati dalla curva media, come descritto nelle seguenti relazioni.

$$k_c = \frac{V_{0 \text{ carica}}}{V_m} \quad k_s = \frac{V_{0 \text{ scarica}}}{V_m} \quad (6.6)$$

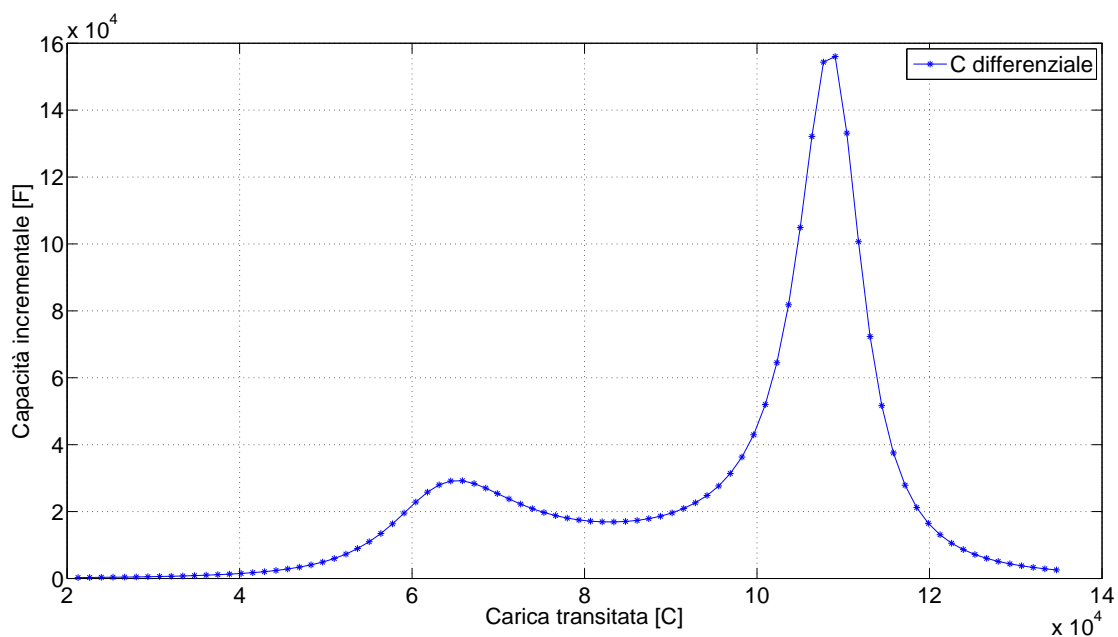


Figura 6.9: Andamento della capacità differenziale in funzione della carica transitata

Dopo quest'ultimo passaggio sono disponibili tutti i parametri necessari per l'implementazione del modello in Simulink, argomento che verrà trattato nel prossimo paragrafo.

6.3 Implementazione del modello in Simulink

L'implementazione del modello è stata effettuata mediante software Matlab Simulink, utilizzando blocchi e strumenti contenuti nel tool SimPowerSystem.

Per la realizzazione dell'impedenza interna sono stati realizzati dei blocchi appositi che riproducono il comportamento di resistenze e capacità variabili, necessari vista la non costanza di tali parametri, semplicemente implementando le equazioni caratteristiche degli elementi elettrici, riportate in 6.7. Per le capacità è stato utilizzato un generatore di tensione variabile mentre per le resistenze un generatore di corrente variabile, in modo da poterli mettere in parallelo agevolmente all'interno dell'ambiente di Simulink senza provocare errori nell'esecuzione del codice.

$$I_R(t) = \frac{i(t)}{R(\text{soc})} \quad V_C(t) = \frac{1}{C(\text{soc})} \int i(t) dt \quad (6.7)$$

Per ogni elemento è stato aggiunto un ulteriore blocco per la misura di energia e potenza in transito, utile nell'analizzare l'efficienza globale del sistema.

In figura 6.10 viene riportata l'impedenza interna della batteria implementata in Simulink e in figura 6.11 il dettaglio dei componenti elettrici a parametri variabili realizzati. (N.B.: la resistenza da $1M\Omega$ messa in parallelo con R1 serve solamente per la corretta esecuzione del codice.)

I valori di resistenza e capacità vengono caricati dal programma grazie a delle Look-up tables; questi blocchi, dato il valore del SOC relativo all'istante di simulazione, calcolato integrando la corrente in transito nel circuito, restituiscono il corrispettivo valore del parametro cui fanno riferimento.

Essendo tutti i parametri dell'impedenza diversi a seconda che il sistema sia in carica o in scarica, onde evitare instabilità nel calcolo, nel caso ci sia un cambio da una modalità operativa all'altra si aspetta il passaggio per lo zero della tensione del ramo RC prima di effettuare la variazione dei parametri; questa funzione viene

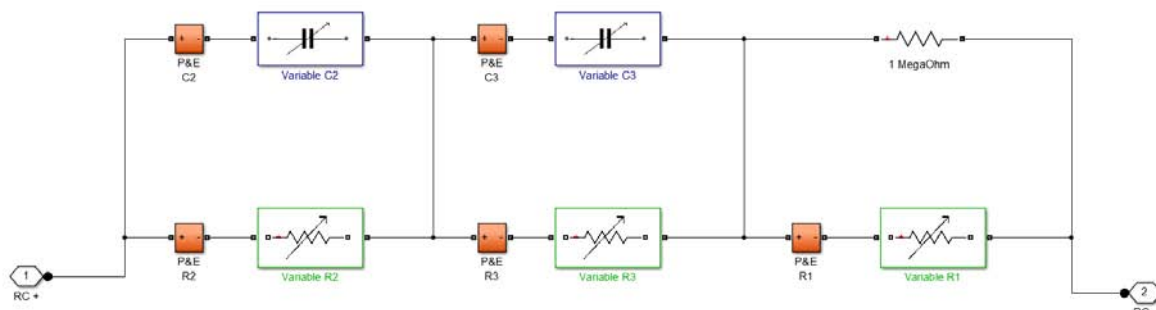


Figura 6.10: Impedenza interna implementata con software Simulink.

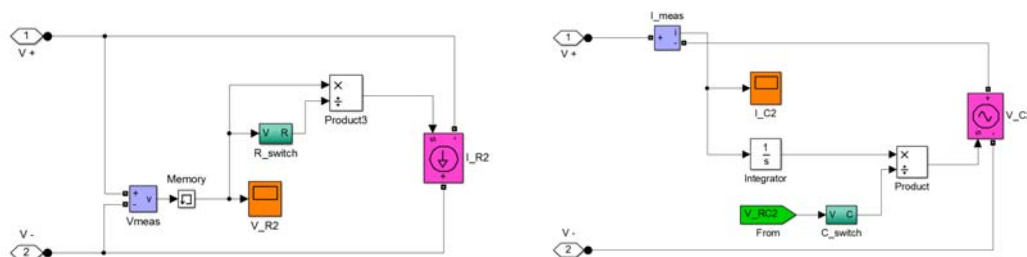


Figura 6.11: Resistenza variabile (sinistra) e capacità variabile (destra) modellizzate.

svolta dal blocco “*R_ switch*” e “*C_ switch*”.

Per quanto riguarda la tensione a vuoto, questa viene riprodotta a partire dai valori della capacità differenziale in funzione della carica transitata, caricati nel modello sempre tramite una Look-up table. La carica transitata nel circuito viene calcolata integrando la corrente rispetto il tempo e sommando un offset corrispondente alla carica iniziale, direttamente ricavabile dal SOC fornito come dato di partenza. Dividendo la carica transitata tra un istante di simulazione e l’altro e il corrispettivo valore della capacità differenziale si ottiene la variazione di tensione a vuoto media che, integrata e sommata al valore iniziale, da origine alla tensione a vuoto media. Questa viene infine moltiplicata per il coefficiente correttivo (k_s o k_c , precedentemente visti) restituendo come risultato la tensione a vuoto reale. Tutto ciò è stato implementato in Simulink secondo quanto riportato in figura 6.12.

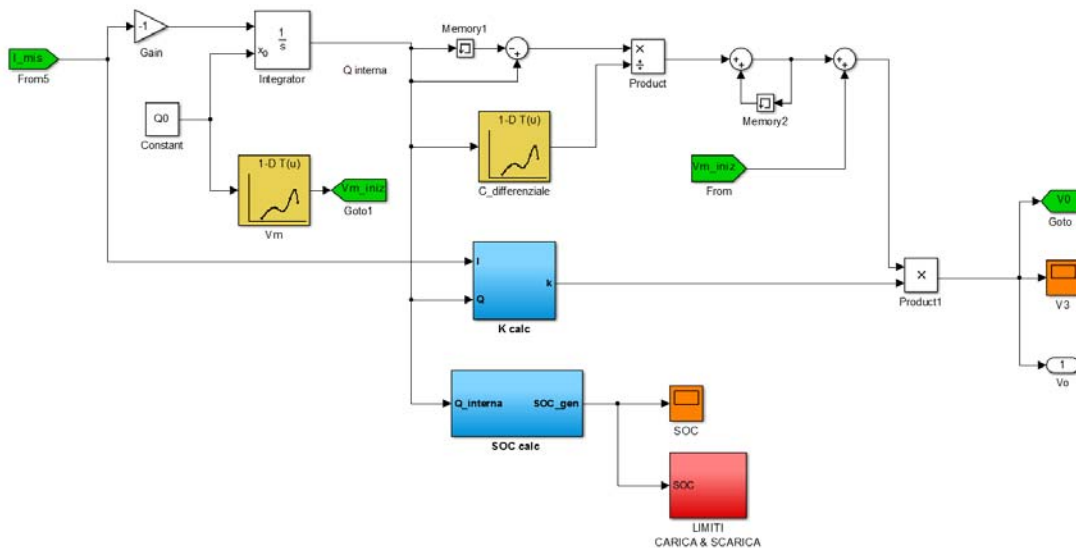


Figura 6.12: Blocco per il calcolo della tensione a vuoto e del SOC.

Infine, il carico applicato alla batteria viene simulato mediante un generatore di corrente direttamente in serie col circuito di batteria il quale impone la corrente di scarica o di carica desiderata durante la simulazione, in maniera del tutto analoga a quanto succede nella realtà tra batteria e PCS.

In definitiva, assemblando le varie componenti appena descritte, il modello completo della batteria ZEBRA realizzato in Simulink si presenta come raffigurato in figura 6.13.

6.4 Validazione del modello

La validazione del modello è stata effettuata impostando un riferimento di corrente di batteria pari a $I = 10A$ per la simulazione della prova di scarica e $I = -7A$ per quella di carica, esattamente come è stato fatto durante i test presso ASI-Nidec, impartendo gli stessi comandi di accensione e spegnimento. I risultati ottenuti vengono riportati in figura 6.14 e 6.14.

Il modello riproduce fedelmente per la maggior parte della simulazione l'andamento della tensione ai morsetti di batteria. Tuttavia si nota un certo errore nella parte finale della scarica durante gli intervalli di spegnimento, dove la dinamica della

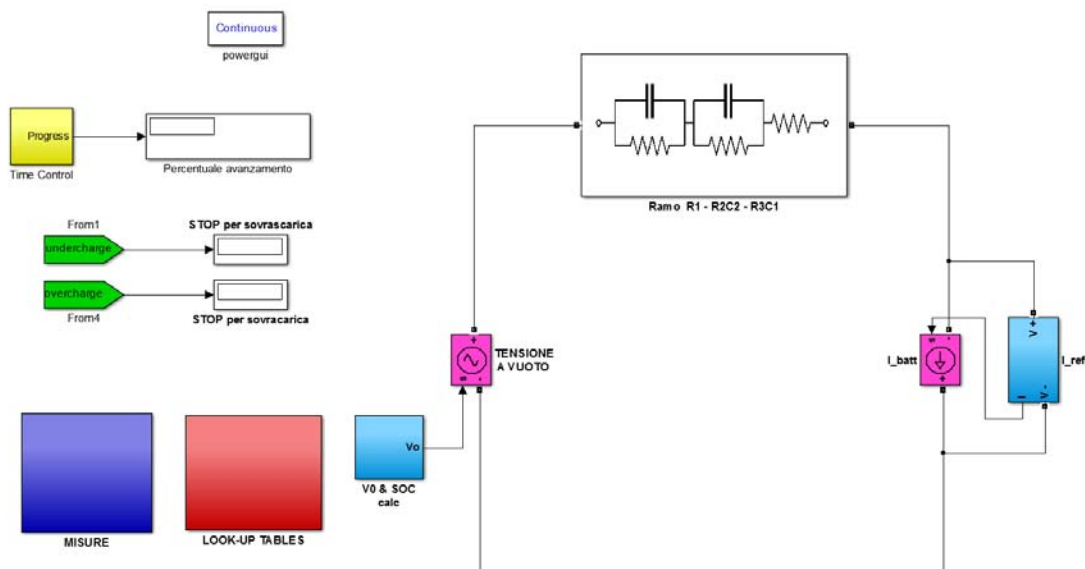


Figura 6.13: Modello della batteria ZEBRA implementato con software Simulink.

tensione si discosta in maniera marcata da quella registrata negli istanti precedenti.

E' stata inoltre eseguita una seconda simulazione di carica e scarica completa a corrente costante e senza interruzioni ($I = 10A$ in scarica e $I = -10A$ in carica) per il calcolo del rendimento energetico della batteria modellizzata. In questa prova è stata misurata l'energia in transito nel sistema sia in prossimità dei morsetti della batteria che internamente ad essa a livello del generatore di tensione a vuoto, in modo da poter valutare le perdite a livello dell'impedenza interna e calcolare il rendimento dell'accumulatore, verificando la coerenza del risultato con quanto dichiarato dal costruttore.

In figura 6.16 vengono riportati gli andamenti delle perdite calcolate durante queste ultime due simulazioni come differenza tra l'energia misurata a monte e a valle dell'impedenza interna. Si può notare che in fase di carica l'energia persa a livello di impedenza interna è maggiore rispetto a quanto succede in scarica, a parità di carica transitata. Ciò è dovuto al fatto che i parametri dell'impedenza interna, come già detto, assumono valori diversi a seconda della modalità operativa della batteria, risultando maggiori durante la carica e quindi giustificando una minor efficienza della batteria in questo stato di funzionamento.

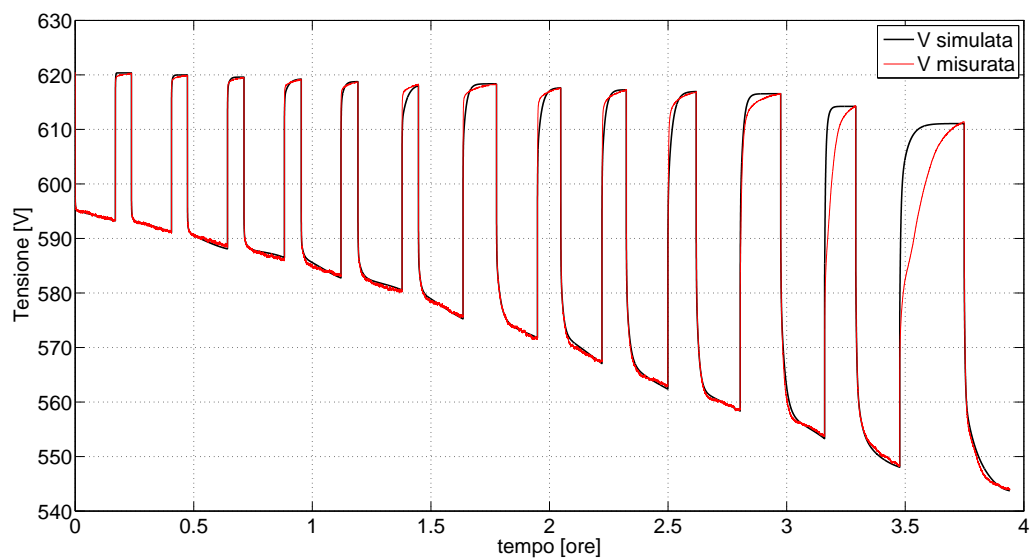


Figura 6.14: Confronto tra tensione ai morsetti misurata durante la scarica e tensione simulata.

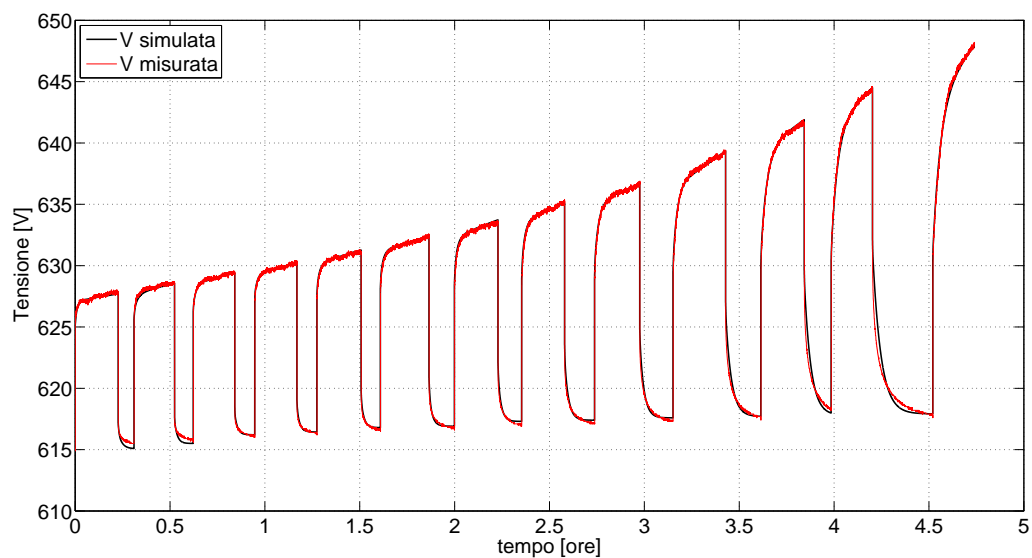


Figura 6.15: Confronto tra tensione ai morsetti misurata durante la carica e tensione simulata.

Il calcolo del rendimento viene effettuato secondo le relazioni riportate in 6.8 e 6.9. I valori ottenuti sono confrontabili con quanto dichiarato dalla casa produttrice

FIAMM che riporta nei datasheet un rendimento di scarica per questa tipologia di accumulatori pari a $\eta = 94\%$ con correnti di 10A.

$$\eta_{carica} = \frac{E_{int}}{E_{mors (in)}} \cdot 100 = 92\% \quad (6.8)$$

$$\eta_{scarica} = \frac{E_{mors (out)}}{E_{int}} \cdot 100 = 96\% \quad (6.9)$$

$$\eta_{globale} = \eta_{carica} \cdot \eta_{scarica} = \frac{E_{mors (out)}}{E_{mors (in)}} \cdot 100 = 88\% \quad (6.10)$$

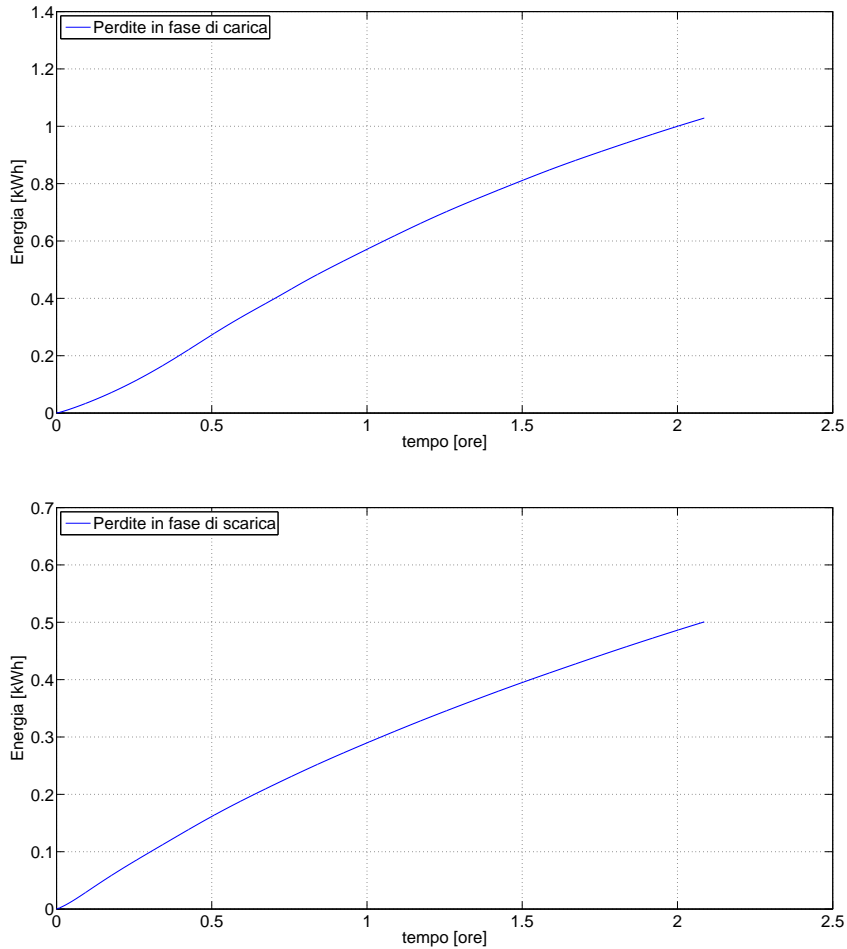


Figura 6.16: Energia in transito ai morsetti ed internamente alla batteria durante la simulazione di carica (sopra) e scarica (sotto).

6.5 Considerazioni finali

Il modello realizzato, come si è visto, è in grado di riprodurre in maniera fedele gli andamenti di tensione registrati durante le prove presso la test facility. I parametri che lo caratterizzano, siano essi la capacità equivalente della tensione a vuoto o resistenze e capacità costituenti l'impedenza interna, non sono grandezze costanti ma variano in funzione del SOC a cui si trova la batteria, unica *grandezza di stato* tenuta in considerazione durante la realizzazione del modello.

Tuttavia, in letteratura si trovano alcuni studi che indicano una dipendenza dei sopracitati parametri nei confronti della temperatura di cella, suggerendo l'adozione di quest'ultima come seconda possibile grandezza di stato nella realizzazione di un modello.

Vista la scarsa variabilità dei parametri entro il range di temperatura di esercizio della batteria dimostrata in tali studi e data l'impossibilità pratica di realizzare delle prove a temperatura controllata nella test facility di ASI-Nidec, è stato scelto di considerare il SOC come unica grandezza di stato di batteria. Ciò permette di semplificare in modo significativo l'attività di modellizzazione, evitando la realizzazione di un modello termico della batteria connesso con quello elettrico equivalente, a scapito di un margine di errore aggiuntivo.

Va ricordato infine che la modellizzazione è una metodologia certamente utile in ambito tecnico, in quanto permette di rappresentare un fenomeno empirico, anche assai complesso, mediante la realizzazione di un modello che ne descrive il comportamento tramite relazioni fisiche e matematiche, grazie al quale effettuare simulazioni di particolari condizioni operative senza doverle riprodurre fisicamente. Per contro, però, un modello difficilmente riesce a tener conto di tutte le variabili in gioco nel processo reale, alcune delle quali difficili da individuare. Per questo motivo viene scelto di effettuare la modellazione in funzione delle variabili più significative ed importanti accettando un compromesso tra fedeltà del modello e complessità della sua struttura.

Capitolo 7

Comportamento della batteria all'interno di una microgrid

Il modello ottenuto della batteria ZEBRA viene ora utilizzato per eseguire una simulazione del comportamento dell'accumulatore qualora venisse installato all'interno di una microgrid con elevata presenza di generatori alimentati da fonti rinnovabili. Lo scopo di quest'ultima parte del lavoro di tesi è quello di verificare il corretto comportamento del modello in condizioni di lavoro diverse da quelle utilizzate come riferimento per la sua realizzazione, analizzandone l'efficienza energetica.

7.1 Descrizione della microgrid modellizzata

La scelta della struttura della microgrid da modellizzare è stata fatta prendendo spunto da quella che potrebbe essere la composizione tipo di una microrete installata presso un'isola lontana dalla terraferma a servizio di una struttura alberghiera. La simulazione effettuata ha lo scopo di osservare il comportamento dell'accumulatore ZEBRA con continue variazioni della modalità operativa tra carica e scarica nell'arco temporale di una settimana. Ciò presuppone che a fine giornata la batteria non sia ad uno stato di carica troppo diverso da quello di inizio, ovvero che durante l'arco del giorno sia stata in grado di recuperare la carica persa, evitando incorrere nella scarica o carica completa e bloccare la simulazione. Tutte le potenze citate in seguito vengono espresse in *per unità*, prendendo come potenza

base di riferimento quella nominale della singola batteria, ottenuta dal prodotto di tensione e corrente nominale, come riportato in (7.2) (la corrente scelta è quella riferita al regime di scarica 1C).

$$V_{batt (nom)} = 620V \quad I_{batt (nom)} = 38A(C - rate = 1C) \quad (7.1)$$

$$P_{base} = V_{batt (nom)} \cdot I_{batt (nom)} = 23,56kW \quad (7.2)$$

La capacità energetica di una singola batteria non è sufficiente per soddisfare le richieste di energia di generatori e carichi durante le simulazioni. Per ovviare a questo problema, il sistema energy storage della microgrid è stato modellizzato utilizzando 10 batterie in parallelo, in grado di fornire al sistema una capacità energetica globale 10 volte superiore a quella di una singola batteria, a parità di potenza richiesta. Il dimensionamento di carichi e generatori è stato effettuato in modo da ottenere un profilo di potenza di batteria tale da non provocare una sovraccarica o sottoscarica della stessa durante la simulazione ma permettendo a questa di effettuare almeno un ciclo completo di carica/scarica nell'arco di una giornata. Il profilo temporale di accensione dei carichi passivi è stato realizzato tenendo conto di quelle che potrebbero essere le esigenze di carico all'interno di una struttura alberghiera estiva.

Il parco di generazione è formato da (potenze espresse in p.u.):

- 1 Generatore Diesel di potenza massima erogabile pari a $P_{diesel} = 2,75$, attivato durante le ore serali
- 1 Parco di generazione fotovoltaico di potenza di picco $P_{pv} = 4,125p.u.$

Nel modellizzare l'impianto fotovoltaico si è tenuto in considerazione la differenza del profilo di generazione tra una giornata serena e una parzialmente nuvolosa. I profili temporali della potenza irradiata sono stati estratti dai dati del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) dell' Institute for Energy and Transport (IET) dell'Unione Europea, prendendo come riferimento geografico l'isola di Malta (figura 7.1). Il profilo estratto è stato normalizzato in modo tale da ottenere

un valore massimo unitario e da poter ricavare la potenza erogata dal parco di generazione semplicemente moltiplicando a tale curva temporale il valore di potenza di picco dell'impianto fotovoltaico. E' stata infine creata una copia di tale profilo a cui è stato sovrapposto un rumore per simulare l'andamento discontinuo della potenza solare durante una giornata nuvolosa. Sarà quindi possibile scegliere se effettuare la simulazione con un profilo di potenza radiante regolare o discontinuo oppure scegliere in quali casi abilitare l'una o l'altra funzione.

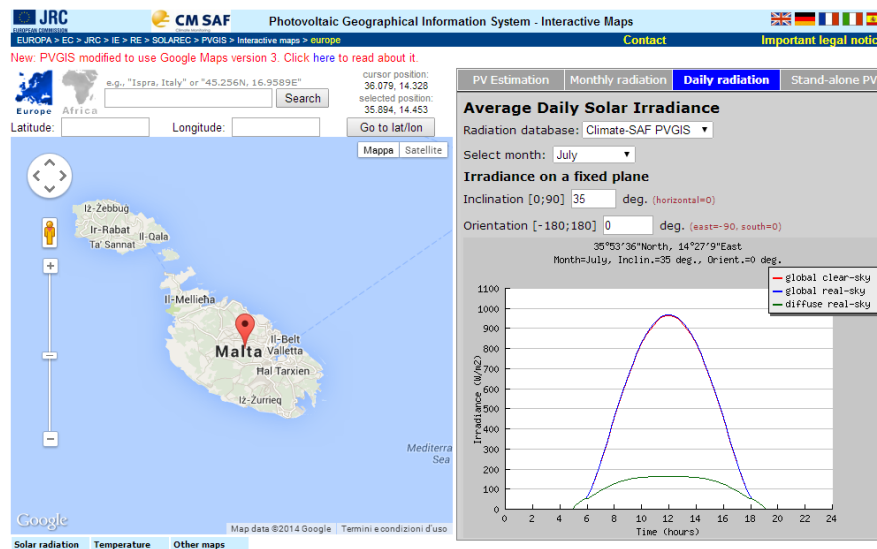


Figura 7.1: Interfaccia web dello strumento PVGIS utilizzato per l'estrazione del profilo di potenza irradiata nella zona del mediterraneo centrale.

Il generatore Diesel varia la sua condizione di lavoro a seconda delle condizioni atmosferiche del giorno simulato, erogando maggior energia nel caso di giornata nuvolosa per compensare la minor produzione fotovoltaica. In questo caso viene acceso dalle ore 00.00 alle 5.00 e dalle 15.00 alle 00.00 ad una potenza di 2,65 p.u.. Nel caso di giornata soleggiata, dove la produzione fotovoltaica è maggiore, il generatore diesel è operativo dalle 00.00 alle 05.00 ad una potenza di 2,75 p.u. e dalle 18.00 alle 00.00 ad una potenza ridotta di 2,2 p.u..

I carichi della microrete vengono elencati in seguito (potenze espresse in p.u.):

- Impianto di climatizzazione in grado di funzionare al 50% o al 100% della potenza nominale ($P_{clima} = 2,75 p.u.$)
- Impianto di illuminazione ($P_{ill} = 0,55$)
- Cucina elettrica ($P_{cucina} = 1,1$)
- Altri carichi ($P_{altri} = 0,825$)

L'impianto di climatizzazione rimane costantemente acceso; nelle ore più calde, ovvero dalle 11.00 alle 19.00, assorbe la massima potenza mentre nel resto della giornata funziona a regime ridotto, con una potenza richiesta pari al 50% della nominale.

L'impianto di illuminazione assorbe una potenza di 0,55 p.u. ed è tale da rimanere attivo dalle ore 20.00 alle ore 6.00 del giorno successivo

La cucina della struttura alberghiera servita dalla microrete, comporta l'assorbimento di una potenza pari a 1,1 p.u. nelle fasce orarie del pranzo (dalle 11.00 alle 14.00) e della cena (dalle 18.00 alle 21.00).

Infine si considerano eventuali assorbimenti di potenza dovuti all'utilizzo di elettrodomestici da parte degli ospiti della struttura per una potenza totale di 0,825 p.u. nella fascia oraria dalle ore 9.00 alle 12.00, raggruppati sotto la voce "altri carichi".

La convenzione utilizzata per stabilire il segno di correnti e potenze è quella dell'*utilizzatore* la quale prevede correnti e potenze positive nel caso siano assorbite, viceversa nel caso opposto. La potenza scambiata dai vari componenti della microrete viene sommata algebricamente ottenendo come risultato la potenza di saldo che il sistema di accumulo deve fornire, espressa sempre in *per unità*. Tale potenza risultante viene quindi inviata al modello della batteria e moltiplicata per la potenza base, restituendo come risultato il valore reale di potenza che l'accumulatore deve assorbire/erogare. Dividendo quest'ultimo valore per la tensione misurata ai morsetti e per il numero di batterie del sistema si ottiene la corrente di batteria necessaria a soddisfare tale richiesta di potenza, valore utilizzato come input dal modello dell'accumulatore.

In figura 7.2 si riporta lo schema del modello della microrete realizzato con Simulink e quello del modello integrato di batteria e microgrid.

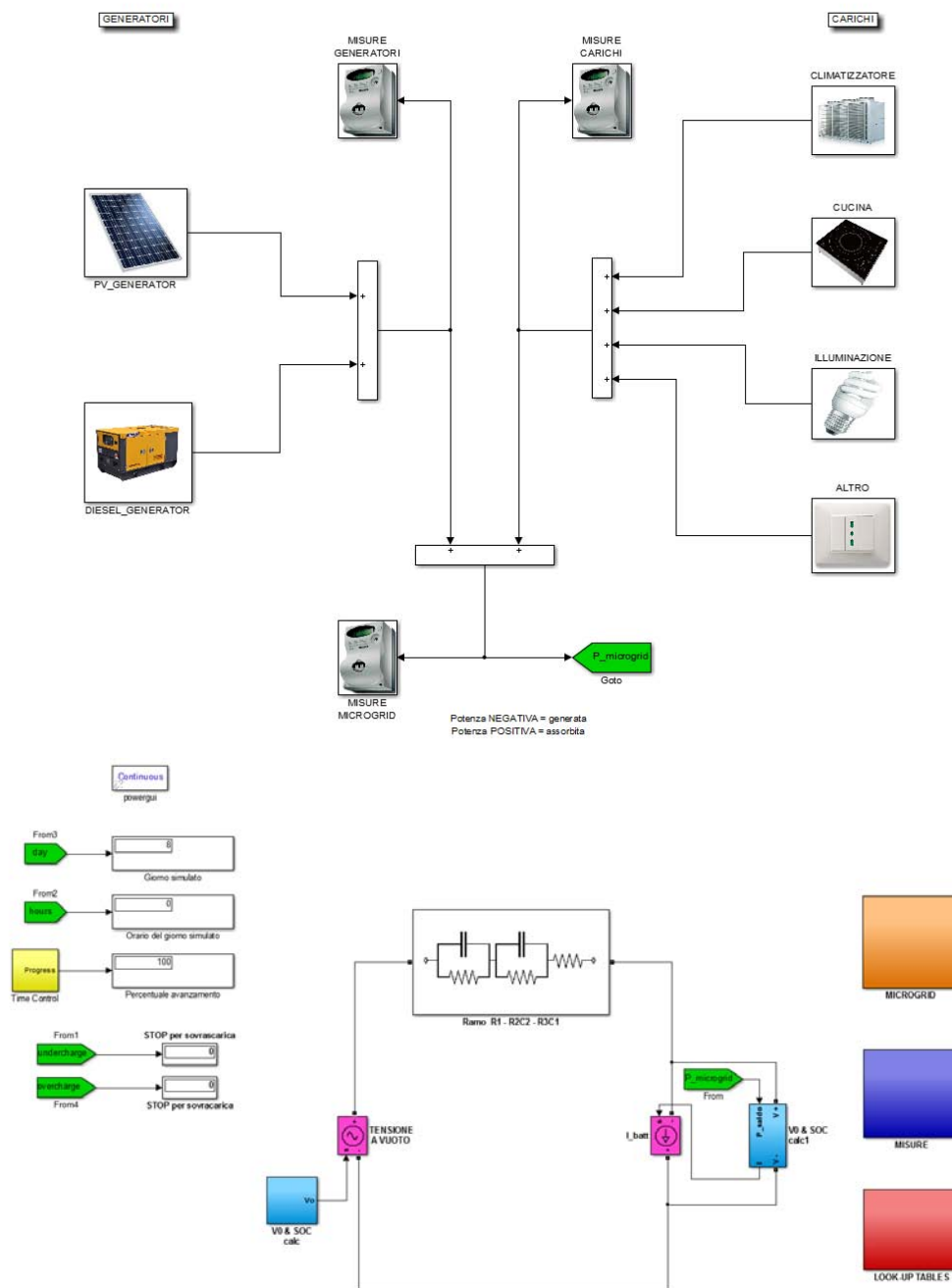


Figura 7.2: Modello di microrete (sopra) e modello integrato di batteria e microrete (sotto) realizzato con software Simulink.

7.2 Simulazione del comportamento della batteria ed analisi dei risultati

Il modello di microgrid integrato con la batteria precedentemente descritto è stato utilizzato per eseguire due diverse simulazioni, la prima con profilo della potenza prodotta dalla fonte rinnovabile (a seguito denominata “FR”) di tipo ideale (cielo sereno) e l'altra con profilo perturbato (cielo nuvoloso). In entrambi i casi il tempo di simulazione è stato pari a una settimana e si è fatto in modo che il sistema di energy storage non raggiungesse mai lo stato di carica o scarica completa ma continuasse a mantenersi ad un livello di SOC intermedio. Lo scopo finale di quest'ultima fase è quello di valutare l'efficienza della batteria evidenziando eventuali differenze tra le due modalità operative simulate. In seguito vengono descritte nel dettaglio le due simulazioni, commentando i risultati ottenuti. Le grandezze che si ripetono in maniera ciclica col passare dei giorni durante la simulazione vengono riportate con asse temporale ridotto alla singola giornata, evitando di ripetere inutilmente lo stesso andamento per tutti e sette i giorni simulati.

7.2.1 Profilo di carico rinnovabile regolare

Parametri iniziali della simulazione:

- Stato di carica iniziale: $SOC_{ini} = 27\%$
- Limiti di SOC massimo e minimo per il corretto funzionamento del modello:
 $SOC = [20 \div 75]$
- Tempo totale simulato: 7giorni (604800 s)

In figura 7.3 si riporta il profilo di carico dell'impianto fotovoltaico: si può notare la totale assenza di fluttuazioni della potenza generata durante l'intera giornata simulata.

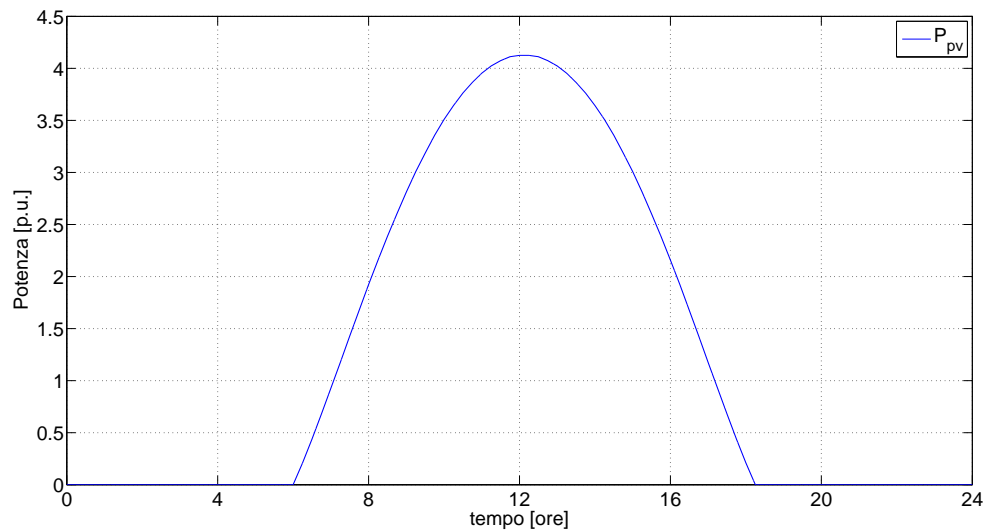


Figura 7.3: Andamento della potenza generata dall'impianto fotovoltaico nell'arco di una giornata durante la simulazione con con andamento ideale della potenza da FR.

Il profilo di potenza assorbita dai carichi e il saldo tra potenza generata ed assorbita che il sistema di accumulo deve fornire viene invece presentato nella successiva figura 7.4.

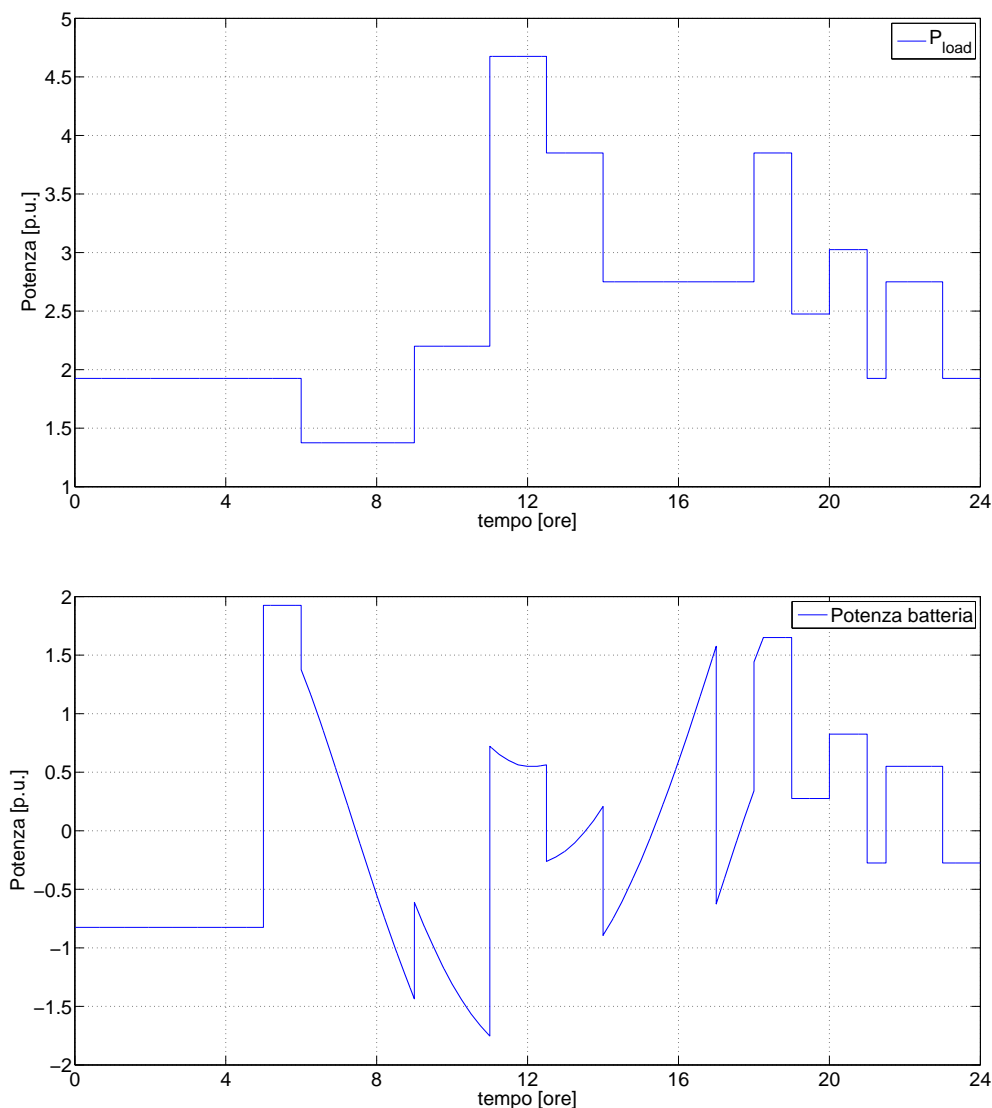


Figura 7.4: Andamento della potenza assorbita dai carichi (sopra) e potenza di saldo erogata dalla batteria (sotto) nell'arco di una giornata durante la simulazione con con andamento ideale della potenza da FR.

La tensione misurata internamente e ai capi della batteria e la corrente erogata/assorbita dalla stessa vengono riportate in figura 7.5; l'andamento discontinuo delle due grandezze è dovuto al continuo cambio di modalità di funzionamento del sistema da carica a scarica e viceversa. In particolar modo, la tensione subisce una brusca variazione ogniqualvolta vi sia un'inversione della corrente, a causa delle

variazioni nel ciclo di isteresi della tensione a vuoto, fenomeno già discusso nei capitoli precedenti.

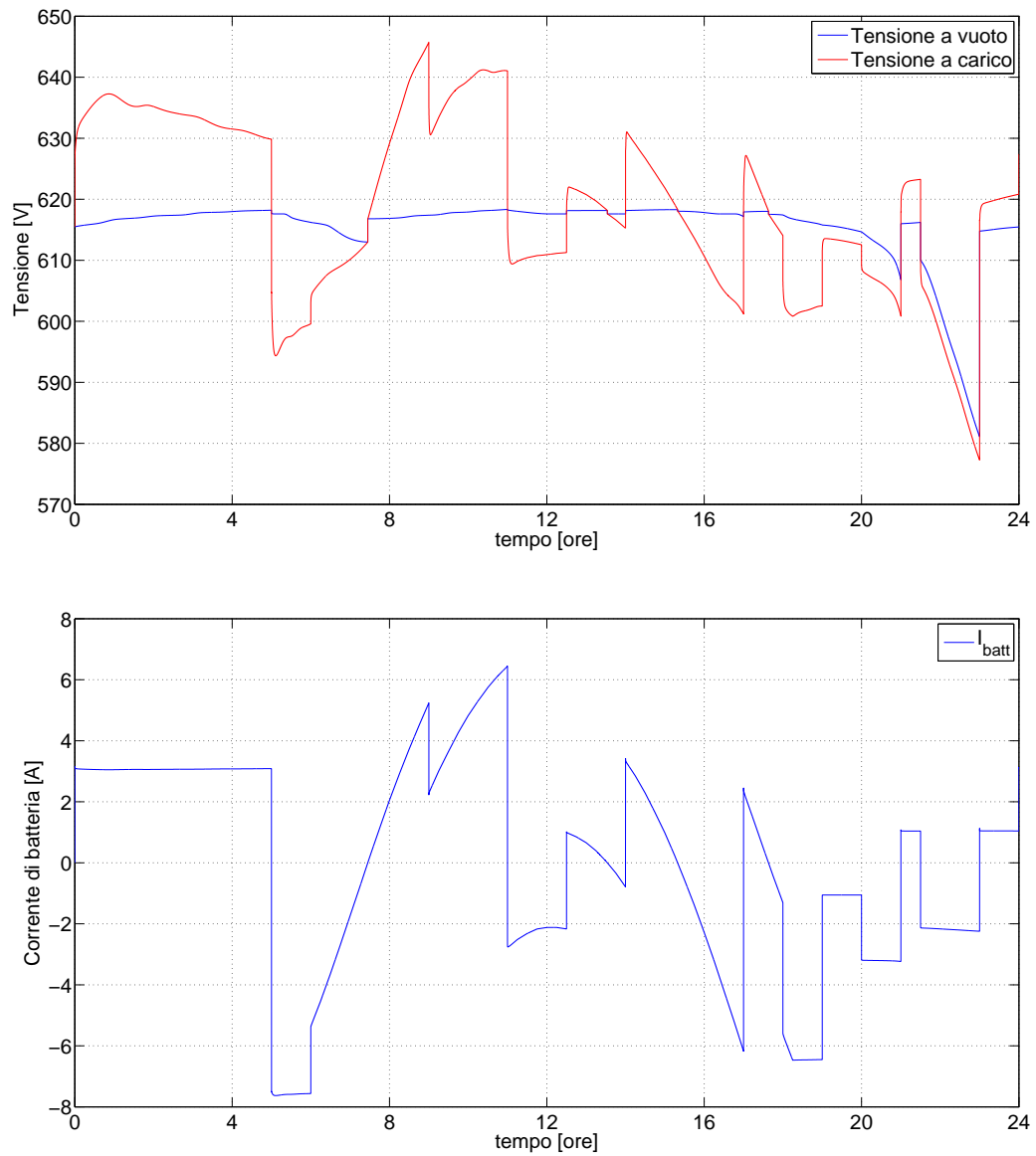


Figura 7.5: Andamento di tensione interna e ai morsetti (sopra) e corrente di batteria (sotto) durante la simulazione con con andamento ideale della potenza da FR.

L'andamento dello stato di carica della batteria, come già anticipato, rimane sempre entro il limite massimo e minimo ed assume un andamento medio leggermente

decescente, come riportato in figura 7.6.

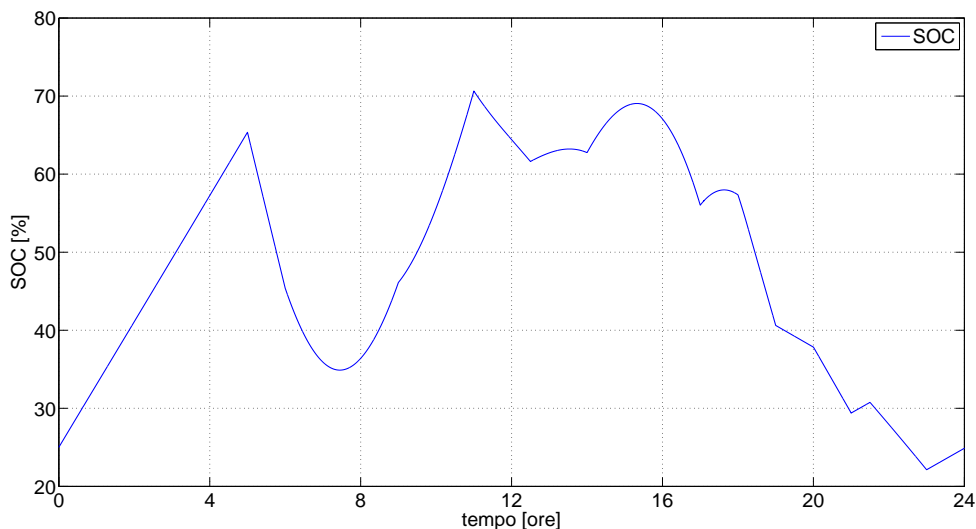


Figura 7.6: Andamento dello stato di carica della batteria nell'arco di una giornata durante la simulazione con con andamento ideale della potenza da FR.

Infine si presenta in figura 7.7 l'energia in transito misurata ai morsetti della batteria. Nonostante l'andamento mediamente costante dello stato di carica, che si riporta al valore iniziale al termine di ogni giornata, si nota che il profilo dell'energia ha invece un andamento mediamente crescente. Il motivo di tale differenza sta nelle perdite causate dall'impedenza interna; nell'arco della giornata, per poter riportare la batteria allo stato di carica iniziale, a cui corrisponde una determinata quantità di energia accumulata, serve più energia di quella effettivamente estratta proprio a causa delle perdite. Per questo motivo non ci si ritrova con un bilancio energetico giornaliero nullo, come invece accade con il SOC, ma si registra un trend positivo dell'energia transitata attraverso la batteria.

Il calcolo del rendimento viene effettuato, come esposto in (7.3) e (7.4), distinguendo tra le due modalità operative di carica e scarica e moltiplicando i due risultati per ottenere l'efficienza globale di carica/scarica. Le energie di batteria vengono calcolate integrando la potenza in maniera separata a seconda che sia erogata o assorbita, sia a monte che a valle dell'impedenza interna. I risultati del conteggio

delle perdite vengono visualizzati in figura 7.8.

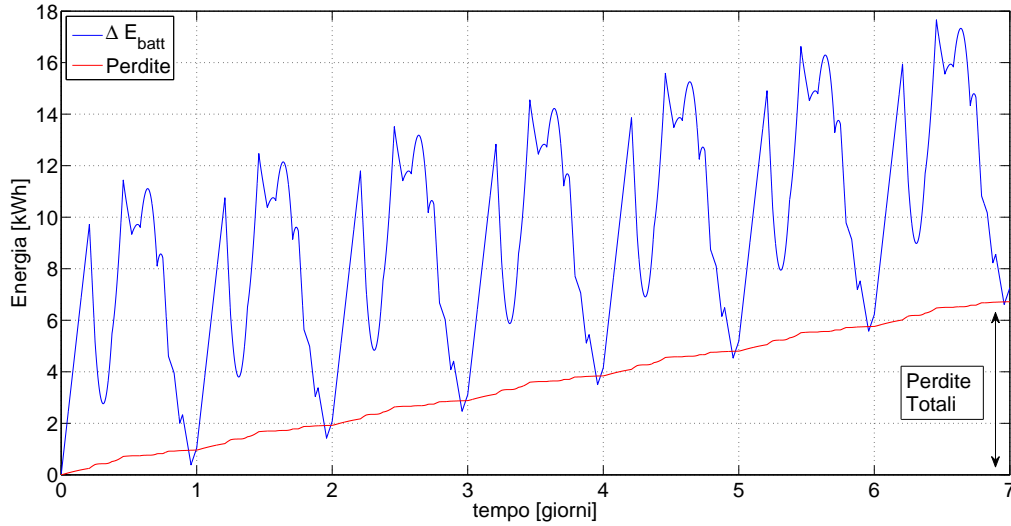


Figura 7.7: Energia in transito ai morsetti di batteria confrontata con l'energia dissipata durante la simulazione con andamento ideale della potenza da FR.

Analogamente a quanto visto nella fase di validazione del modello, l'efficienza in fase di carica risulta leggermente inferiore a quella registrata in fase di scarica. I valori ottenuti durante questa simulazione sono maggiori rispetto al caso sopraccitato in quanto la corrente di batteria è minore e di conseguenza pure le perdite resistive sull'impedenza interna, funzione del quadrato dell'intensità di corrente.

$$\eta_{carica} = \frac{E_{int}}{E_{mors (in)}} \cdot 100 = 97,35\% \quad (7.3)$$

$$\eta_{scarica} = \frac{E_{mors (out)}}{E_{int}} \cdot 100 = 98,16\% \quad (7.4)$$

$$\eta_{globale} = \eta_{carica} \cdot \eta_{scarica} = \frac{E_{mors (out)}}{E_{mors (in)}} \cdot 100 = 95,55\% \quad (7.5)$$

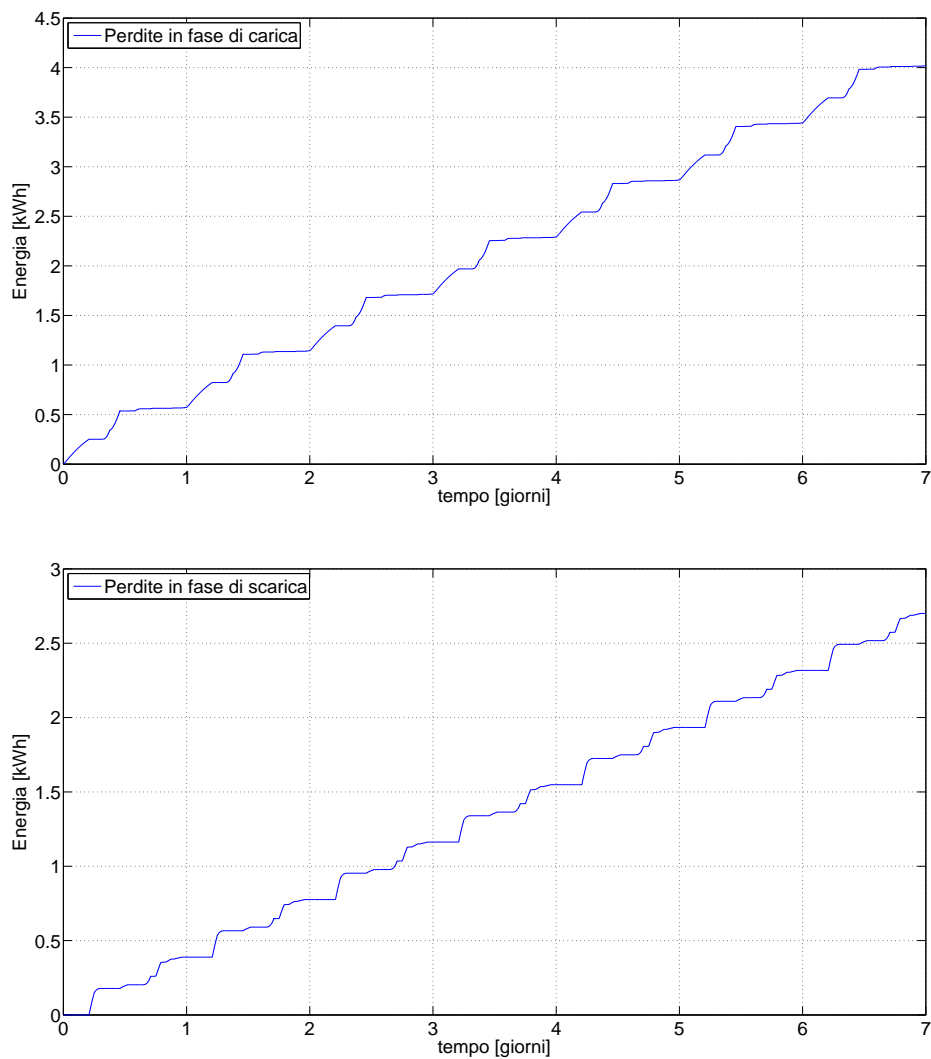


Figura 7.8: Perdite calcolate nelle fasi di carica (sopra) e scarica (sotto) durante la simulazione con andamento ideale della potenza da FR.

7.2.2 Profilo di carico rinnovabile perturbato

La seconda simulazione viene eseguita in maniera del tutto analoga alla precedente, utilizzando gli stessi parametri iniziali. Viene modificato il profilo di carico della fonte rinnovabile che non risulta più uniforme nell'arco dell'intera settimana simulata ma presenta delle forti discontinuità di potenza, analogamente a quanto succede in caso di cielo nuvoloso, distribuite nell'arco di quattro giornate simulate, come si può vedere in figura 7.9

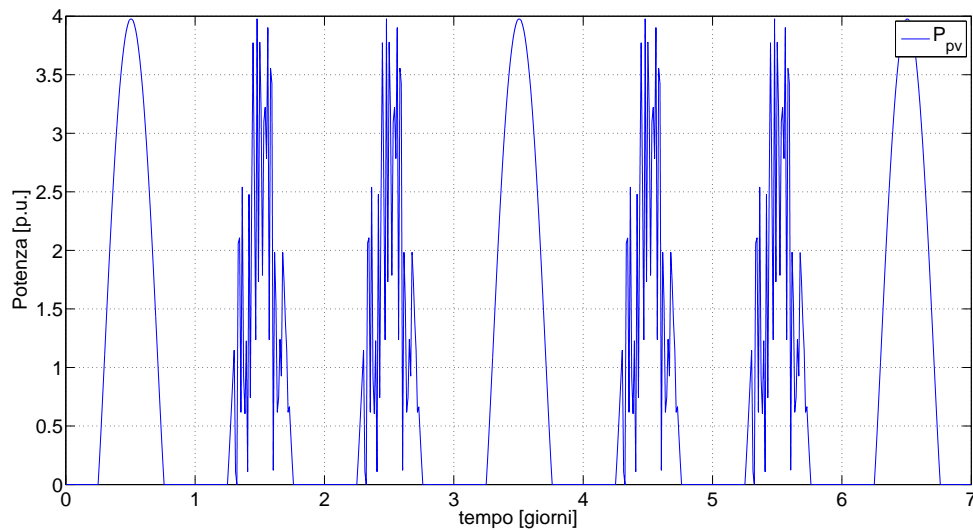


Figura 7.9: Andamento della potenza generata dall'impianto fotovoltaico durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR.

Essendo rimasto inalterata la richiesta di potenza dei carichi della microgrid, è necessario modificare il profilo di carico del generatore diesel (figura 7.10) al fine di garantire l'equilibrio energetico al termine di ogni giornata e non portare il sistema di accumulo alla totale scarica, essendo il contributo da parte della fonte rinnovabile di minore entità.

Analogamente a quanto fatto nella simulazione precedente, si riportano gli andamenti di SOC, tensione di batteria interna e ai morsetti, corrente di batteria, energia scambiata ai morsetti confrontata con le perdite ed, infine, l'andamento delle perdite durante la scarica e la carica, per il calcolo del rendimento. Si nota

facilmente che ogni grandezza rappresentata assume un certo grado di discontinuità a causa del continuo cambio di modalità operativa del sistema di accumulo per sopperire alle fluttuazioni della fonte rinnovabile e della conseguente continua inversione della corrente di batteria, ben rappresentata in figura 7.12.

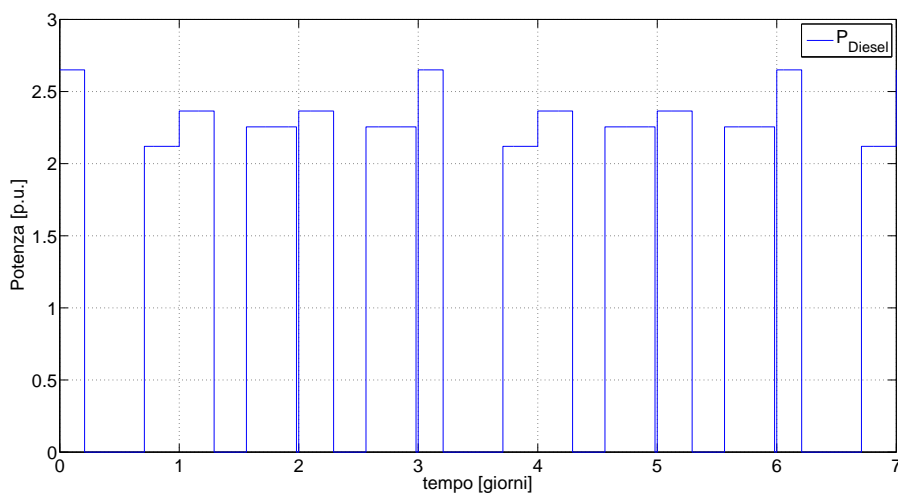


Figura 7.10: Andamento della potenza erogata dal generatore diesel durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR.

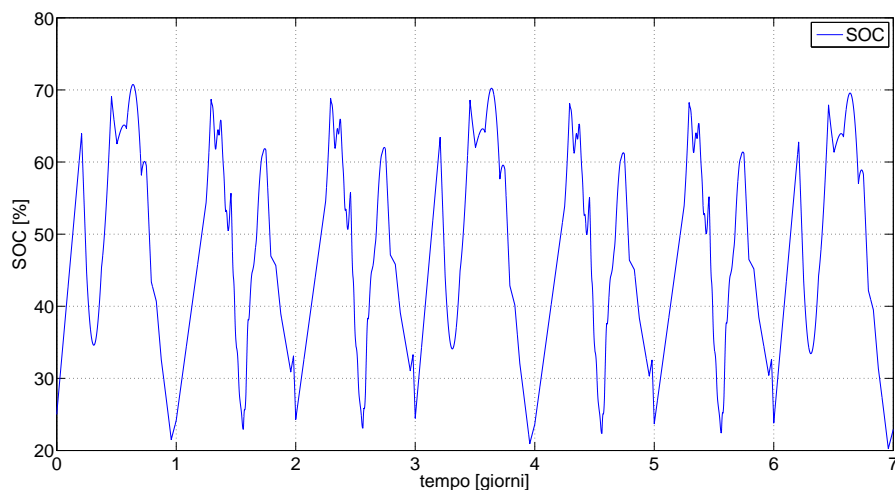


Figura 7.11: Andamento dello stato di carica della batteria durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR.

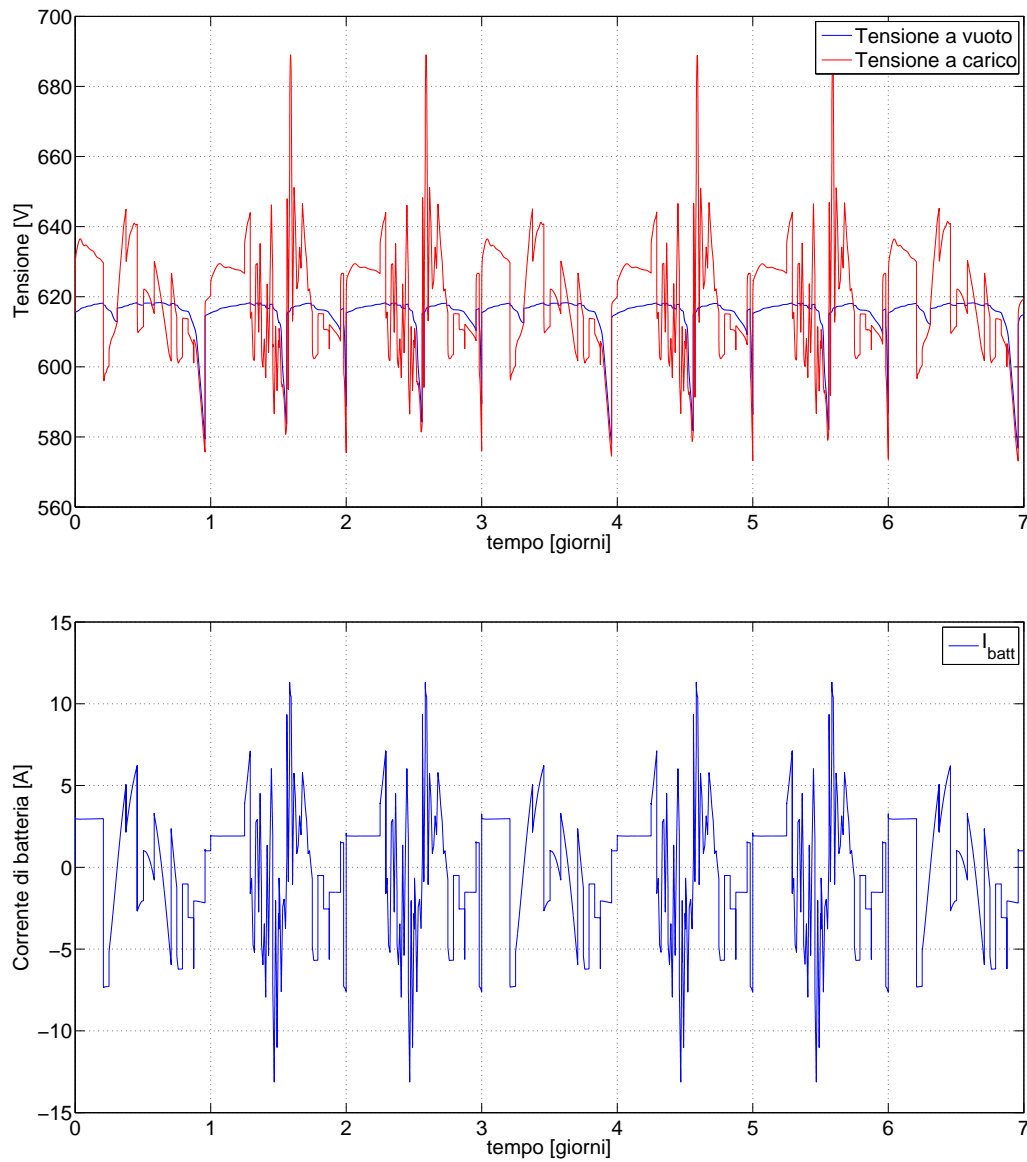


Figura 7.12: Andamento di tensione interna e ai morsetti (sopra) e corrente di batteria (sotto) durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR.

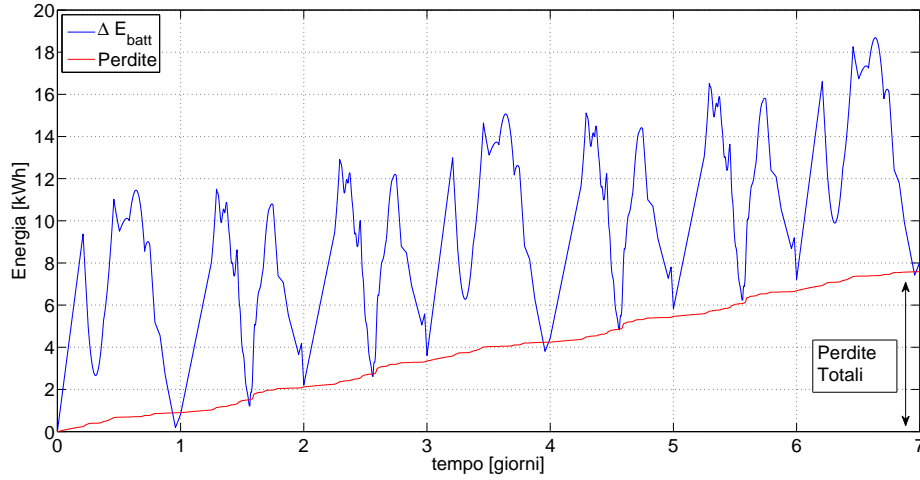


Figura 7.13: Energia in transito ai morsetti di batteria confrontata con l'energia dissipata durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR.

L'efficienza del sistema misurata in questa seconda simulazione, a parità di profilo di potenza richiesta dai carichi della microgrid ma con una forte discontinuità nel profilo di carico della fonte rinnovabile, è leggermente inferiore al caso precedente, come si può vedere nelle seguenti relazioni.

$$\eta_{carica} = \frac{E_{int}}{E_{mors (in)}} \cdot 100 = 96,8\% \quad (7.6)$$

$$\eta_{scarica} = \frac{E_{mors (out)}}{E_{int}} \cdot 100 = 98,0\% \quad (7.7)$$

$$\eta_{globale} = \eta_{carica} \cdot \eta_{scarica} = \frac{E_{mors (out)}}{E_{mors (in)}} \cdot 100 = 94,8\% \quad (7.8)$$

Si tratta comunque di valori elevati di rendimento che lasciano intendere come questa tecnologia di accumulo sia adeguata nella realizzazione di sistemi energy storage all'interno di microgrid.

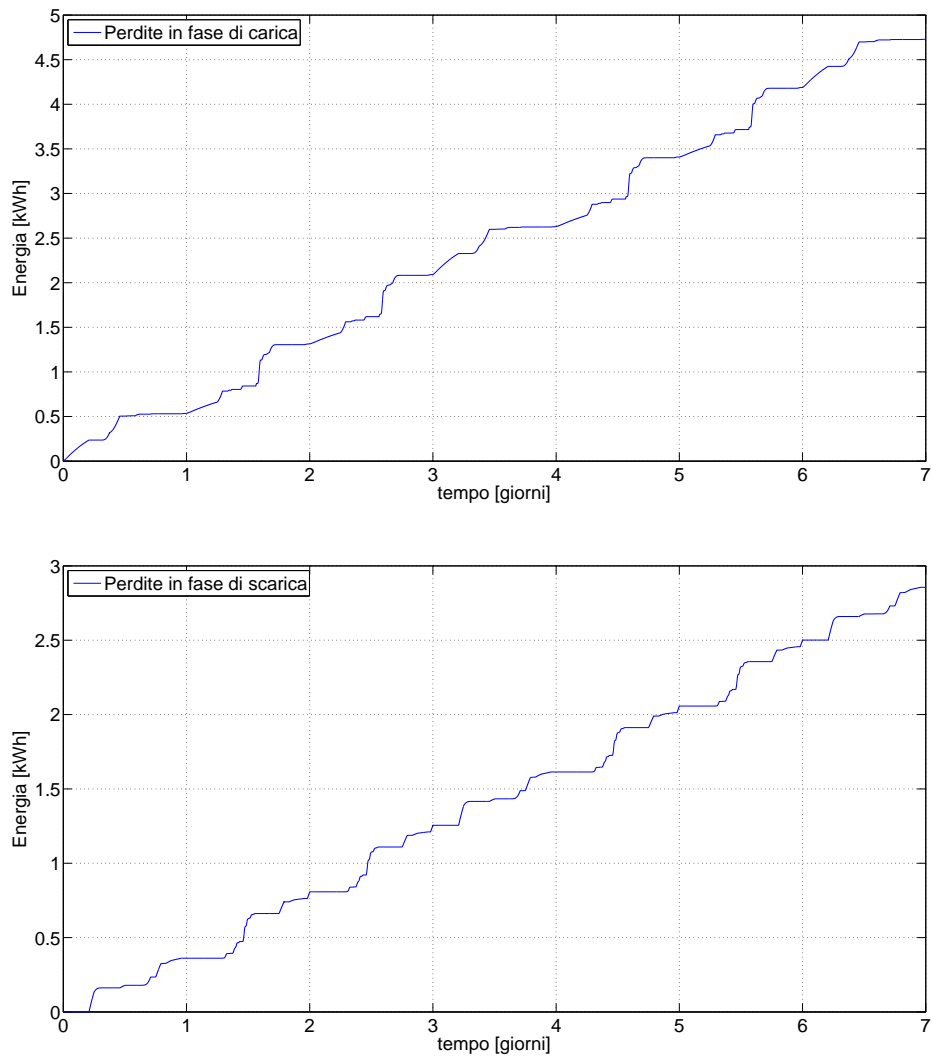


Figura 7.14: Perdite calcolate nelle fasi di carica (sopra) e scarica (sotto) durante la simulazione con andamento perturbato della potenza da FR.

Le considerazioni sui rendimenti effettuate fin'ora vengono sintetizzate nel seguente grafico di figura 7.15 in cui si riportano gli andamenti delle perdite di batteria calcolate nelle due diverse simulazioni, maggiori nel caso di funzionamento fortemente discontinuo da parte dell'accumulatore.

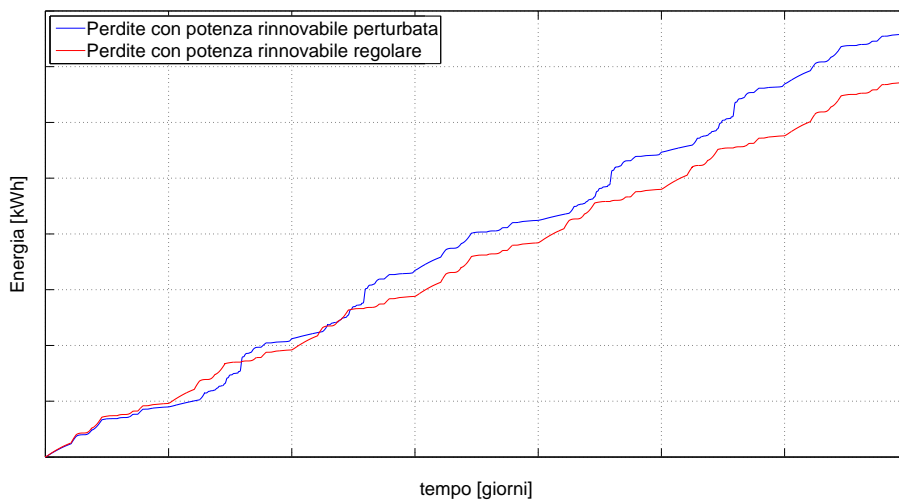


Figura 7.15: Energia dissipata da parte dell'accumulatore nelle due diverse simulazioni.

Capitolo 8

Conclusioni

Il modello realizzato nella presente attività di tesi ben descrive il comportamento della batteria ZEBRA all'interno dell'intervallo di stato di carica compreso tra il 20 e il 75%, come si è dimostrato nella fase di validazione dello stesso. Il confronto tra le misure della carica transitata a monte e a valle dell'impedenza interna ha dimostrato una efficienza Coulombiana unitaria, risultato che rispecchia le caratteristiche nominali della batteria dichiarate dalla casa produttrice.

Bisogna ricordare che, come accade solitamente nell'attività di modellazione, il modello elaborato non riproduce la realtà in maniera perfetta ma con un certo margine di errore, che si accentua in prossimità dei limiti massimi e minimi di SOC della batteria. La grandezza di stato considerata per la descrizione dei parametri è quella dello stato di carica, tralasciando la dipendenza degli stessi rispetto la temperatura a causa di ragioni tecniche che non hanno permesso il controllo di tale grandezza in fase sperimentale. Infine, nel calcolo dei rendimenti non si è tenuto conto dell'energia eventualmente spesa per il mantenimento in temperatura degli accumulatori, funzione gestita dal sistema di controllo esterno della batteria e per questo non controllabile e difficilmente valutabile in sede sperimentale.

Le simulazioni effettuate utilizzando il modello integrato di batteria e microgrid nella seconda parte del lavoro hanno dimostrato un elevato rendimento da parte dell'accumulatore. Queste considerazioni portano ad affermare che la tecnologia presa in esame ben si presta ad eseguire il servizio di energy storage in un contesto di microrete in isola ad elevata penetrazione di generatori a fonte rinnovabile.

E' stata notata una lieve differenza di efficienza a seconda della discontinuità del profilo di carico che il sistema energy storage doveva seguire, con valori minori nel caso di forte aleatorietà della potenza.

Una possibile soluzione a questo inconveniente, poco significativo nel nostro caso dove la corrente di batteria in gioco non era così rilevante ma che potrebbe diventare importante nel caso di regimi di utilizzo discontinuo più intensi, potrebbe essere fornita da un ipotetico sistema di accumulo in grado di accoppiare alla batteria ZEBRA un dispositivo *power intensive*, come un accumulatore a supercondensatori o a volano, il quale entrerebbe in azione al manifestarsi delle fluttuazioni della potenza, garantendo alla batteria un profilo di carico il più regolare possibile e un rendimento superiore.

Diverse pubblicazioni scientifiche riportano come sia possibile, mediante l'utilizzo di modelli termici dell'accumulatore integrati a modelli analoghi a quello ricavato con questo lavoro di tesi, effettuare un'attività di monitoraggio dello stato di degrado della batteria durante le simulazioni. In particolare è stato messo in evidenza per la tecnologia agli ioni di litio che esiste una stretta relazione tra l'invecchiamento dei materiali che costituiscono gli elettrodi e gli stress termici causati da regimi di utilizzo troppo intensi.

Come già accennato, anche la tecnologia ZEBRA è sensibile agli eccessivi stress termici in quanto l'elettrolita solido potrebbe incorrere in fratture o rotture complete, con il conseguente fuori uso della cella interessata dal dannoso fenomeno. Lo sviluppo di un modello termico capace di descrivere l'andamento della temperatura rispetto al regime di funzionamento dell'accumulatore potrebbe permettere di capire se durante la simulazione di una particolare condizione di lavoro esiste il rischio di danneggiare la batteria. Tale modello potrebbe venire integrato a quello realizzato in questo lavoro di tesi, mediante il quale è possibile calcolare correnti e perdite di batteria durante le simulazioni, grandezze di partenza per la stima dell'evoluzione della temperatura interna e il calcolo dello stato di degrado dell'accumulatore. Utilizzando un simile modello integrato sarebbe quindi possibile evitare in maniera preventiva di danneggiare l'accumulatore a seguito di regimi di utilizzo troppo intensi.

Bibliografia

- [1] P. Asmus, T. Embury, M. Lawrence, “ Microgrid Deployment Tracker 2Q14. Research Report”, Navigant Research Institute, 2014.
- [2] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2012”, Cap. 18: “Measuring progress towards energy for all”, International Energy Agency, 2012.
- [3] C. Marnay, G. Venkataramanan, “ Microgrids in the evolving electricity generation and delivery infrastructure”, Power Engineering Society General Meeting 2006, IEEE, 2006.
- [4] S. Inage, “Prospects for large scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids”, International Energy Agency, 2009.
- [5] M. Bressan, “Tecniche innovative per l’accumulo di energia elettrica”, Tesi di laurea triennale, Padova, 2011.
- [6] A. Ter-Gazarian, “*Energy Storage for Power Systems*”, London (UK), Redwood Books, 1994.
- [7] Y. Brunet, *Energy Storage*, London (UK), ISTE and John Wiley & Sons, 2011.
- [8] M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo, “Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate”, Report Ricerca di Sistema Elettrico, Settembre 2011.
- [9] Ricerca di Sistema Elettrico, “*L’accumulo di energia elettrica*”, Milano, Il Melograno Editore, 2011.

-
- [10] FIAMM S.p.A., “Bulk Energy Storage System - FIAMM Spring3. Technical Proposal”, FIAMM S.p.A., 2012.
- [11] C. Dustmann, “Advances in ZEBRA Batteries”, *Journal of Power Sources*, 127 85-92, 2004.
- [12] H. Böhm, G. Beyermann, “ZEBRA batteries, enhanced power by doping”, *Journal of Power Sources*, 84 270-274, 1999.
- [13] J. L. Sudworth, “The sodium/nickel chloride (ZEBRA) battery”, *Journal of Power Sources*, 100 149-163, 2001.
- [14] T. M. O’Sullivan, C. M. Bingham, R. E. Clark, “Zebra Battery Technologies for the All Electric Smart Car”, International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM 2006), Taormina, 23-26 Maggio 2006.
- [15] I. Rexed, M. Behm, G. Lindbergh, “Modelling of ZEBRA batteries”, School of chemical science and applied electrochemistry (Royal Institute of Technology), Stoccolma (SW), 2006.
- [16] A. M. Jarushi, “Analysis and modelling of energy sources combinations for electric vehicles”, PhD thesis (University of Manchester), 2010.
- [17] E. Micolano, A. Buonarota, C. Bossi, “Sviluppo di modelli di sistemi di accumulo di tipo tradizionale ed avanzato per impieghi nella GD al fine della loro rappresentazione nell’interfacciamento con la rete elettrica e della stima dello stato di carica on-line”, CESI (Working Report), 2005.
- [18] M. Knauff, J. McLaughlin, C. Dafis, D. Niebur, P. Singh , H. Kwatny, C. Nwankpa, “Simulink Model of a Lithium-Ion Battery for the Hybrid Power System Testbed”, ASNE Intelligent Ships Symposium, Philadelphia (USA), Maggio 2007.
- [19] F. Niedermayr, “Akku4future Report for Workpackage 2”, Fraunhofer Italia, 01/08/2013.

-
- [20] F. Niedermayr, “Akku4future Report for Workpackage 3/4”, Fraunhofer Italia, 10/02/2014.
- [21] ASI-Nidec S.p.A., “Microrete in isola per distribuzione energia elettrica dotata di PMS per controllo di generatori FER, di carichi ed interscambio con rete pubblica. Relazione tecnica”, ASI-Nidec S.p.A, Milano, 2012.
- [22] E. Micolano, Maria Broglia, Luigi Mazzocchi, C. Bossi, “Messa a punto di procedure per la gestione ottimizzata degli accumuli inseriti nella test facility di generazione distribuita”, CESI (Working Report), 2005.
- [23] Y. Saito, “Thermal behaviors of lithium-ion batteries during high-rate pulse cycling”, *Journal of Power Sources*, 146 770-774, 2005.