Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare
A.a. 2025/2026
Sessione di Laurea Marzo 2026

Misure dinamiche con carico capacitivo per la determinazione del circuito equivalente di batterie $LiFePO_4$

Relatore:
Prof. Filippo Spertino

Candidata:
Beatrice Giuliani
334326

Correlatori:
Prof. Gabriele Malgaroli
Ing. Maria Lara Travaglini

“Vincit qui patitur”

Indice

1 Le Comunità Energetiche Rinnovabili 3

1.1 Il paradigma all electric nelle comunità energetiche 5

1.2 La generazione fotovoltaica 6

1.3 Impianto fotovoltaico grid-connected 8

1.4 Sistemi di accumulo 12

2 Sistemi di accumulo elettrochimico 16

2.1 Principio di funzionamento di una batteria 17

2.2 Batterie piombo-acido 19

2.3 Batterie ad alta temperatura 20

2.3.1 Sodio-zolfo 20

2.3.2 Cloruro di sodio-nichel 21

2.3.3 Nichel-Cadmio 23

2.4 Batterie a flusso 23

2.4.1 Redox al vanadio 24

2.4.2 Zinco-bromo 25

2.5 Batterie agli ioni di Litio 26

2.5.1 Composizioni delle batterie Li-ion 27

2.5.2 Batteria al litio-ferro-fosfato 29

3. Modelli batterie 31

3.1 Modelli elettrochimici 32

3.1.1 Pseudo-Two-Dimensional model (P2D) 32

3.1.2 Single-Particle Model (SPM) 33

3.1.3 Single-Particle Model con elettrolita (SPMe) 34

3.2 Modelli circuitali 34

3.2.1 Modello R_{int} 35

3.2.2 Modello RC di Thévenin 35

3.2.3 Modello PNGV 37

3.2.4 Modello a doppia polarizzazione (DP) o modello 2RC 37

4. Laboratorio PVZEN del Politecnico di Torino 39

4.1 Struttura PV ZEN 39

4.2 Componenti 41

4.2.1 Moduli fotovoltaici 41

4.2.2 Sistema di accumulo 43

4.2.3 Inverter 45

4.2.4 Quadri elettrici DC e AC 47

4.2.5 Sistema di monitoraggio delle variabili ambientali 49

4.2.6 Edifici virtuali 50

4.2.7 Emulatori di carico 51

4.3 Configurazione e funzionamento 52

5. Sistema di misura e setup sperimentale 56

5.1 Componenti del sistema di misura 57

5.1.1 Batteria $LiFePO_4$ 57

5.1.2 Scheda di acquisizione dati (DAQ) 57

5.1.3 Oscilloscopio digitale 58

5.1.4 Sonda differenziale di tensione 60

5.1.5 Pinza di corrente 61

5.1.6 Accessori di collegamento 62

5.1.7 Carico capacitivo 63

5.2 Configurazione setup di misura 64

5.2.1 Procedura di misura 65

6. Analisi dei risultati sperimentali e sviluppo del modello equivalente 68

6.1 Modello elettrico equivalente 70

6.1.1 Modello equivalente batteria agli ioni di Litio 71

6.1.2 Modello equivalente sonda di corrente e cavi di collegamento 76

6.1.3 Modello equivalente del condensatore reale 77

6.2 Implementazione modello in ambiente Simulink 81

7. Validazione sperimentale del modello 86

7.1 Confronto tra curve sperimentali e simulate 86

7.2 Applicazione del modello sviluppato alle altre batterie 88

Indice delle figure

Figura 1.1 Flussi energetici e economici in una CER 4

Figura 1.2 Effetto fotovoltaico in una giunzione P-N 8

Figura 1.3 Schema impianto fotovoltaico grid connected 10

Figura 1.4 Duck curve 12

Figura 1.5 Confronto sistemi di accumulo in funzione della potenza nominale e del tempo di scarica 15

Figura 2.1 Geometrie costruttive delle celle elettrochimiche 17

Figura 2.2 Componenti chiave di una batteria 18

Figura 2.3 Schema chimico batteria piombo-acido 20

Figura 2.4 Processo di carica e scarica batteria $NaNiCl_2$ 22

Figura 2.5 Schema batteria redox al vanadio 25

Figura 2.6 Confronto tra le diverse tecnologie di batterie Li-ion 28

Figura 3.1 Schema modello P2D 33

Figura 3.2 Schema modello SMP 34

Figura 3.3 Modello Rint 35

Figura 3.4 Modello RC 36

Figura 3.5 Modello PNGV 37

Figura 3.6 Modello DP o 2RC 38

Figura 4.1 Struttura laboratorio PVZEN 41

Figura 4.2 Posizionamento dei moduli sul terrazzo del laboratorio PVZEN 42

Figura 4.3 Posizionamento dei moduli del quarto generatore fotovoltaico 43

Figura 4.4 Modulo da 2,4 kWh 43

Figura 4.5 Un BESS del PVZEN 44

Figura 4.6 Sistema di accumulo centralizzato con inverter dedicato 45

Figura 4.7 Inverter monofase 46

Figura 4.8 Lato posteriore dell'inverter 46

Figura 4.9 Quadro DC installato nel PVZEN 47

Figura 4.10 Quadri AC installati nel PVZEN 49

Figura 4.11 Emulatore edifici del laboratorio PVZEN 52

Figura 4.12 Configurazione "a cascata" 53

Figura 4.13 Configurazione in parallelo 54

Figura 5.1 Scheda di acquisizione National Instruments USB-6251 58

Figura 5.2 Sonda differenziale Sapphire SI-9002 60

Figura 5.3 Pinza di corrente Hioki 3285 Clamp AC/DC 61

Figura 5.4 Accessori utilizzati per i collegamenti nel setup di misura 62

Figura 5.5 Carico capacitivo 63

Figura 5.6 Configurazione setup di misura 64

Figura 5.7 Configurazione oscilloscopio digitale 66

Figura 5.8 Flowchart per la procedura adottata per le misurazioni 67

Figura 6.1 Transitori di carica del condensatore esterno mediante la batteria 69

Figura 6.2 Modello elettrico circuito sperimentale 70

Figura 6.3 Procedura di sviluppo del modello equivalente generalizzato per celle LFP 72

Figura 6.4 Coefficiente chimico caratteristico in funzione della temperatura 74

Figura 6.5 Circuito equivalente completo di un condensatore 78

Figura 6.6 Andamento dell'impedenza di un condensatore reale in funzione della frequenza 81

Figura 6.7 Modello semplificato condensatore reale 81

Figura 6.8 Schema del modello implementato in Simulink 82

Figura 7.1 Confronto tra risultati sperimentali e simulati: andamento della corrente che scorre nel circuito (in alto) e della tensione ai capi del condensatore (in basso) 86

Figura 7.2 Confronto tra curve sperimentali e simulate per la batteria n.1 89

Figura 7.3 Confronto tra curve sperimentali e simulate per la batteria n. 2 90

Figura 7.4 Confronto tra curve sperimentali e simulate per la batteria n.2 con parametri del modello riadattati 91

Indice delle tabelle

Tabella 1 Caratteristiche tecniche modulo Pylontech US2000 44

Tabella 2 Caratteristiche tecniche sonda tensione Sapphire SI-9002 61

Tabella 3 Parametri utilizzati nel modello Simulink 83

Tabella 4 Confronto tra errori normalizzati per le diverse batterie 90

Tabella 5 Confronto dei parametri che variano nel modello e variazione percentuale rispetto alla batteria di riferimento 92

Introduzione

La crescente domanda di energia, unita alla necessità di ridurre le emissioni climalteranti, ha accelerato la diffusione delle tecnologie basate su fonti rinnovabili. Tra queste, l'energia solare fotovoltaica si è affermata come una delle soluzioni più promettenti grazie alla sua sostenibilità, modularità e assenza di emissioni dirette. Tuttavia, la natura intermittente e non programmabile delle generazione rinnovabile introduce nuove criticità nella gestione del sistema elettrico, rendendo necessario lo sviluppo di soluzioni in grado di garantire flessibilità, stabilità e continuità del servizio.

In questo scenario, i sistemi di accumulo, in special modo quelli di tipo elettrochimico, assumono un ruolo sempre più rilevante. Essi consentono, infatti, di disaccoppiare temporalmente produzione e consumo di energia, contribuendo alla stabilizzazione della rete, all'incremento dell'autoconsumo locale e alla gestione più efficiente dei flussi energetici. La corretta caratterizzazione delle prestazione delle batterie risulta fondamentale per stimare in modo affidabile i flussi di potenza scambiati, soprattutto all'interno di configurazioni complesse quali le comunità energetiche rinnovabili (CER), dove coesistono generatori distribuiti, carichi e sistemi di accumulo.

La presente tesi si inserisce nel contesto delle attività di ricerca e sviluppo condotte all'interno del laboratorio PVZEN del Politecnico di Torino. Il laboratorio emula una microrete sperimentale e costituisce una piattaforma avanzata per l'analisi congiunta dei sistemi di generazione, accumulo e gestione dell'energia elettrica. Al suo interno sono installati tre sistemi di accumulo, ognuno con una capacità di 9,6 kWh, costituiti da 4 moduli di batterie litio-ferro-fosfato collegati in parallelo, per una capacità complessiva pari a 28,8 kWh. E' inoltre presente un sistema di accumulo centralizzato con capacità nominale pari a 56,7 kWh.

L'attività svolta si articola in una prima fase sperimentale, finalizzata alla caratterizzazione di ogni sistema di accumulo con capacità da 9,6 kWh, mediante la realizzazione di un apposito setup di misura per l'acquisizione dei dati operativi, seguita da una successiva fase di modellazione e simulazione realizzata in ambiente Simulink. L'obiettivo principale del lavoro consiste nell'elaborazione di un modello elettrico

equivalente capace di descrivere con elevata accuratezza il comportamento dinamico delle batterie, consentendo di riprodurne le principali caratteristiche elettriche.

Il modello maggiormente diffuso in letteratura per la rappresentazione delle batterie è il modello equivalente di Thévenin con due rami RC, ampiamente utilizzato per il buon compromesso tra semplicità e accuratezza. Tale modello è generalmente calibrato per descrivere transitori lenti, risultando meno efficace a catturare gli effetti parassiti e le dinamiche più rapide osservate durante la campagna sperimentale. Per questo motivo, nel presente lavoro è stato ipotizzato un modello equivalente esteso, basato sull'introduzione di un terzo ramo RC, al fine di migliorare la rappresentazione dei transitori veloci. Inoltre è stata inserita un induttanza interna della batteria per tener conto degli effetti parassiti. Il modello proposto è stato infine validato sperimentalmente.

Capitolo 1

1 Le Comunità Energetiche Rinnovabili

Le comunità energetiche rappresentano una risposta innovativa alle sfide poste dalla transizione energetica. Il termine “comunità energetica” identifica un’aggregazione di utenti che cooperano per produrre, consumare, condividere e gestire energia proveniente prevalentemente da fonti rinnovabili, con lo scopo di ridurre la dipendenza dalle fonti fossili e promuovere un futuro sostenibile. Si tratta di una configurazione di autoconsumo diffuso, fondata sulla condivisione virtuale dell’energia elettrica, tra soggetti localizzati all’interno di uno stesso perimetro della rete di distribuzione.

A differenza del modello tradizionale, in cui il consumatore finale riveste un ruolo passivo, le comunità energetiche (CE) introducono la figura del prosumer, ovvero un soggetto che assume simultaneamente il ruolo di produttore e consumatore di energia. Il prosumer quindi costituisce un nodo distribuito della reta elettrica che può modificare il profilo temporale e fornire flessibilità al sistema. Questo approccio consente di valorizzare la generazione distribuita, ridurre le perdite di rete e aumentare l’autoconsumo locale dell’energia prodotta, rendendo il sistema più resiliente e decentralizzato.

Il quadro normativo europeo, delineato dal Clean Energy Package e dai successivi provvedimenti attuativi, ha riconosciuto formalmente le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), definendone i perimetri operativi e i meccanismi di incentivazione specifici basati sulla condivisione di energia su base oraria..

Dal punto di vista energetico e di sistema, le CER consentono un utilizzo più efficiente delle risorse rinnovabili, contribuendo alla riduzione delle perdite di rete e al contenimento dei picchi di domanda. L’incentivazione dell’energia condivisa su base temporale stimola inoltre una maggiore correlazione tra profili di generazione e di carico, incentivando comportamenti di consumo più flessibili e compatibili con la produzione non programmabile.

Oltre agli aspetti strettamente tecnici, il modello delle comunità energetiche presenta ricadute economiche e sociali che risultano strettamente connesse alle scelte progettuali e gestionali. In particolare, la riduzione dei costi energetici per gli utenti finali e la redistribuzione dei benefici economici all'interno della comunità possono contribuire al contrasto della povertà energetica, mentre la realizzazione di impianti e infrastrutture locali favorisce lo sviluppo del territorio e il coinvolgimento di attori pubblici e privati. [1]

In questo contesto, le CER si configurano come un modello integrato di sistema energetico distribuito, nel quale le dimensioni ambientale, economica e sociale sono il risultato diretto di scelte tecnologiche, di controllo e di regolazione. Pertanto, l'analisi delle comunità energetiche non può prescindere da un approccio ingegneristico sistemico, capace di valutare congiuntamente prestazioni energetiche, sostenibilità economica e impatti sul territorio.

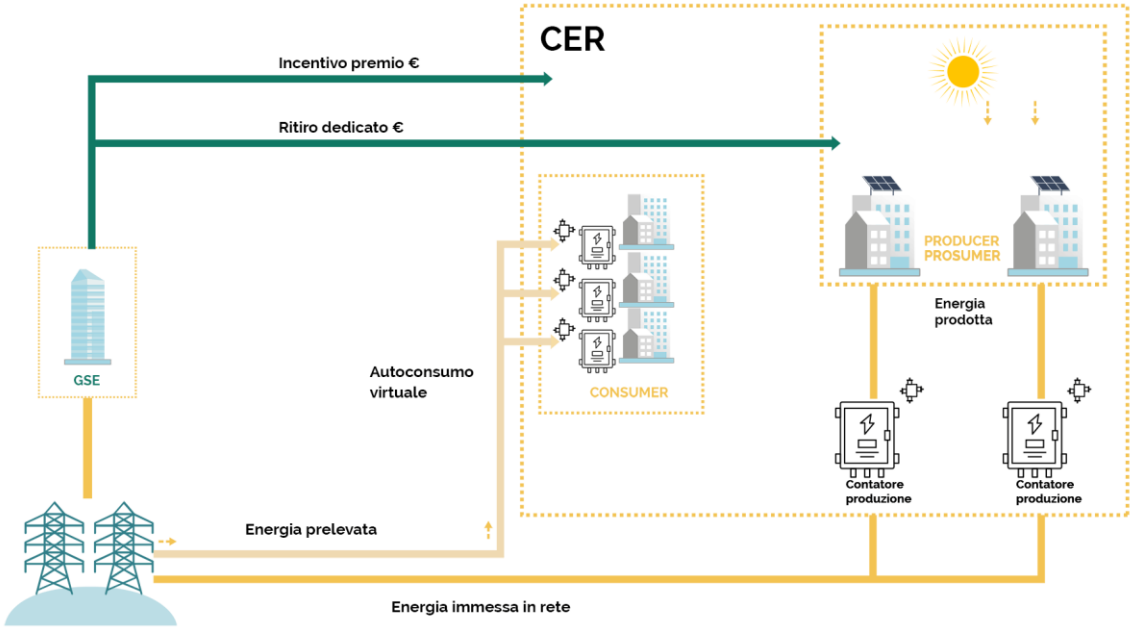


Figura 1.1 Flussi energetici e economici in una CER

1.1 Il paradigma all electric nelle comunità energetiche

Il paradigma all-electric si basa sulla progressiva elettrificazione dei consumi finali e sulla sostituzione dei vettori energetici fossili con energia elettrica prodotta prevalentemente da fonti rinnovabili, configurando l'elettricità come vettore energetico dominante nei sistemi del futuro.[2].

La differenza tra Comunità Energetica Rinnovabile (CER) tradizionale e CER "all-electric" non attiene alla configurazione giuridica, che rimane identica nel quadro normativo definito dalla Unione Europea e recepito in Italia dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, bensì alla struttura tecnico-energetica del sistema e al grado di elettrificazione dei consumi finali. Nella CER tradizionale la generazione rinnovabile è prevalentemente elettrica (tipicamente fotovoltaica), ma i fabbisogni termici restano coperti in larga parte da combustibili fossili, configurando un sistema multi-vettore composto da elettricità e gas in cui l'autoconsumo collettivo è limitato dal disallineamento temporale tra produzione e domanda e l'efficienza globale dipende anche dal rendimento dei generatori termici convenzionali. Al contrario, in una CER all-electric si realizza un'elettrificazione integrale dei carichi trasformando la comunità in un sistema mono-vettore elettrico integrato, nel quale la produzione rinnovabile locale alimenta sia usi elettrici sia termici con elevata efficienza exergetica. Tale configurazione incrementa l'autoconsumo istantaneo, la quota di energia condivisa su base oraria e la flessibilità operativa grazie all'integrazione di sistemi di accumulo e strategie di demand response, pur comportando maggiori esigenze di coordinamento gestionale e adeguamento infrastrutturale della rete. In sintesi, mentre la CER tradizionale ottimizza principalmente la produzione elettrica rinnovabile, la CER all-electric rappresenta una trasformazione sistemica dell'assetto energetico locale, finalizzata alla decarbonizzazione completa dei consumi finali e alla massimizzazione dell'integrazione tra generazione distribuita e domanda elettrificata.

L'evoluzione delle comunità energetiche è strettamente legata al concetto di smart grid, ovvero un'infrastruttura di rete elettrica intelligente e interconnessa per il mantenimento di un equilibrio dinamico tra la produzione e il consumo di energia da fonti rinnovabili, condizione imprescindibile per garantire la stabilità del sistema elettrico e la sostenibilità nel lungo periodo. La sicurezza e l'affidabilità della smart grid sono garantite dall'impiego di

tecnologie digitali avanzate, che permettono il monitoraggio e il controllo in tempo reale dei flussi di energia, della produzione e dei consumi all'interno della comunità. Questi sistemi favoriscono uno scambio strutturato con il gestore della rete di distribuzione locale, garantendo una gestione più efficiente e coordinata del sistema elettrico.[3]

1.2 La generazione fotovoltaica

Il fotovoltaico è identificato come la tecnologia cardine per la produzione locale di energia elettrica da fonti rinnovabili e quindi per lo sviluppo delle comunità energetiche. La sua diffusione è favorita da caratteristiche intrinseche quali l'elevata modularità, la scalabilità e la facilità di integrazione in ambienti urbani ed extraurbani.[4] Gli impianti fotovoltaici consentono di produrre energia in prossimità dei punti di consumo, riducendo le perdite di rete e favorendo l'autoconsumo locale. Tale aspetto assume un ruolo centrale nei meccanismi di condivisione dell'energia previsti dal quadro normativo europeo e nazionale, che valorizzano l'energia prodotta e consumata all'interno della comunità nella medesima fascia oraria. [5].

I sistemi fotovoltaici convertono l'energia solare in energia elettrica mediante l'effetto fotovoltaico, con rendimenti di conversione compresi indicativamente tra il 6% e il 23% a seconda della tecnologia. La fonte primaria di energia è la radiazione solare, caratterizzata dall'irradianza G, definita come la potenza radiante incidente per unità di superficie [W/m^2]. Attraversando l'atmosfera terrestre, la radiazione subisce fenomeni di attenuazione per riflessione, diffusione e assorbimento. Alla superficie terrestre si distinguono tre contributi: radiazione diretta G_b (≈1000 W/m² in condizioni standard), radiazione diffusa G_d (che rappresenta circa il 20% in condizioni di cielo sereno, mentre è la porzione prevalente nel caso di cielo coperto) e radiazione riflessa G_a o albedo, dipendente dal coefficiente di riflessione del suolo. L'irradianza globale G_g è pertanto esprimibile come:

$$G_g = G_b + G_d + G_a \tag{1.1}$$

Le celle fotovoltaiche sono composte prevalentemente da Silicio, un semiconduttore caratterizzato da un energy-gap E_g tra banda di valenza e banda di conduzione intermedia. La cella solare è assimilabile a un diodo a giunzione P-N di grandi dimensioni, ottenuta

tramite drogaggio controllato del materiale: il lato P (drogato, ad esempio, con boro) presenta un'elevata concentrazione di lacune, mentre il lato N (drogato, ad esempio, con fosforo) presenta elettroni liberi come portatori maggioritari. Alla giunzione tra le due regioni gli elettroni si spostano dalla regione N verso la regione P, viceversa le lacune. Si forma così una regione di svuotamento (depletion region), caratterizzata da cariche fisse e da un campo elettrico interno, il quale da origine a una corrente di deriva I_{drift} , contraria alla corrente di diffusione I_{diff}. In presenza di illuminazione solare, la giunzione P-N manifesta l'effetto fotovoltaico. I fotoni assorbiti dal semiconduttore trasferiscono energia agli elettroni, promuovendoli dalla banda di valenza a quella di conduzione e generando coppie elettrone-lacuna. L'energia di un fotone dipende dalla lunghezza d'onda attraverso l'equazione:

$$E_{ph} = \frac{h \cdot c}{\lambda} \tag{1.2}$$

dove:

- E_{ph} è l'energia del fotone [J]
- h è la costante di Planck [J/s]
- c è la velocità della luce [m/s]
- λ è la lunghezza d'onda [m]

Solo i fotoni con energia superiore al bandgap del materiale possono produrre tali coppie. I portatori generati vengono separati dal campo elettrico interno della regione di svuotamento: gli elettroni sono spinti verso la regione N e le lacune verso la regione P. Questo moto ordinato dà origine a una corrente fotogenerata (I_{ph}), che costituisce il principio di funzionamento della cella fotovoltaica e della produzione di energia elettrica.

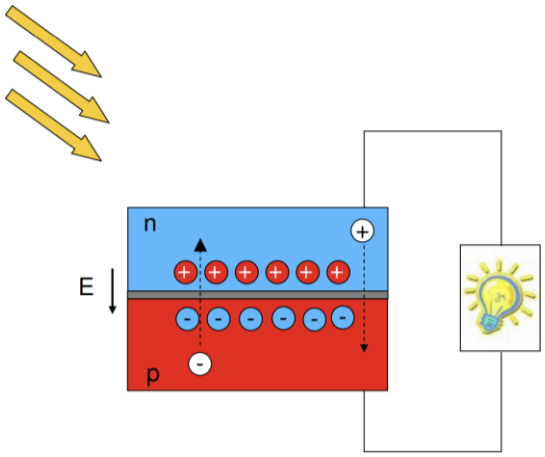


Figura 1.2 Effetto fotovoltaico in una giunzione P-N

1.3 Impianto fotovoltaico grid-connected

Un impianto fotovoltaico collegato alla rete può essere analizzato come un nodo di potenza in cui si applica un bilancio istantaneo governato dalle leggi di Kirchhoff.

I moduli fotovoltaici, costituiti da celle fotovoltaiche, vengono connessi in serie o in parallelo per formare un campo fotovoltaico. La potenza continua generata dipende dall'irradianza $G(t)$ e dalla temperatura della cella T_c attraverso la relazione:

$$P_{DC}(t) = \eta_{mod}(T_c)G(t)A_{tot} \tag{1.3}$$

dove:

- $\eta_{mod}(T_c)$ è l'efficienza dei moduli fotovoltaici che dipende dalla temperatura della cella T_c
- $G(t)$ è l'irradianza [W/m^2]

- A_{tot} è l'area attiva complessiva [m^2]

I moduli fotovoltaici sono collegati ad un inverter DC-AC che converte la potenza continua in potenza alternata sinusoidale sincronizzata con la rete.

$$P_{AC}(t) = \eta_{inv} P_{DC}\,(t) \tag{1.4}$$

dove:

- η_{inv} è l'efficienza di conversione dell'inverter.

A valle dell'inverter è connesso un nodo elettrico domestico, sul quale insistono i carichi $P_{load}(t)$, modellati come potenza variabile nel tempo. Il bilancio di potenza istantaneo al nodo può essere espresso come:

$$P_{AC}(t) = P_{load}(t) + P_{grid}(t) \tag{1.5}$$

Un contatore bidirezionale (net meter) misura separatamente l'energia prelevata e quella immessa. Dalla (1.5) si ricava che:

$$P_{grid}(t) = P_{AC}(t) - P_{load}(t) \tag{1.6}$$

si distinguono due casi:

- $P_{AC}(t) > P_{load}(t)$ quando si ha potenza immessa in rete, ovvero $P_{grid}(t) > 0$
- $P_{AC}(t) > P_{load}(t)$ quando si ha potenza prelevata dalla rete, ovvero $P_{grid}(t) < 0$.

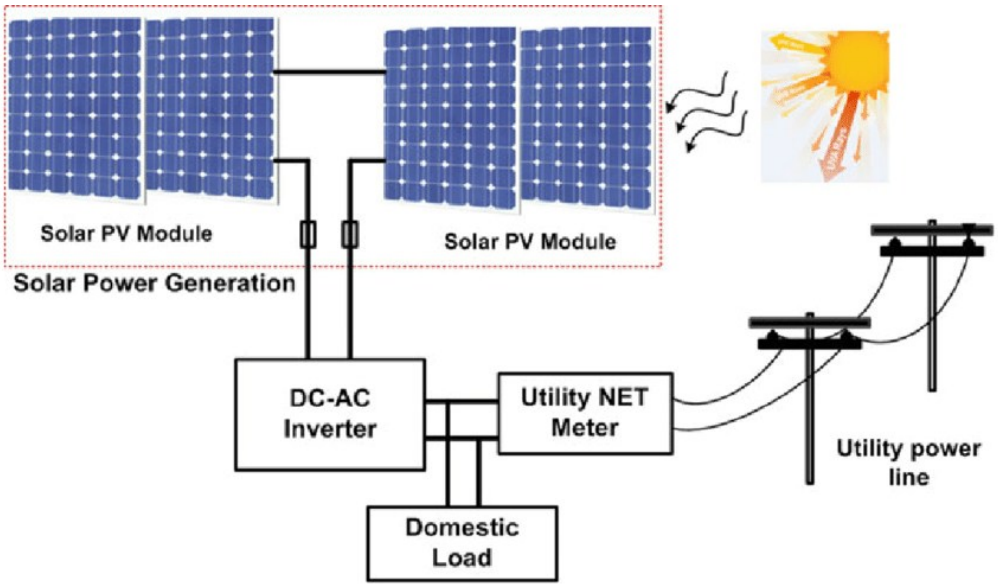


Figura 1.3 Schema impianto fotovoltaico grid connected

Nel sistema elettrico italiano, l'energia prelevata dalla rete ha un costo unitario superiore rispetto al valore riconosciuto per l'energia immessa, a causa della diversa struttura dei corrispettivi economici. L'energia prelevata viene fatturata dal fornitore al cliente finale includendo, oltre alla componente energia indicizzata al PUN (Prezzo Unico Nazionale), anche oneri di dispacciamento, trasporto, distribuzione, oneri generali di sistema e imposte. Il PUN è determinato nel Mercato del Giorno Prima (MGP) secondo il principio del prezzo marginale, per cui il prezzo è fissato dall'ultima unità di produzione necessaria a soddisfare la domanda. L'energia immessa in rete, invece, è valorizzata tramite i meccanismi gestiti dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), generalmente sulla base del prezzo zonale orario e senza le componenti tariffarie aggiuntive previste per il prelievo. Ne deriva un differenziale economico strutturale tra energia acquistata e ceduta, che rende conveniente massimizzare l'autoconsumo e l'impiego di sistemi di accumulo.

Un ulteriore aspetto di rilievo riguarda l'impatto della crescente penetrazione di generazione fotovoltaica sul funzionamento del sistema elettrico, in particolare sulla configurazione temporale della domanda netta. La domanda netta di energia elettrica è definita come:

$$P_{net}(t) = P_{load}(t) - P_{RES}(t) \tag{1.7}$$

dove:

- $P_{load}(t)$ è la domanda elettrica totale
- $P_{RES}(t)$ è la generazione da fonti energetiche rinnovabili non programmabili (principalmente fotovoltaico).

L'incremento della produzione da fonte solare, caratterizzata da non programmabilità e marcata variabilità diurna, determina una significativa alterazione del profilo orario della potenza residua richiesta agli impianti convenzionali. Tale fenomeno è comunemente rappresentato mediante la cosiddetta "Duck Curve", ovvero la curva che descrive l'andamento giornaliero della domanda netta in sistemi elettrici con elevata quota di generazione rinnovabile non programmabile. Essa evidenzia una marcata riduzione della domanda netta nelle ore centrali della giornata, dovuta all'elevata produzione fotovoltaica, seguita da un rapido incremento nelle ore serali, in corrispondenza della diminuzione della generazione solare e della crescita dei consumi elettrici.

Tale configurazione determina criticità operative rilevanti: elevati requisiti di rampa imposti alla generazione convenzionale, incremento della probabilità di sovra generazione e conseguente necessità di limitazione (curtailment) della produzione rinnovabile, maggiore volatilità dei prezzi nel mercato elettrico e riduzione del fattore di utilizzo degli impianti termoelettrici, con impatti sulla loro sostenibilità economica. Inoltre, la diminuzione della quota di macchine sincrone in esercizio può ridurre l'inerzia complessiva del sistema, aumentando la complessità nella regolazione di frequenza e tensione. In assenza di adeguate risorse di flessibilità (sistemi di accumulo, demand-response e generazione modulabile) tali effetti possono compromettere l'equilibrio tra sicurezza, affidabilità ed efficienza economica del sistema elettrico.[6]

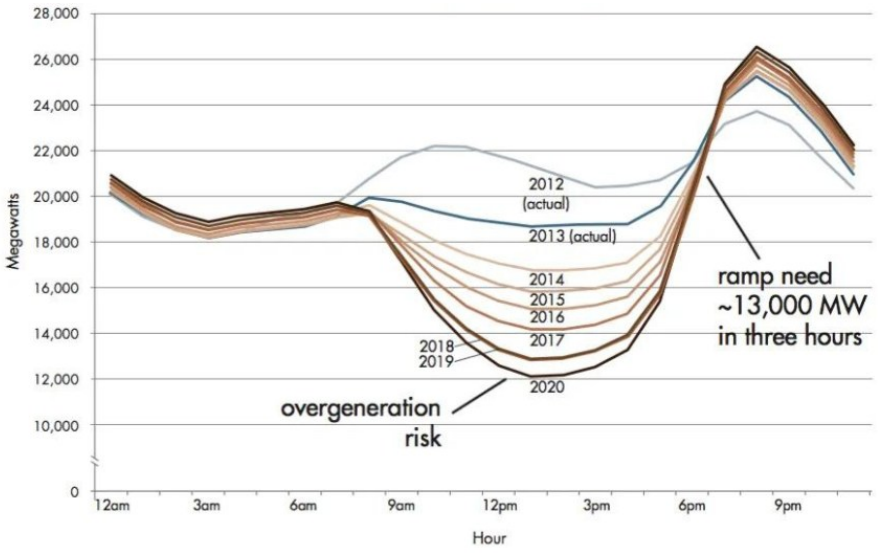


Figura 1.4 Duck curve

1.4 Sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo possono essere classificati in funzione del principio fisico di conversione e della tipologia di energia che il sistema è in grado di immagazzinare. Tale criterio di classificazione consente di distinguere le tecnologie di storage in base al meccanismo con cui l'energia elettrica viene trasformata, conservata e successivamente riconvertita per l'utilizzo finale. Secondo questa impostazione, i sistemi di accumulo si articolano nelle seguenti macro-categorie:

- termici, nei quali l'energia è immagazzinata sotto forma di calore sensibile, latente o termochimico;
- meccanici, che sfruttano energia potenziale o cinetica;
- chimici, basati sulla conversione dell'energia elettrica in vettori energetici attraverso processi chimici;
- elettrici, in cui l'energia è accumulata direttamente in campi elettrici o magnetici;
- elettrochimici, che impiegano reazioni redox reversibili per l'immagazzinamento e la successiva restituzione di energia elettrica.

La scelta della tecnologia di accumulo più idonea per una determinata applicazione deve essere effettuata valutando attentamente i parametri prestazionali richiesti dal contesto operativo. Tra questi, assumono particolare rilievo alcune grandezze fondamentali:

- la capacità nominale, indica la quantità massima di energia che un sistema può immagazzinare ed erogare. Viene espressa in [Ah] e si calcola come:

$$C = \int_0^{\Delta t} i(t)dt \tag{1.8}$$

  dove: dt è l'intervallo di tempo in cui si misura l'energia [h], $i(t)$ è la corrente che può variare nel tempo [A];
- l'energia, misurata in [Wh] che il sistema è in grado di fornire dallo stato di piena carica alla completa scarica e calcolabile tramite

$$E = \int_0^{\Delta t} i(t)V(t)dt \tag{1.9}$$

  dove: Δt è l'intervallo di tempo in cui si misura l'energia [h], $i(t)$ è la corrente che può variare nel tempo [A] e $v(t)$ è la tensione [V], anch'essa variabile nel tempo;
- l'efficienza energetica, o rendimento di carica-scarica, è definita come il rapporto tra l'energia restituita in fase di scarica e l'energia fornita per riportare il sistema allo stato iniziale di carica, è un parametro indicativo delle perdite interne e incide direttamente sull'economicità e sulla sostenibilità dell'impiego del sistema di accumulo;
- la densità energetica, parametro utile per confrontare diverse tecnologie di accumulo, indica la quantità di energia che può essere immagazzinata per unità di massa o volume, si misura in [Wh/kg] o in [Wh/l];
- la durata di vita, individua il periodo di funzionamento dell'accumulatore fino al momento in cui le sue prestazioni scendono al si sotto di una soglia operativa accettabile;
- lo "State of Charge" (SoC [%]), ovvero lo stato di carica, rappresenta la quantità di carica residua presente nell'accumulatore rispetto a un valore di riferimento, solitamente coincidente con la capacità nominale;
- la "Depth of Discharge" (DoD([%]), ovvero la profondità di scarica, rappresenta la percentuale dell'accumulatore che è stata scaricata ed è legata allo SoC tramite la seguente equazione:

$$DoD\% = 100\% - SoC\% \tag{1.10}$$

Infine, nella valutazione complessiva di una tecnologia di accumulo, assumono un ruolo determinante anche gli aspetti economici, in particolare il costo specifico per unità di energia (€/kWh) e il costo specifico per unità di potenza (€/kW), parametri fondamentali per analizzare la competitività e la sostenibilità dell'investimento nel lungo periodo.

Oltre ai parametri prestazionali, la scelta di un sistema di accumulo dipende in modo determinante dalla specifica applicazione a cui è destinato. Le tecnologie vengono infatti selezionate in funzione del servizio richiesto: è possibile distinguere tra sistemi power-oriented e energy-orientied. I sistemi power-oriended sono progettati per applicazioni che richiedono elevati scambi di potenza per tempi molto brevi e sono caratterizzati da un numero di cicli di vita molto elevato, a fronte di una limitata capacità energetica; rientrano in questa categoria, ad esempio, i supercondensatori, i sistemi a volano e alcune tipologie di batterie agli ioni di litio progettate per alte correnti di carica e scarica. Al contrario, i sistemi energy-oriented sono sviluppati per immagazzinare grandi quantità di energia per periodi prolungati; tra le principali tecnologie si hanno le batterie elettrochimiche, gli impianti di pompaggio idroelettrico e i sistemi ad aria compressa (CAES).

Le principali applicazioni dei sistemi di accumulo possono essere ricondotte a tre macro-categorie. La prima comprende le applicazioni di brevissima durata, come il miglioramento della qualità della potenza, i sistemi UPS (Uninterruptible Power Supply) e il recupero di energia (ad esempio in frenata nei veicoli elettrici). La seconda categoria riguarda le applicazioni di supporto ai transitori di rete e di load shifting, finalizzate allo spostamento nel tempo dell'energia prodotta o consumata, con conseguente incremento dell'autoconsumo; è il settore oggi in maggiore espansione e include, ad esempio, i sistemi di accumulo abbinati a impianti a fonte rinnovabile, che consentono di utilizzare l'energia prodotta in momenti diversi rispetto a quelli di generazione. La terza categoria comprende le applicazioni di grande scala a supporto della rete elettrica, destinate alla regolazione di tensione e frequenza e allo svolgimento di funzioni analoghe a quelle degli impianti termoelettrici convenzionali.[7]

La Figura 1.5 presenta un quadro riassuntivo delle principali funzioni attribuibili ai sistemi di accumulo, evidenziandone i diversi campi di impiego e i servizi erogati alla rete e ai carichi.

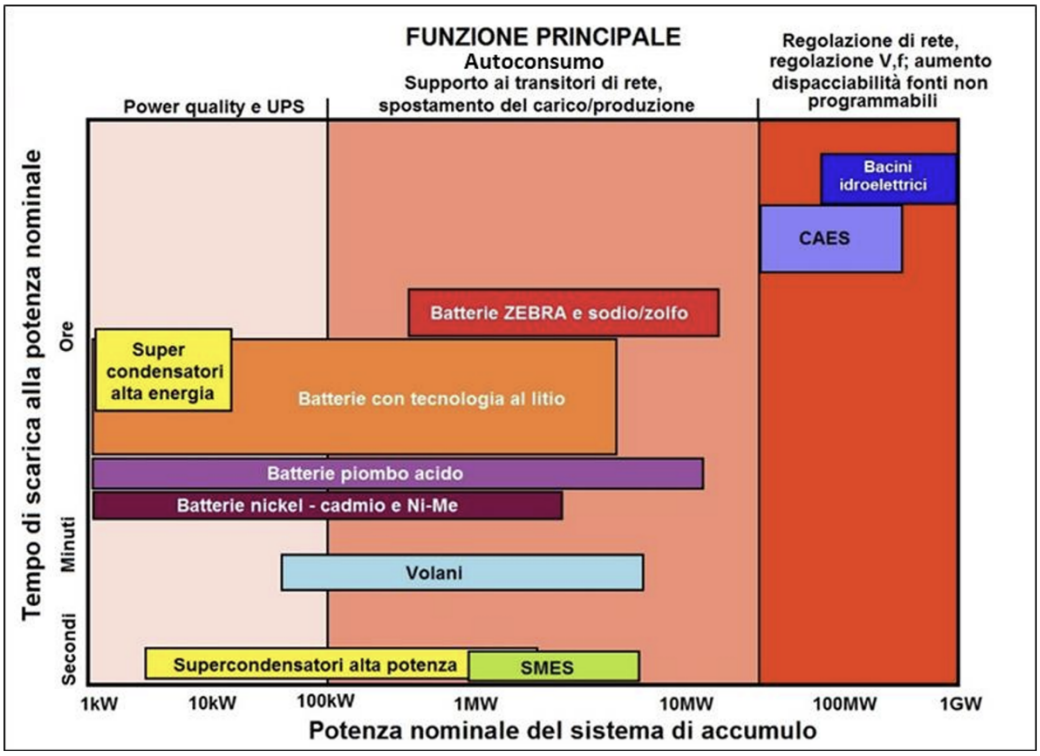


Figura 1.5 Confronto sistemi di accumulo in funzione della potenza nominale e del tempo di scarica

Nell'ambito del fotovoltaico, sia per i sistemi isolati che per quelli connessi alla rete, i sistemi di accumulo utilizzati sono di tipo elettrochimico. Nel capitolo successivo tali sistemi verranno analizzati nel dettaglio.

Capitolo 2

2 Sistemi di accumulo elettrochimico

I sistemi di accumulo elettrochimico realizzano la conversione bidirezionale tra energia chimica ed energia elettrica mediante reazioni di ossidoriduzione. L'unità elementare di tali sistemi è la cella galvanica, nella quale due specie chimiche partecipano a reazioni redox che generano un flusso di elettroni nel circuito esterno, producendo corrente elettrica. La tensione nominale erogata da una singola cella è generalmente limitata; pertanto, per soddisfare specifici requisiti di tensione e capacità, più celle vengono opportunamente interconnesse. Il collegamento in serie consente di incrementare la tensione complessiva, mentre il collegamento in parallelo permette di aumentare la capacità e la corrente erogabile. L'insieme di più celle elettricamente connesse costituisce una batteria.

In funzione della reversibilità delle reazioni chimiche coinvolte, le celle si distinguono in primarie e secondarie. Le celle primarie sono caratterizzate da reazioni irreversibili e, una volta esauriti i reagenti, non risultano ricaricabili. Le celle secondarie, invece, operano tramite reazioni reversibili e possono essere sottoposte a numerosi cicli di carica e scarica: durante la carica, l'energia elettrica fornita dall'esterno forza l'inversione del processo elettrochimico di scarica, ripristinando lo stato chimico iniziale dei materiali attivi. Le celle secondarie costituiscono l'elemento fondamentale dei Battery Energy Storage System (BESS), sistemi di accumulo basati su batterie ricaricabili che rivestono un ruolo strategico nei moderni sistemi elettrici, in particolare nel contesto della transizione energetica e dell'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

Dal punto di vista costruttivo, le celle possono assumere differenti configurazioni geometriche. Le celle cilindriche presentano elevata standardizzazione produttiva, buone caratteristiche meccaniche e costi contenuti, a fronte di una struttura interna relativamente complessa. Le celle prismatiche offrono una maggiore densità energetica volumetrica e una configurazione costruttiva più semplice, ma generalmente prestazioni meccaniche inferiori rispetto alle cilindriche. Le celle "pouch", realizzate in involucro flessibile privo di contenitore metallico rigido, consentono elevata densità energetica e ridotto ingombro, ma

risultano più sensibili a fenomeni di rigonfiamento e a problematiche di natura meccanica nel tempo. In Figura 2.1 vengono illustrate le tre diverse geometrie.[8]

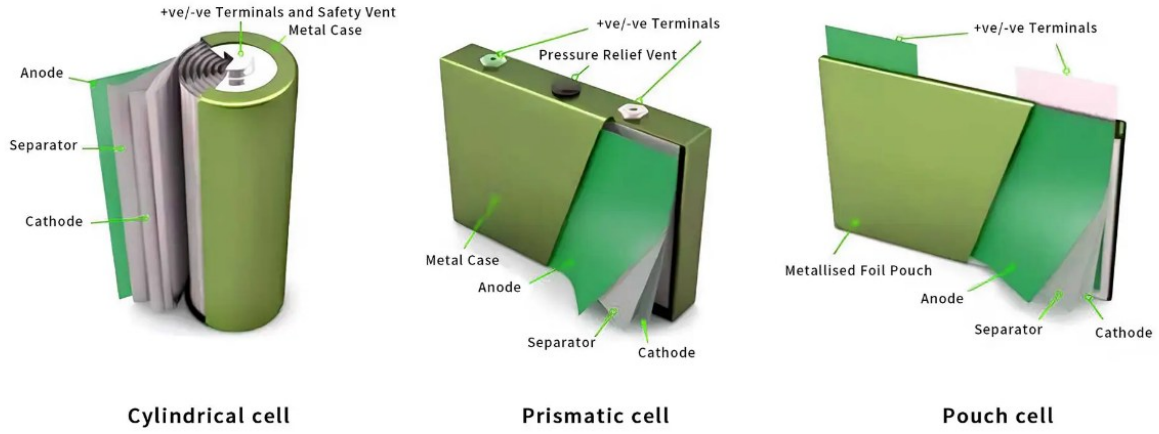


Figura 2.1 Geometrie costruttive delle celle elettrochimiche

2.1 Principio di funzionamento di una batteria

Una cella elettrochimica è costituita da due elettrodi a differente potenziale (elettrodo negativo e positivo), da un mezzo elettrolitico ionicamente conduttivo, da un separatore permeabile agli ioni ma elettricamente isolante e da un circuito esterno attraverso il quale si realizza il trasferimento di carica elettronica. In condizioni di circuito aperto, all'interfaccia elettrodo-elettrolita si instaurano reazioni di ossidoriduzione che determinano una differenza di potenziale tra i due materiali elettrodici. Il materiale meno nobile tende a ossidarsi con maggiore facilità, generando ioni in soluzione e lasciando elettroni nel solido; il materiale più nobile, al contrario, presenta una minore propensione alla dissoluzione anodica.

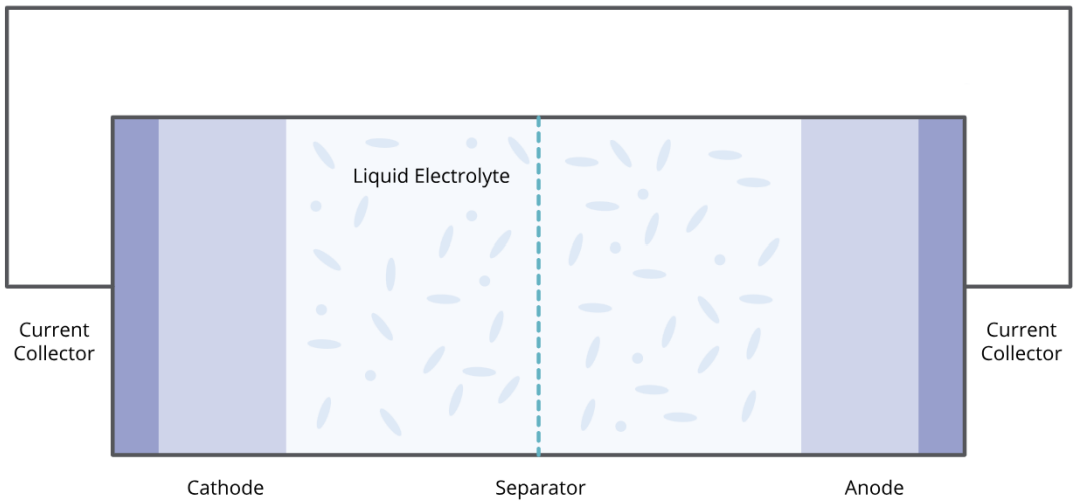


Figura 2.2 Componenti chiave di una batteria

Quando gli elettrodi vengono collegati tramite un conduttore esterno, si attiva il processo di scarica: gli elettroni fluiscono dall'elettrodo a potenziale più basso (anodo, polo negativo) verso quello a potenziale più elevato (catodo, polo positivo). All'anodo si verifica la reazione di ossidazione del materiale attivo, con formazione di specie ioniche che migrano nell'elettrolita; ciò comporta una progressiva riduzione della massa dell'elettrodo negativo. Al catodo avviene invece la reazione di riduzione, favorita dall'arrivo degli elettroni dal circuito esterno e dalla contemporanea migrazione ionica attraverso l'elettrolita.

Il separatore svolge un ruolo essenziale nel garantire la continuità del processo elettrochimico: impedisce il contatto diretto tra gli elettrodi (evitando cortocircuiti) ma consente il passaggio delle specie ioniche, assicurando l'elettroneutralità del sistema. La corrente si mantiene finché sussiste disponibilità di materiale attivo ossidabile all'anodo e di specie riducibili al catodo; l'esaurimento di uno dei reagenti determina l'interruzione del processo di scarica. Il funzionamento in carica avviene secondo meccanismo inverso, forzando tramite un generatore esterno il ripristino delle condizioni chimiche iniziali.

Le principali tecnologie adottate in ambito di rete comprendono batterie agli ioni di litio (Li-ion), sodio-zolfo (NaS), nichel-cadmio (NiCd), piombo-acido (Pb-acido), piombo-carbonio, sodio-cloruro di nichel ($NaNiCl_2$, note anche come batterie ZEBRA) e batterie a flusso. Ciascuna di queste soluzioni presenta specifiche caratteristiche in termini di densità

energetica, durata ciclica, efficienza, costi e requisiti operativi, che ne determinano l'idoneità alle diverse applicazioni.

2.2 Batterie piombo-acido

La batteria al piombo-acido, sviluppata da Raymond Gaston Planté nel 1859, rappresenta il primo sistema elettrochimico ricaricabile diffuso su scala commerciale. È costituita da due elettrodi immersi in un elettrolita acquoso di acido solforico (H_2SO_4), con densità tipica compresa tra 1200 e 1220 kg/m³ a 25 °C.

L'elettrodo positivo è composto da biossido di piombo (PbO_2), mentre l'elettrodo negativo è costituito da piombo metallico spugnoso (Pb). Le piastre sono supportate da griglie realizzate in leghe Pb-Ca o Pb-Sb per garantire resistenza meccanica e conducibilità elettrica. Durante la scarica, entrambi gli elettrodi si trasformano in solfato di piombo ($PbSO_4$), secondo una reazione di ossidoriduzione reversibile. In particolare, il piombo metallico all'anodo si ossida cedendo elettroni al circuito esterno, mentre il PbO_2 al catodo si riduce; contestualmente, l'acido solforico viene consumato, determinando una diminuzione della densità dell'elettrolita, parametro utilizzato per stimare lo stato di carica (SoC).

La reazione globale può essere espressa come:

$$PbO_2 + Pb + 2H_2SO_4 \rightleftharpoons 2PbSO_4 + 2H_2O \tag{2.1}$$

Durante la fase di carica, mediante l'applicazione di una sorgente di corrente continua esterna, le reazioni si invertono: il solfato di piombo viene riconvertito in PbO_2 e Pb e l'acido solforico viene rigenerato, con conseguente aumento della densità dell'elettrolita.

La tensione nominale è pari a 2,1 V per cella in condizioni standard. Nei sistemi fotovoltaici, la tensione di fine scarica è tipicamente 1,8 V/cella, mentre la tensione di carica varia tra 2,3 e 2,5 V/cella. Una batteria da 12 V è costituita da sei celle in serie, con tensione a piena carica di circa 12,6 V. Per preservarne la vita utile, la profondità di scarica (DoD) è generalmente limitata all'80% della capacità nominale; superare tale valore comporta

degradazione accelerata, riduzione della capacità disponibile e diminuzione del numero di cicli di vita.

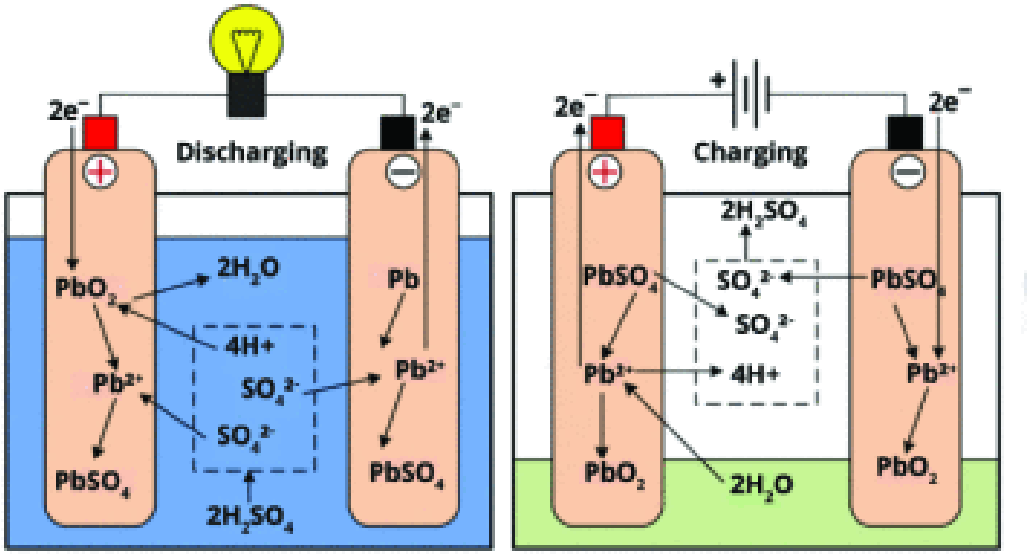


Figura 2.3 Schema chimico batteria piombo-acido

2.3 Batterie ad alta temperatura

Le batterie ad alta temperatura impiegano un anodo liquido a base di sodio metallico fuso e operano a temperature elevate (circa 250–350 °C) per mantenere i materiali attivi allo stato liquido e garantire un'adeguata conducibilità ionica. Utilizzano un elettrolita solido ceramico in beta-allumina, che funge sia da separatore sia da conduttore selettivo per gli ioni sodio. Il regime termico è inizialmente assicurato da sistemi di riscaldamento elettrico e successivamente mantenuto dal calore generato internamente. Le principali tecnologie di questa categoria sono le batterie sodio-zolfo (NaS) e sodio-cloruro di nichel ($NaNiCl_2$, ZEBRA), impiegate prevalentemente in applicazioni stazionarie di rete.

2.3.1 Sodio-zolfo

Le batterie sodio-zolfo (NaS) sono state oggetto di ricerca sin dagli anni '60 presso la Ford Motor Company; negli anni '80, NGK e Tokyo Electric Power Company ne hanno promosso lo sviluppo per applicazioni di accumulo su scala utility. Un elemento chiave è

l'elettrolita ceramico in β-allumina, capace di condurre ioni sodio a temperature comprese tra 300 e 350 °C, rendendo possibile il funzionamento ad alta temperatura.

La cella è costituita da un anodo liquido di sodio e da un catodo liquido di zolfo. In fase di scarica, il sodio si ossida formando ioni Na^+ che migrano attraverso l'elettrolita verso il catodo, dove lo zolfo si riduce formando polisolfuri di sodio; gli elettroni fluiscono nel circuito esterno generando corrente. La tensione nominale di cella è circa 2,08 V a 350 °C. Il processo è reversibile e durante la carica avviene la seguente reazione inversa

$$2Na + xS \rightleftharpoons Na_2S_x \tag{2.2}$$

Le batterie NaS sono adatte ad applicazioni stazionarie di grande taglia, con potenze scalabili fino all'ordine dei megawatt. Presentano elevata densità energetica, vita utile tipica di circa 4000 cicli (10–15 anni) ed efficienza complessiva compresa tra il 75% e il 90%.

2.3.2 Cloruro di sodio-nichel

La batteria sodio–cloruro di nichel ($NaNiCl_2$), nota come ZEBRA (originariamente *Zeolite Battery Research Africa*), è stata sviluppata in Sud Africa e brevettata nel 1979; a partire dal 1994 sono stati avviati i primi progetti pilota per la produzione industriale.

Si tratta di un sistema elettrochimico ad alta temperatura, con principio di funzionamento analogo a quello delle batterie sodio-zolfo. L'anodo è costituito da sodio metallico fuso, mentre il catodo contiene cloruro di nichel ($NiCl_2$). I due elettrodi sono separati da un elettrolita solido in β-allumina, che consente la conduzione selettiva degli ioni sodio (Na^+). È inoltre presente un secondo elettrolita fuso ($NaAlCl_4$) nel comparto catodico, che facilita le reazioni elettrochimiche.

Durante la scarica, il sodio si ossida liberando elettroni al circuito esterno e formando ioni Na^+, che migrano attraverso l'elettrolita solido verso il catodo. Qui il $NiCl_2$ viene ridotto a nichel metallico, con formazione di cloruro di sodio secondo la reazione globale:

$$NiCl_2 + 2Na \rightleftharpoons Ni + 2NaCl \tag{2.3}$$

Il processo è reversibile in fase di carica. Le batterie ZEBRA sono impiegate principalmente in applicazioni stazionarie e in alcuni sistemi di trazione elettrica, grazie a buona densità energetica, sicurezza intrinseca rispetto alle NaS e lunga vita operativa, a fronte però della necessità di mantenere elevate temperature di esercizio.

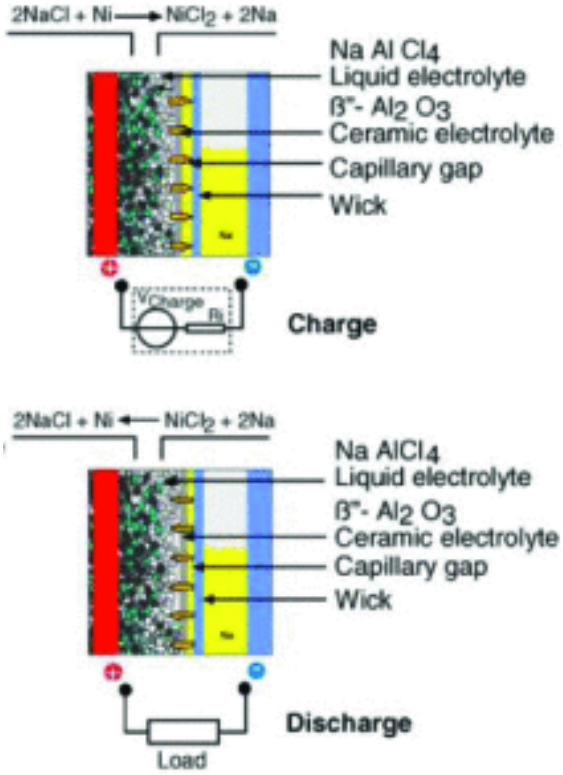


Figura 2.4 Processo di carica e scarica batteria $NaNiCl_2$

La batteria ZEBRA opera a circa 300 °C con una tensione nominale di 2,58 V per cella a piena carica. Presenta una vita utile compresa tra 2500 e 4500 cicli (circa 10–14 anni), un tempo di risposta dell'ordine di 20 ms ed un'efficienza compresa tra l'85% e il 90%.

Il tempo di scarica può variare da pochi secondi a diverse ore, rendendola adatta sia a servizi dinamici sia a erogazioni prolungate di energia. Inizialmente sviluppata per applicazioni veicolari, è oggi impiegata prevalentemente in sistemi di accumulo stazionario per l'integrazione di fonti rinnovabili intermittenti e per il livellamento del carico nelle reti elettriche.

2.3.3 Nichel-Cadmio

Le batterie al nichel–cadmio (Ni-Cd), brevettate da Ernst Waldemar Jungner nel 1899, appartengono alla famiglia delle batterie alcaline al nichel e sono caratterizzate da elevata robustezza, lunga vita utile e buona affidabilità operativa. Offrono capacità di sovraccarico continuo, velocità di carica e scarica relativamente elevate, tensione di scarica stabile ed eccellenti prestazioni a basse temperature. Tuttavia, presentano criticità legate all'impiego di cadmio, materiale tossico, e al cosiddetto "effetto memoria", che può ridurre la capacità disponibile in caso di cicli parziali ripetuti.

Dal punto di vista costruttivo, l'elettrodo positivo è costituito da ossi-idrossido di nichel (NiOOH), mentre quello negativo è generalmente in cadmio metallico (Cd); l'elettrolita è una soluzione acquosa di idrossido di potassio (KOH). Durante la scarica, il cadmio si ossida a $Cd(OH)_2$ e il NiOOH si riduce a $Ni(OH)_2$, secondo una reazione reversibile che consente la ricarica del sistema. La rezione chimica che avviene nella batteria è la seguente:

$$Cd + 2NiOOH + 2H_2 \rightleftharpoons Cd(OH)_2 + 2Ni(OH)_2 \tag{2.4}$$

La tensione nominale di una cella Ni-Cd è compresa tra 1,2 e 1,35 V; la tensione di fine scarica è circa 0,9–1,0 V/cella, mentre la tensione di carica può raggiungere 1,45–1,6 V/cella. Per evitare fenomeni di inversione di polarità tra celle con capacità non uniformi (condizione che accelera il degrado), è necessario limitare la profondità di scarica (DoD) a circa il 90%.

2.4 Batterie a flusso

Le batterie a flusso, concepite da Lawrence Thaller nel 1976 presso la NASA, sono sistemi elettrochimici nei quali l'energia chimica viene convertita in energia elettrica tramite reazioni di ossidoriduzione. A differenza delle batterie convenzionali, i reagenti non sono contenuti negli elettrodi ma in due serbatoi esterni, nei quali sono stoccate soluzioni elettrolitiche contenenti coppie redox.

Durante il funzionamento, pompe idrauliche convogliano gli elettroliti verso una cella elettrochimica dotata di elettrodi e membrana/separatore, dove avvengono le reazioni redox. In fase di scarica si realizza la conversione dell'energia chimica in elettrica, mentre in carica le reazioni si invertono. La potenza è determinata dalla dimensione della cella, mentre la capacità energetica dipende dal volume dei serbatoi, consentendo una progettazione modulare e scalabile.

Si distinguono due principali configurazioni: batterie ibride, in cui uno dei reagenti può depositarsi sull'elettrodo (ad esempio zinco-bromo, ZBB), e batterie a flusso redox con coppie completamente solubili in entrambe le semicelle, come le batterie al vanadio (VRB) e polisolfuro-bromo (PBB).

2.4.1 Redox al vanadio

I primi tentativi di sviluppo della batteria redox al vanadio risalgono a prima degli anni '70, ma il reale progresso tecnologico si ebbe negli anni '80 grazie a Maria Skyllas-Kazacos presso l'Università del Nuovo Galles del Sud. Il sistema immagazzina energia sfruttando ioni di vanadio in differenti stati di ossidazione, disciolti in soluzione elettrolitica.

La configurazione prevede due elettroliti liquidi separati da una membrana polimero-elettrolita, che consente la conduzione protonica e impedisce la miscelazione diretta delle soluzioni. Gli elettrodi sono generalmente in materiale carbonioso, mentre gli elettroliti sono stoccati in serbatoi esterni e fatti circolare nella cella mediante pompe. La tensione a circuito aperto (OCV) è circa 1,4 V a 25 °C e la reazione globale coinvolge le coppie redox VO_2^+/VO^{2+} e V^{2+}/V^{3+}.

A causa della presenza di elettroliti liquidi, la tecnologia è destinata principalmente ad applicazioni stazionarie. È ampiamente impiegata nelle reti elettriche grazie alla risposta rapida e alla scalabilità: la potenza dipende dalla dimensione della cella, mentre la capacità energetica è proporzionale al volume dei serbatoi di accumulo.

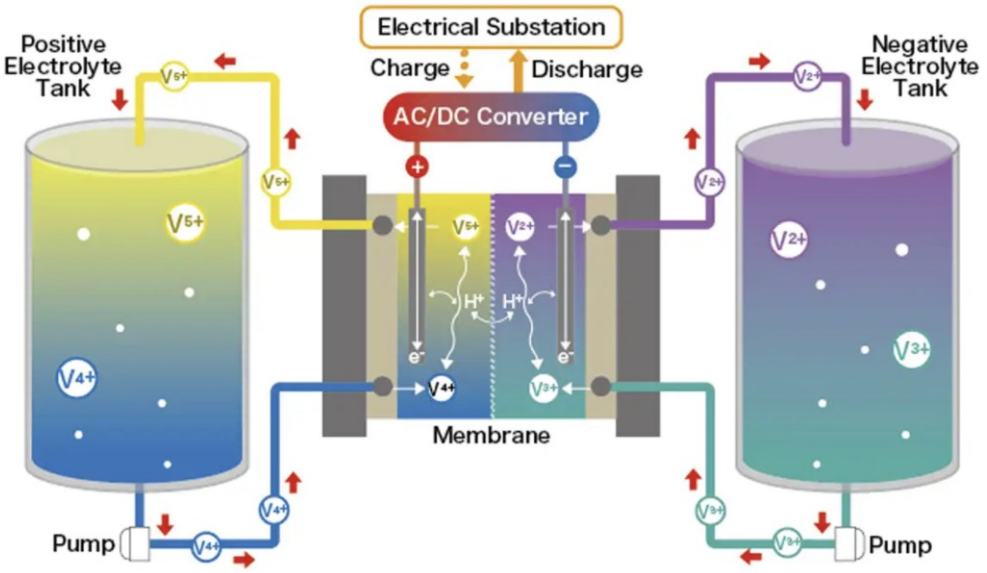


Figura 2.5 Schema batteria redox al vanadio

2.4.2 Zinco-bromo

La batteria a flusso zinco–bromo (Zn–Br) è una tecnologia ibrida in cui entrambi i serbatoi contengono una soluzione acquosa di bromuro di zinco. Durante il funzionamento, le soluzioni vengono pompate attraverso una pila di celle elettrochimiche, separate da membrane microporose in poliolefina, che consentono il passaggio ionico evitando la miscelazione diretta degli elettroliti.

In fase di scarica, lo zinco metallico si ossida mentre il bromo si riduce, generando una tensione di circa 1,8 V per cella; il processo si inverte durante la carica secondo la reazione reversibile:

$$Br_2 + Zn \rightleftharpoons 2\mathrm{B}r^- + Zn^{2+} \tag{2.5}$$

La tecnologia offre buona durata e modularità, risultando adatta ad applicazioni stazionarie. Tuttavia, presenta una maggiore complessità costruttiva rispetto ad altre soluzioni, con conseguenti costi più elevati, efficienza inferiore rispetto a batterie agli ioni di litio e piombo-acido e problematiche di degrado della membrana nel lungo periodo.[9]

2.5 Batterie agli ioni di Litio

Le batterie agli ioni di litio costituiscono la soluzione tecnologica di riferimento per l'accumulo elettrochimico dell'energia, sia in applicazioni stazionarie sia nel settore della mobilità elettrica. Il loro successo è legato al basso potenziale di riduzione del litio (-3,05 V a 298 K), alla sua elevata mobilità ionica nei materiali di intercalazione e alla compatibilità con numerose strutture cristalline per elettrodi. Tali caratteristiche consentono di ottenere elevate densità energetica (proporzionale alla differenza di potenziale tra anodo e catodo) e alte densità di potenza rispetto ad altre batterie basate su ioni metallici. Nel 2019 il Premio Nobel per la Chimica è stato assegnato a John B. Goodenough, M. Stanley Whittingham e Akira Yoshino per il contributo determinante allo sviluppo di questa tecnologia, che ha avuto un impatto decisivo nella transizione energetica globale.

Questi sistemi presentano densità energetiche tipicamente comprese tra 100 e 270 Wh/kg, rendimenti di ciclo prossimi al 90% e vita utile estesa, con un numero di cicli che può raggiungere diverse migliaia in funzione della specifica chimica e delle condizioni operative. Sono inoltre caratterizzati da limitata autoscarica e contenuta resistenza interna. Tuttavia, l'esercizio in condizioni di sovraccarica, scarica profonda o a temperature estreme, può favorire l'insorgenza di fenomeni esotermici incontrollati (thermal runaway); risulta pertanto essenziale l'integrazione di un sistema di gestione e controllo (Battery Management System, BMS), specialmente nelle applicazioni di accumulo energetico su scala da pochi kW fino a decine di MW, con capacità dell'ordine delle decine di MWh.

In una configurazione convenzionale di batteria agli ioni di litio, l'elettrodo positivo (catodo in fase di scarica) è costituito da un ossido di metallo di transizione contenente litio, mentre l'elettrodo negativo (anodo in fase di scarica) è generalmente realizzato in materiale carbonioso, tipicamente grafite. L'elettrolita è formato da un sale di litio, ad esempio $LiPF_6$, disciolto in una miscela di solventi organici carbonatici, che garantisce elevata conducibilità ionica e adeguata stabilità elettrochimica entro l'intervallo operativo della cella. Il principio di funzionamento si basa su processi reversibili di intercalazione e de-intercalazione degli ioni Li^+ nelle strutture cristalline dei materiali elettrodici.[10]

2.5.1 Composizioni delle batterie Li-ion

Le batterie agli ioni di litio possono essere realizzate con differenti combinazioni chimiche dei materiali elettrodici. È fondamentale considerare che un catodo caratterizzato da un elevato potenziale di intercalazione elettrochimica può permettere di ottenere una batteria ad alta densità energetica, a condizione che sia opportunamente accoppiato a uno specifico materiale anodico. Infatti, la densità di energia del sistema dipende sia dalle capacità specifiche dei materiali che costituiscono gli elettrodi, sia dalla tensione operativa della cella (quest'ultima è strettamente legata alla differenza di potenziale elettrochimico tra catodo e anodo).

A seconda dei materiali catodici utilizzati si possono avere differenti tecnologie di batterie:

- Ossido di Litio e Cobalto (LCO), caratterizzata da elevata energia specifica ma limitata stabilità termica e costo elevato dovuto alla scarsa disponibilità di cobalto;
- Ossido di Litio e Manganese (LMO), buona stabilità termica ma minore capacità;
- Litio Ferro Fosfato (LFP), eccellente sicurezza e lunga vita ciclica, minore densità energetica;
- Ossido di Cobalto Litio Nichel Manganese (NMC), equilibrio tra energia, potenza e stabilità;
- Ossido di alluminio litio nichel cobalto (NCA), elevata energia specifica, utilizzata da Tesla, ma più complessa in termini di sicurezza.

I principali tipi di l'elettrodo negativo utilizzati sono:

- Grafite, materiale attualmente dominante (~370 Ah/kg);
- Titanato di Litio(LTO), eccellente stabilità e sicurezza, ma minore tensione di cella;
- Litio metallico, altissima capacità teorica (3860 Ah/kg) ma problematiche di dendriti;
- Silicio e leghe Li-Si, capacità teorica elevatissima (~4200 Ah/kg), ma forti variazioni volumetriche (≈280%).

L'elettrolita può essere di natura liquida (acquosi o organici) o solida (polimerici o ceramici):

- Liquidi organici (carbonati + sali di litio, es. $LiPF_6$), tecnologia attuale dominante;
- Polimerici e gel, maggiore sicurezza;
- Ceramici (solid-state), promettenti per sicurezza e stabilità;
- SEI (Solid Electrolyte Interphase), strato passivante critico per la stabilità elettrochimica.[11]

La Figura 2.6 mette a confronto diverse chimiche di batterie agli ioni di Litio, valutandole secondo sei parametri principali: energia specifica, potenza specifica, sicurezza, prestazioni, durata e costo. L'estensione dell'area colorata rappresenta il livello complessivo di desiderabilità della tecnologia.

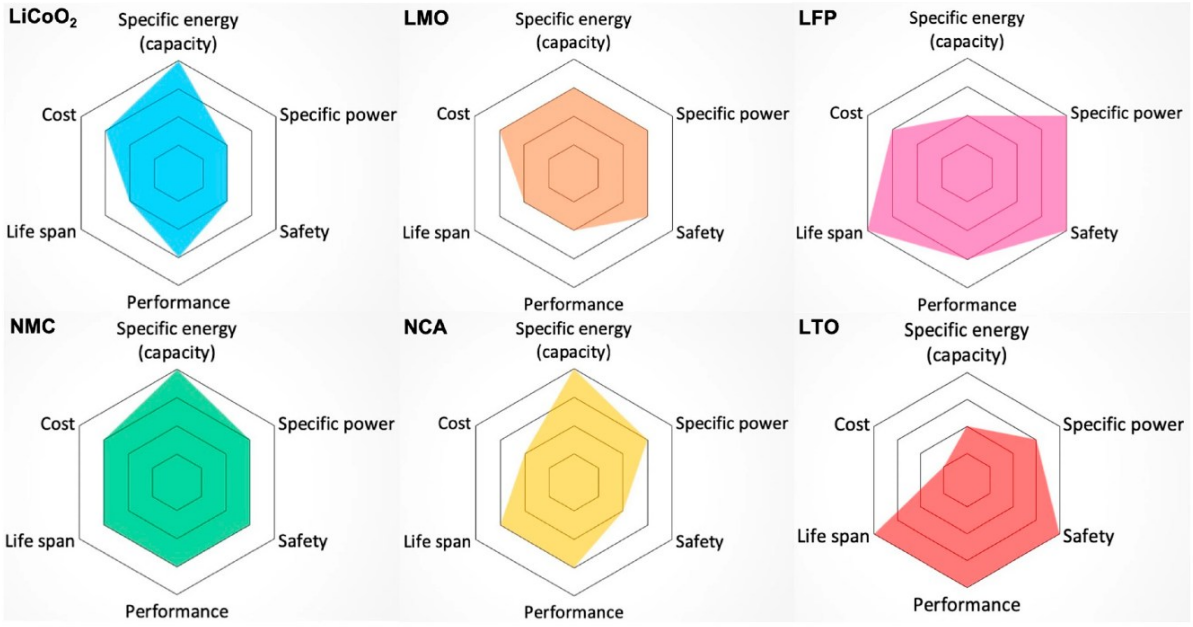


Figura 2.6 Confronto tra le diverse tecnologie di batterie Li-ion

2.5.2 Batteria al litio-ferro-fosfato

Le batterie al litio-ferro-fosfato ($LiFePO_4$, comunemente indicate come LFP) rappresentano attualmente la soluzione tecnologicamente più matura. In tale configurazione, l'elettrodo positivo è costituito da fosfato di litio-ferro ($LiFePO_4$), mentre l'elettrodo negativo è generalmente in grafite; l'elettrolita rimane di tipo organico con sale di litio disciolto (tipicamente $LiPF_6$). Dal punto di vista cristallografico, $LiFePO_4$ presenta una struttura ortorombica stabile, in cui gli ioni Li^+ occupano canali unidimensionali che favoriscono la diffusione ionica durante i processi di intercalazione e de-intercalazione. La reazione elettrochimica è basata sulla coppia redox Fe^{2+}/Fe^{3+}, che garantisce un potenziale nominale di circa 3,2–3,3 V rispetto al litio metallico.[12]

Durante la fase di carica, il materiale catodico subisce ossidazione con estrazione di litio dalla struttura cristallina:

$$LiFePO_4 \rightarrow FePO_4 + Li^+ + e^- \tag{2.6}$$

Gli ioni Li^+ migrano attraverso l'elettrolita verso l'anodo, mentre gli elettroni fluiscono nel circuito esterno. All'elettrodo negativo avviene la reazione di riduzione con intercalazione nella grafite:

$$C_6 + Li^+ + e^- \rightarrow LiC_6 \tag{2.7}$$

Durante la scarica, il processo si inverte. Il litio intercalato nell'anodo viene ossidato:

$$LiC_6 \rightarrow C_6 + Li^+ + e^- \tag{2.8}$$

e reinserito nel reticolo cristallino del catodo mediante riduzione:

$$FePO_4 + Li^+ + e^- \rightarrow LiFePO_4 \tag{2.9}$$

La reazione globale di scarica può essere espressa come:

$$LiC_6 + FePO_4 \rightarrow C_6 + LiFePO_4 \quad (2.10)$$

Nel corso della carica, l'applicazione di una differenza di potenziale esterna superiore alla tensione di equilibrio della cella determina l'ossidazione del materiale catodico, con estrazione degli ioni litio dalla matrice cristallina. Gli ioni Li^+ migrano attraverso l'elettrolita verso l'anodo, mentre gli elettroni sono trasferiti mediante il circuito esterno. All'elettrodo negativo si verifica la reazione di riduzione con conseguente intercalazione del litio nella grafite. Durante la scarica, il processo elettrochimico procede in senso opposto. Il litio intercalato nell'anodo viene ossidato, gli ioni litio ritornano al catodo, dove vengono reinseriti nella struttura del materiale attivo mediante reazione di riduzione.

Capitolo 3

3. Modelli batterie

Una modellazione accurata delle batterie è essenziale nelle applicazioni ingegneristiche e scientifiche per prevedere le prestazioni, ottimizzare la progettazione e garantire la sicurezza. I modelli consentono la simulazione del comportamento della batteria in varie condizioni, contribuendo allo sviluppo di sistemi di gestione della batteria (BMS) efficienti, migliorando l'affidabilità dei sistemi di accumulo di energia e ottimizzando le prestazioni nelle applicazioni reali. In particolare, per le batterie agli ioni di litio, modelli precisi sono essenziali per comprendere i fenomeni di propagazione termica, valutare l'invecchiamento della batteria, rilevare guasti e progettare sensori innovativi per il monitoraggio dello stato di salute. Tuttavia, la modellazione del comportamento delle batterie presenta diverse sfide dovute alla loro intrinseca natura multi-fisica.

La modellazione dei sistemi di accumulo elettrochimico può essere sviluppata secondo differenti approcci, classificabili in funzione del livello di dettaglio fisico rappresentato e della formulazione matematica adottata. I modelli elettrochimici, basati sulla descrizione dei fenomeni di trasporto di massa e delle cinetiche di trasferimento di carica, consentono una rappresentazione altamente accurata del comportamento interno della cella. Tuttavia, tale accuratezza è associata a un elevato costo computazionale, che ne limita l’impiego in simulazioni di lungo periodo o in applicazioni di controllo in tempo reale.

In alternativa, si possono adottare modelli di tipo analitico o energetico, fondati su equazioni di bilancio e su relazioni semi-empiriche per la stima di grandezze globali. Questi modelli, pur offrendo un livello di dettaglio inferiore rispetto a quelli elettrochimici, risultano computazionalmente più efficienti e particolarmente adatti per studi di esercizio del sistema su orizzonti temporali estesi. I modelli astratti si basano su dati sperimentali per descrivere e prevedere il comportamento della batteria in determinate condizioni operative. Presentano una struttura relativamente semplice e possono garantire una buona accuratezza all’interno dell’intervallo di validità dei dati utilizzati per la loro identificazione; tuttavia, la loro capacità di generalizzazione risulta limitata al di fuori di tali condizioni operative.

Un ulteriore approccio consiste nella modellazione circuitale equivalente, che riconduce il comportamento dinamico della cella a una rete di elementi elettrici concentrati (resistenze, capacità ed eventuali sorgenti controllate). Tale rappresentazione consente di descrivere in modo efficace sia il regime stazionario sia i fenomeni transitori nel dominio del tempo, risultando particolarmente indicata per analisi dinamiche e per l'integrazione della batteria in modelli di sistema più complessi.[13]

Nel prosieguo del lavoro verranno analizzati in modo approfondito i modelli elettrochimici e i modelli a circuito equivalente, essendo quelli maggiormente utilizzati in ambito accademico e nella pratica industriale.

3.1 Modelli elettrochimici

Un modello elettrochimico (EM) è in grado di rappresentare gli stati interni della batteria attraverso la simulazione dei meccanismi di trasporto e diffusione degli ioni di litio all'interno degli elettrodi e dell'elettrolita, fornendo una descrizione più dettagliata dei fenomeni fisico-chimici e un livello di accuratezza superiore nella previsione del comportamento della cella.

3.1.1 Pseudo-Two-Dimensional model (P2D)

Il modello P2D rappresenta la batteria agli ioni di litio suddividendola in cinque regioni: elettrodo positivo, separatore, elettrodo negativo e relativi collettori di corrente. Durante la carica, gli ioni di litio si de-intercalano dall'elettrodo positivo, attraversano l'elettrolita e il separatore, e si intercalano nell'elettrodo negativo (grafite); in scarica avviene il processo inverso. Il modello descrive tali fenomeni e la distribuzione del potenziale elettrico all'interno della batteria mediante un sistema di equazioni differenziali e opportune condizioni al contorno.

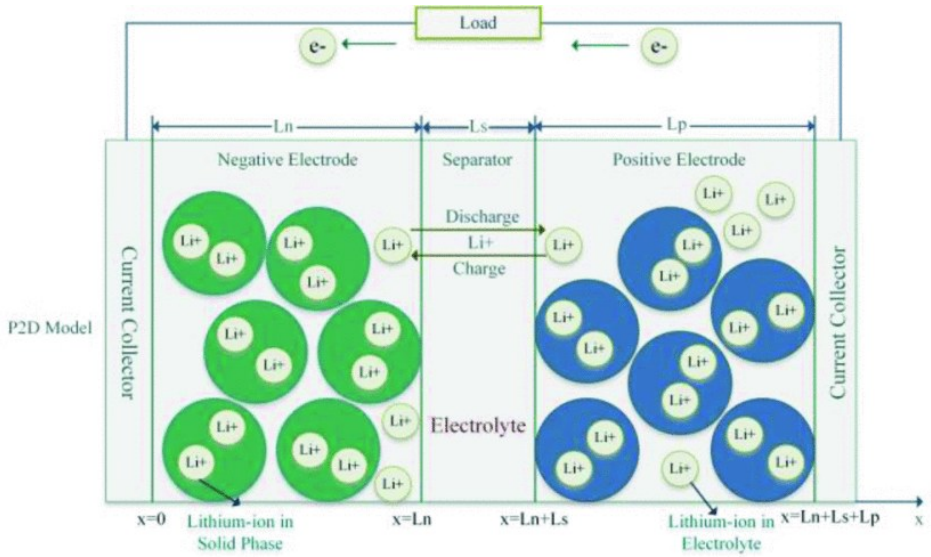


Figura 3.1 Schema modello P2D

3.1.2 Single-Particle Model (SPM)

Il Single-Particle Model costituisce una versione semplificata del modello elettrochimico completo, in cui ciascun elettrodo poroso è rappresentato mediante una particella sferica equivalente. Tale approssimazione consente di descrivere la diffusione del litio nel materiale attivo riducendo significativamente la complessità matematica del sistema. È opportuno evidenziare che tale approccio può risultare limitato in termini di accuratezza, in particolare in presenza di elevate correnti di carica o scarica, condizioni nelle quali gli effetti legati alla dinamica dell'elettrolita e alle sovratensioni di concentrazione diventano rilevanti.

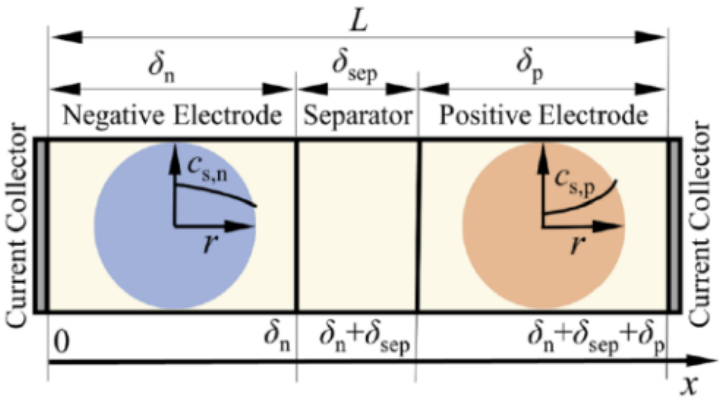


Figura 3.2 Schema modello SMP

3.1.3 Single-Particle Model con elettrolita (SPMe)

Questo modello estende il modello antecedente, includendo una descrizione semplificata della dinamica dell'elettrolita lungo lo spessore della cella. Il SPMe risulta essere un buon compromesso tra accuratezza e costo computazionale.[14]

3.2 Modelli circuitali

I modelli a circuito equivalente (Equivalent Circuit Models, ECM) costituiscono lo standard industriale per applicazioni di controllo e gestione della batteria. In tali modelli il comportamento elettrochimico è ricondotto a una rete di elementi elettrici concentrati, composta da una sorgente di tensione dipendente dallo stato di carica (OCV) e da resistenze e capacità che riproducono le sovratensioni ohmiche e di polarizzazione. Questi modelli offrono un buon compromesso tra accuratezza e semplicità, risultando particolarmente adatti all'implementazione nei Battery Management Systems (BMS).

3.2.1 Modello R_{int}

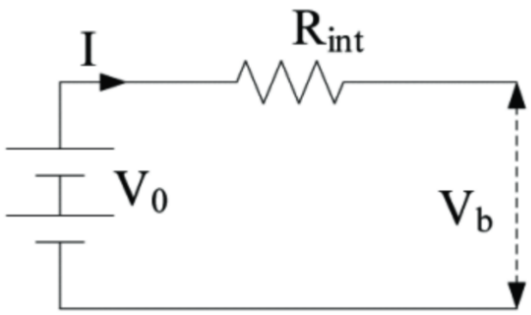


Figura 3.3 Modello Rint

Il modello R_{int} rappresenta la batteria mediante una sorgente di tensione ideale in serie a un'unica resistenza interna equivalente, che ingloba in forma aggregata i contributi ohmici dell'elettrolita, dei materiali elettrodici e delle interfacce di contatto. Tale resistenza modella le perdite interne responsabili della caduta di tensione sotto carico e, conseguentemente, della riduzione della tensione ai morsetti durante il funzionamento. Pur nella sua semplicità, questa formulazione consente di descrivere l'effetto complessivo delle dissipazioni interne sulle prestazioni della cella e costituisce una base essenziale per valutazioni di efficienza e per l'implementazione di strategie di gestione operativa.

La legge di Kirchoff delle tensioni (LKT) applicata al modello R_{int} è la seguente:

$$V_B(t) = V_0(t) - I(t)R_1 \tag{3.1}$$

Dove $V_B(t)$ è la tensione della batteria ai terminali di uscita al tempo t, $V_0(t)$è la fem (forza elettromotrice) a vuoto della batteria, $I(t)$ è la corrente di carico al tempo t e R_1è la resistenza interna della batteria.

3.2.2 Modello RC di Thévenin

Nel modello RC di Thevenin la batteria è schematizzata mediante una sorgente di tensione ideale in serie a una resistenza ohmica R_0, cui si affianca un ramo parallelo costituito da R_1 e C_1. La resistenza R_1rappresenta le gli effetti di polarizzazione, mentre il condensatore C_1descrive la dinamica transitoria associata ai fenomeni diffusivi e capacitivo-

elettrochimici. Tale configurazione consente di modellizzare sia il comportamento stazionario sia la risposta dinamica della tensione ai morsetti.

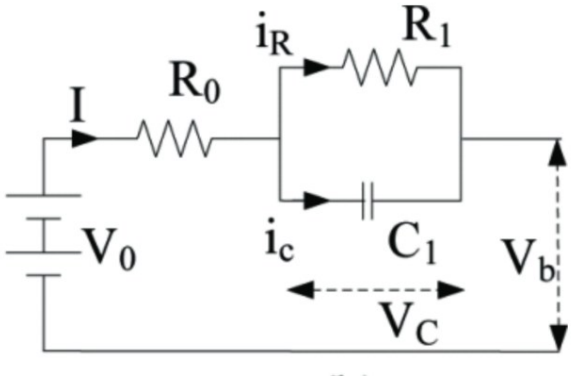


Figura 3.4 Modello RC

L'equazione della LKT è:

$$V_B(t) = V_0(t) - I(t)R_0 - V_C(t) \tag{3.2}$$

Dove $V_C(t)$ è la tensione del condensatore al tempo t che può essere ricavata da:

$$I(t) = C_1 \frac{dV_C(t)}{dt} + \frac{V_C(t)}{R_1} \tag{3.3}$$

$$\frac{dV_C(t)}{dt} = \frac{I(t)}{dt}\frac{V_C(t)}{R_1 C_1} \tag{3.4}$$

$$R_1 C_1 \int_t^{t+\tau} dt = \int_t^{t+\tau} \frac{dV_C(t)}{\frac{I(t)}{C_1} - \frac{dV_C(t)}{R_1 C_1}} \tag{3.5}$$

$$V_C(t+\Delta t) = V_C(t)e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} + I(t)R_1\left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}\right) \tag{3.6}$$

dove τ è la costante di tempo del ramo RC ed è data dall'equazione

$$\tau = R_1 C_1 \tag{3.7}$$

3.2.3 Modello PNGV

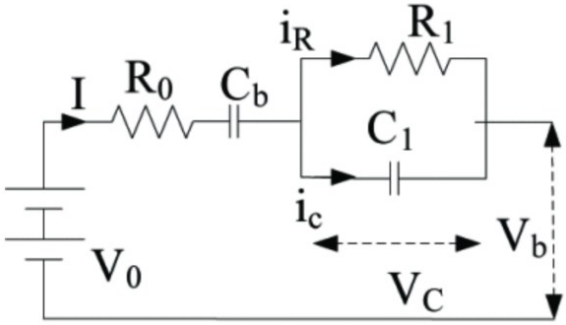


Figura 3.5 Modello PNGV

Il modello in Figura 3.5 è un evoluzione del precedente, con l'aggiunta di un condensatore in serie alla resistenza R_0. Questo condensatore rappresenta le variazioni della tensione a circuito aperto (OCV, Open Circuit Voltage) derivanti dall'accumulo di corrente di carico. Il modello PNGV per batterie agli ioni di litio è stato sviluppato nell'ambito del programma "Partnership for a New Generation of Vehicles" con l'obiettivo di supportare lo sviluppo di tecnologie per veicoli elettrici ad alta efficienza.

La LKT può essere scritta per questo modello come:

$$V_B(t) = V_0(t) - I(t)R_0 - V_{C_b}(t) - V_C(t) \tag{3.8}$$

dove $V_{C_b}(t)$ indica la variazione di tensione risultante dalle fluttuazioni della corrente di carico.

3.2.4 Modello a doppia polarizzazione (DP) o modello 2RC

Il modello di Thevenin consente di riprodurre in modo semplificato gli effetti di polarizzazione; tuttavia, non distingue esplicitamente tra polarizzazione elettrochimica e di concentrazione, con conseguenti limitazioni nella descrizione accurata delle fasi finali di carica e scarica. Per migliorare la fedeltà del sistema, viene introdotto il modello a doppia polarizzazione (DP), che separa i due contributi attraverso due rami RC distinti.

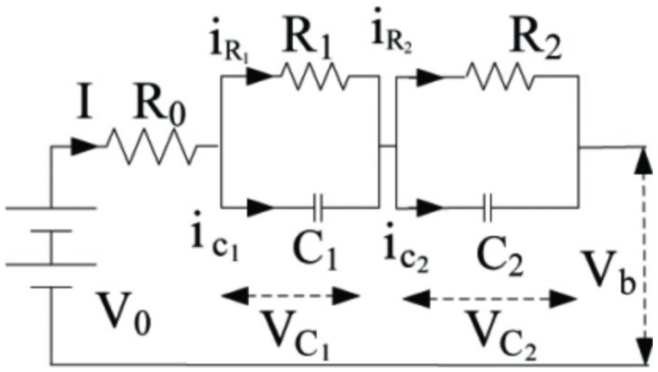


Figura 3.6 Modello DP o 2RC

Il modello DP comprende una tensione a circuito aperto V_0, una resistenza ohmica R_0 e due reti di polarizzazione: R_1–C_1, associate alla polarizzazione elettrochimica, R_2–C_2, relative alla polarizzazione di concentrazione. Le tensioni V_1 e V_2 rappresentano le sovratensioni ai capi delle rispettive capacità, consentendo una descrizione più accurata della risposta dinamica della batteria durante i transitori di potenza.[15]

La LKT può essere scritta come:

$$V_B(t) = V_0(t) - I(t)R_0 - V_{C_1}(t) - V_{C_2}(t) \tag{3.9}$$

Capitolo 4

4. Laboratorio PVZEN del Politecnico di Torino

Il progetto PVZEN (PhotoVoltaic Zero Energy Network) costituisce un laboratorio sperimentale dedicato allo studio e alla validazione delle microreti e delle comunità energetiche, realizzato presso il Politecnico di Torino, all'interno del Dipartimento di Energia "Galileo Ferraris". L'infrastruttura integra impianti di generazione fotovoltaica, sistemi di accumulo elettrochimico basati su batterie agli ioni di litio e diverse utenze elettriche interconnesse, in grado di scambiare potenza secondo strategie operative definite da un'unità di controllo centralizzata.

L'obiettivo del progetto è analizzare e sperimentare differenti logiche di gestione e condivisione dell'energia, valutate mediante opportuni indicatori tecnici ed economici, con la finalità di massimizzare l'impiego delle fonti rinnovabili e ridurre il ricorso ai combustibili fossili. In tale contesto, l'integrazione tra impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo rappresenta un elemento chiave per incrementare l'efficienza energetica complessiva e favorire un utilizzo più efficace della produzione rinnovabile all'interno della comunità.

4.1 Struttura PV ZEN

Il laboratorio sperimentale PVZEN è costituito da un'infrastruttura modulare composta da quattro generatori fotovoltaici, per una potenza installata complessiva pari a 14,58 kW, un sistema di accumulo elettrochimico formato da 3 pacchi batterie da 9,6 kWh ciascuno, per una capacità energetica totale di 28,8 kWh, e tre inverter dedicati alla conversione e al controllo dell'energia, in grado di erogare una potenza complessiva fino a 15 kW. Oltre a ciò è presente un sistema di accumulo centralizzato con capacità nominale pari a 56,7 kWh, associato ad un inverter dedicato con potenza nominale di 24 kW.

L'impianto comprende inoltre tre utenze elettriche, tra cui un sistema di simulazione del funzionamento di tre pompe di calore destinate alla climatizzazione degli ambienti, coerentemente con una configurazione impiantistica orientata alla progressiva elettrificazione degli usi finali. In tale contesto, servizi quali climatizzazione e produzione

di acqua calda sanitaria sono forniti esclusivamente mediante dispositivi ad alimentazione elettrica, eliminando il ricorso diretto a combustibili fossili.

Data la natura multifattoriale del sistema, che coinvolge variabili legate alla risorsa solare, alle condizioni ambientali esterne, al microclima interno e ai parametri elettrici (tensioni, correnti, potenze ed energie), l'infrastruttura è dotata di un sistema automatico di acquisizione dati, capillare e periodicamente calibrato. Il monitoraggio continuo e affidabile delle grandezze fisiche costituisce un requisito essenziale per garantire una gestione ottimale dei flussi energetici e per supportare l'analisi sperimentale di un sistema caratterizzato da elevata integrazione e complessità operativa.

Il laboratorio PVZEN è stato progettato e realizzato secondo l'approccio Hardware-in-the-Loop (HIL), configurandosi come una microrete elettrica sperimentale alla quale sono connessi tre prosumer e un sistema di accumulo centralizzato. Questo approccio consente l'integrazione, all'interno della medesima architettura, di elementi fisici reali e modelli virtuali, permettendo la valutazione sperimentale delle prestazioni dell'hardware in condizioni operative controllate. La possibilità di simulare i profili di carico e di variarne dinamicamente la richiesta di potenza consente di analizzare il comportamento della comunità energetica in differenti scenari operativi, senza la necessità di disporre di edifici o strutture fisiche effettivamente alimentate.

L'architettura del laboratorio si articola in tre sezioni principali: apparato hardware, componenti virtuali ed emulatore. L'hardware comprende tutti i dispositivi fisici installati e connessi alla rete interna, quali generatori fotovoltaici, sistemi di accumulo (BESS), inverter di conversione, cablaggi e quadri elettrici. I componenti virtuali rappresentano gli edifici, il cui fabbisogno energetico è simulato in tempo reale mediante un elaboratore dedicato. L'emulatore ha il compito di tradurre il consumo virtuale in un equivalente elettrico fisico, riproducendolo tramite banchi di resistenze collegati al lato in corrente alternata degli inverter, garantendo così l'interazione tra dominio reale e dominio simulato.

La Figura 4.1 riporta uno schema funzionale dell'infrastruttura PVZEN, in cui le linee blu rappresentano i flussi informativi (scambio dati) e le linee rosse i flussi di potenza elettrica.

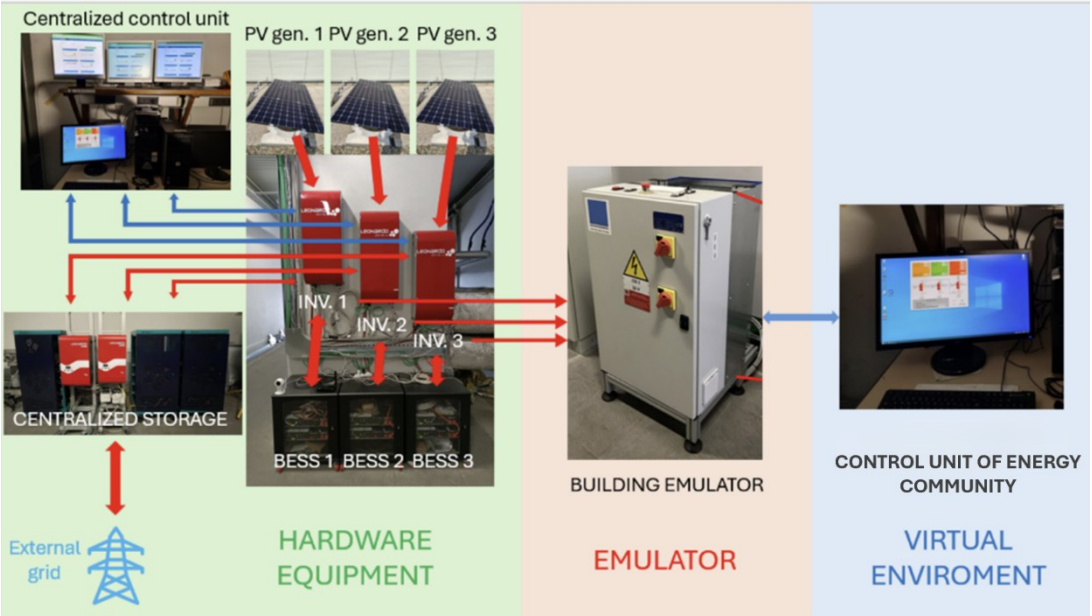


Figura 4.1 Struttura laboratorio PVZEN

.

4.2 Componenti

4.2.1 Moduli fotovoltaici

L'impianto fotovoltaico è stato recentemente ampliato con l'aggiunta di nuovi moduli fotovoltaici. Ciascun modulo fotovoltaico, installato nella configurazione iniziale, è composto da 60 celle in Silicio monocristallino di tipo N con tecnologia a contatti posteriori, integrate da tre diodi di by-pass per la protezione contro fenomeni di ombreggiamento parziale. La potenza nominale di ogni modulo è pari a 370 W e l'efficienza di conversione dichiarata è pari al 21,4%.

L'impianto è configurato in 10 stringhe, ciascuna composta da 3 moduli collegati in serie, per un totale complessivo di 30 moduli installati. Tutte le stringhe sono posizionate con inclinazione pari a 10°, con possibilità di variazione dell'assetto angolare, e orientazione di – 64° o 116°.

Le stringhe sono distribuite tra i generatori in modo da costituire tre distinti blocchi. La differente configurazione in termini di azimut e potenza nominale determina profili di produzione energetica non uniformi tra i blocchi, simulando condizioni rappresentative di

installazioni fotovoltaiche su coperture edilizie con orientamenti differenti. I moduli sono installati sul tetto come mostrato in Figura 4.2.

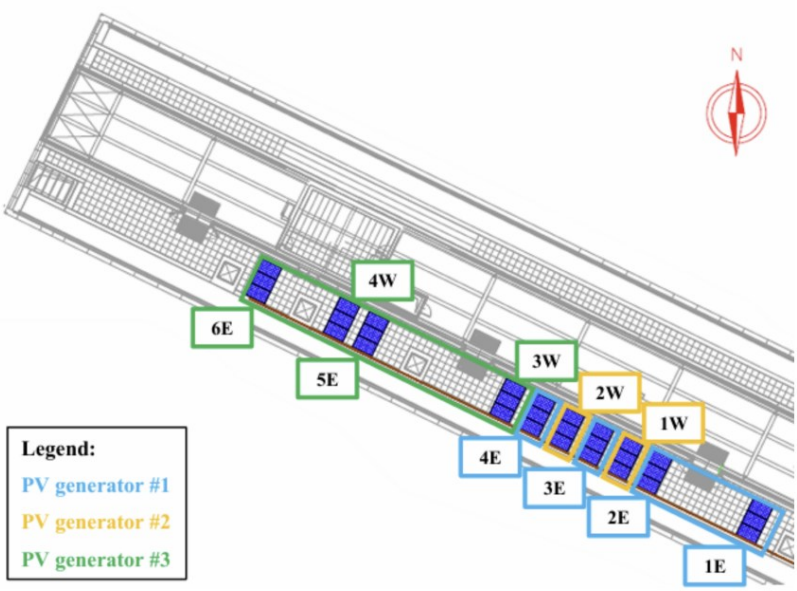


Figura 4.2 Posizionamento dei moduli sul terrazzo del laboratorio PVZEN

A Dicembre 2025 la generazione fotovoltaica è stata ampliata attraverso l'installazione di un quarto generatore da 3,48 kW. La configurazione del nuovo generatore è articolata come segue:

- tre moduli fotovoltaici da 500 W collegati in un’unica stringa, con efficienza superiore al 21,5 %
- otto moduli fotovoltaici da 445 W, con efficienza pari al 22,8%, suddivisi in due stringhe da quattro moduli ciascuna
- tre moduli fotovoltaici da 370 W, posti su due stringhe, con efficienza pari al 21,4%
- due moduli fotovoltaici da 500 W.

Nel complesso, il generatore è costituito da 19 moduli fotovoltaici, disposti come illustrato in Figura 4.3

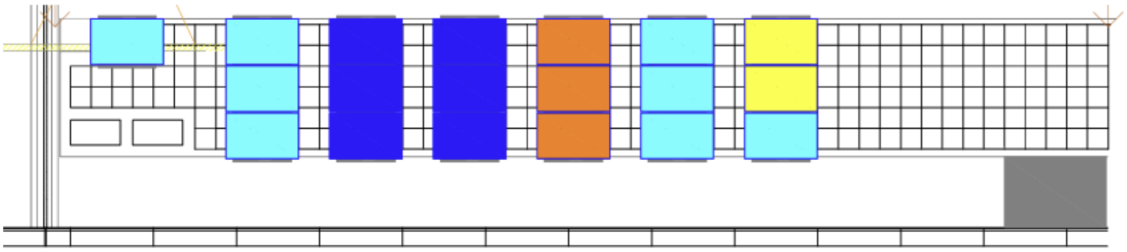


Figura 4.3 Posizionamento dei moduli del quarto generatore fotovoltaico

Anche in questo caso tutte le stringhe presentano un'inclinazione pari a 10°, con possibilità di regolazione, mentre l'azimut è pari a 0° (Sud). I moduli fotovoltaici appartenenti a questo generatore sono soggetti a sostituzione nel tempo, al fine di consentire lo svolgimento di campagne di misura.

4.2.2 Sistema di accumulo

Ogni BESS (Battery Energy Storage System) è costituito da 4 moduli di batterie a litio-ferro-fosfato Pylontech US2000 in parallelo, ognuno con una capacità di 2,4 kWh, per una capacità complessiva di 9,6 kWh. I moduli sono sistemati all'interno di appositi quadri elettrici per garantire adeguate condizioni operative. Ciascun modulo è costituito da 15 celle elettrochimiche collegate in serie, ognuna caratterizzata da una tensione nominale pari a 3,2 V. Tale configurazione consente di ottenere una tensione nominale complessiva di modulo pari a 48 V (15 × 3,2 V), valore idoneo per applicazioni in sistemi in bassa tensione.

Ogni modulo integra un sistema di gestione della batteria (Battery Management System, BMS), necessario per il monitoraggio continuo dei parametri operativi di ciascuna cella, come tensione, corrente e temperatura. Il BMS assicura inoltre il bilanciamento attivo delle cariche tra le celle e protegge da condizioni operative critiche, tra cui sovraccarico, sovratemperatura e scarica profonda.

Figura 4.3 Modulo da 2,4 kWh

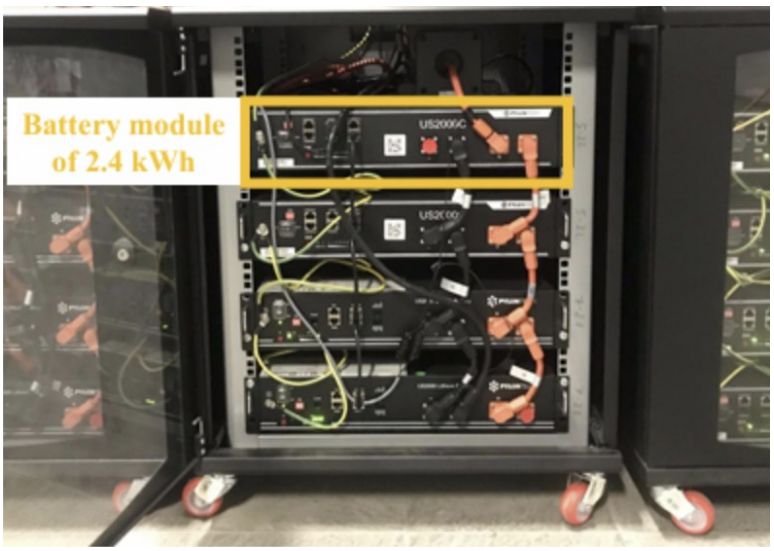


Figura 4.4 Un BESS del PVZEN

Tabella 1 Caratteristiche tecniche modulo Pylontech US2000

Pylontech US2000			
Caratteristica	**Simblo**	**Valore**	**Unità di misura**
Tensione nominale	U_{nom}	48	V
Capacità nominale	C_{nom}	2400	Wh
Capacità effettiva	C_{eff}	2000	Wh
Profondità di scarica max	DoD	<80	%
Corrente di picco carica e scarica	I_p	100 (@15s)	A
Durata a 25°C	-	10+	Anni
Cicli di vita	-	>6000 (25°C, SoC 80%)	-
Numero celle in serie	N_s	15	-

Il sistema di accumulo centralizzato, a cui è collegato il quarto generatore fotovoltaico di recente installazione, è costituito da 12 moduli, ciascuno con una capacità nominale pari a 4,8 kWh, per una capacità complessiva del sistema pari a 57,7 kWh. I moduli sono distribuiti su tre distinti armadi, come mostrato in Figura 4.6.

Figura 4.6 Sistema di accumulo centralizzato con inverte dedicato

4.2.3 Inverter

Nel laboratorio sono presenti 3 inverter monofase WESTERN CO. Leonardo Off-Grid 4kW/5000/48 GE, uno dedicato ad ogni unità produttiva.

Ogni inverter presenta una potenza nominale in corrente alternata pari a 5 kVA e un rendimento di conversione tipico del 95%. I suddetti dispositivi risultano idonei all'integrazione con generatori fotovoltaici dotati di sistemi di accumulo, grazie a un regolatore di carica fotovoltaico con efficienza nominale del 97%, che consente un'elevata efficacia nella gestione energetica complessiva del sistema.

Figura 4.7 Inverter monofase

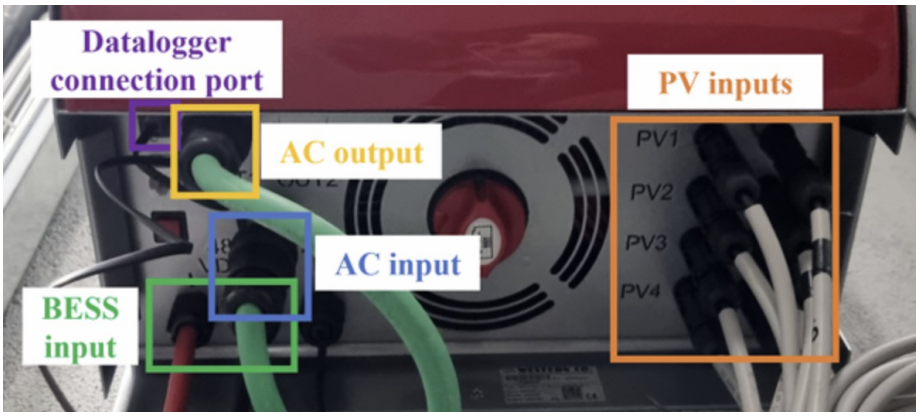


Figura 4.8 Lato posteriore dell'inverter

Nel pannello posteriore dell'inverter in Figura 4.7 sono presenti, sul lato destro, quattro canali di ingresso lato DC (due positivi e quattro negativi), configurati per la connessione di un massimo di quattro stringhe fotovoltaiche. Sul lato sinistro sono invece collocati: l'ingresso dedicato al sistema di accumulo in corrente continua, l'uscita in corrente alternata per l'alimentazione dei carichi e un ulteriore ingresso in corrente alternata destinato al collegamento di una sorgente ausiliaria, tipicamente un gruppo elettrogeno. Quest'ultimo può essere sostituito dalla rete elettrica pubblica; in alternativa, l'ingresso può rimanere inutilizzato in funzione della specifica logica operativa adottata. È inoltre presente un'interfaccia di comunicazione per il collegamento al sistema di controllo e acquisizione

dati. Entrambi i canali in corrente alternata sono di tipo bidirezionale, consentendo il flusso di potenza sia in ingresso sia in uscita dall'inverter.

L'inverter centrale (in Figura 4.6), destinato alla gestione del sistema di accumulo centralizzato, è costituito da tre inverter Leonardo PRO X 8000/48 Off-Grid collegati in parallelo. Questa configurazione consente di considerare i tre dispositivi come un unico inverter equivalente, caratterizzato da una potenza complessiva triplicata. Ciascun inverter presenta una potenza nominale pari a 8 kW, per una potenza totale del sistema di 24 kW. Le porte AC-IN e AC-OUT risultano collegate in modo differente in funzione della configurazione impiantistica adottata.

4.2.4 Quadri elettrici DC e AC

Al quadro elettrico in corrente continua (DC) convergono i cavi provenienti dalle stringhe fotovoltaiche prima dell'ingresso negli inverter. Il quadro integra i dispositivi di protezione e sezionamento, nonché la strumentazione per la misura delle grandezze elettriche lato DC, quali tensioni e correnti, mediante pinze amperometriche e sonde di tensione. Sono installati complessivamente 20 interruttori-sezionatori con fusibile, ciascuno dedicato al conduttore positivo e negativo di ogni stringa, al fine di garantire adeguata protezione e isolamento selettivo delle linee.

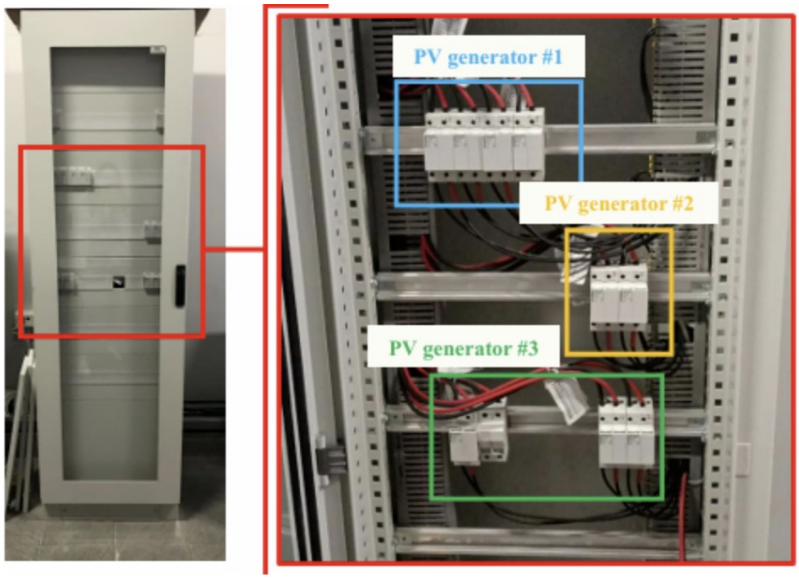


Figura 4.9 Quadro DC installato nel PVZEN

I quadri elettrici in corrente alternata (AC), comprendono i sistemi di protezione, controllo e misura relativi alla sezione in alternata della microrete, gestendo l'alimentazione dei carichi e l'interfacciamento con la rete elettrica esterna. È stata analizzata e adottata una configurazione in parallelo, che prevede il collegamento dell'inverter centralizzato in parallelo agli inverter delle tre unità produttive.

All'interno dei quadri AC sono stati installati analizzatori di rete CVM-E3-MINI ASITA, impiegati per il monitoraggio in tempo reale dei parametri elettrici. Lo strumento consente la misura di circa 250 grandezze, inclusi valori efficaci (RMS), massimi e minimi, nonché l'analisi armonica fino al 31° ordine. Sebbene progettato come analizzatore trifase, con tre canali di corrente e tre di tensione, nell'impianto in esame i tre ingressi indipendenti sono utilizzati per effettuare misure in punti distinti della medesima fase. I dati acquisiti vengono trasmessi tramite protocollo RS-485 (Modbus RTU) a un convertitore Ethernet, rendendo le misure accessibili da PC e consentendo un monitoraggio continuo della power quality.

Nel quadro AC è inoltre installato un controllore logico programmabile (PLC), dispositivo elettronico destinato all'automazione e alla gestione in tempo reale dei processi. Il PLC acquisisce segnali da sensori, elabora le logiche di controllo e invia comandi ad attuatori e ad altre apparecchiature, garantendo elevata affidabilità operativa. Nel laboratorio PVZEN è stato adottato il modello Modicon TM241CE40T/U di Schneider Electric, utilizzato per coordinare simultaneamente l'acquisizione dati, il controllo delle apparecchiature e la gestione dei flussi energetici.

Figura 4.10 Quadri AC installati nel PVZEN

4.2.5 Sistema di monitoraggio delle variabili ambientali

Una stazione meteorologica è situata sullo stesso terrazzo dove sono installati i moduli fotovoltaici, per monitorare le principali variabili ambientali che influenzano le prestazioni del generatore FV. In particolare, vengono rilevati temperatura dell'aria, umidità relativa, pressione atmosferica, velocità e direzione del vento, irradianza solare sul piano orizzontale ed eventuale presenza di precipitazioni.

La temperatura di cella viene misurata su quattro moduli fotovoltaici selezionati come rappresentativi del campo, mediante sensori resistivi Pt1000 (RTD) installati in accoppiamento termico sulla superficie posteriore dei moduli. Tale configurazione consente una stima affidabile della temperatura operativa delle celle, parametro determinante per la valutazione delle prestazioni elettriche.

Tutti i segnali provenienti dalla strumentazione di misura convergono a un multimetro dedicato, installato nel locale tecnico che ospita l'hardware di acquisizione e l'emulatore.

Nello stesso ambiente viene inoltre monitorata la temperatura interna mediante un ulteriore sensore Pt1000, al fine di controllare le condizioni termo-ambientali del laboratorio.

4.2.6 Edifici virtuali

L'infrastruttura del laboratorio prevede l'impiego di edifici virtuali finalizzati alla generazione di profili di carico differenziati, rappresentativi di diverse destinazioni d'uso. Questo consente di riconfigurare la microrete PVZEN in funzione delle caratteristiche delle utenze simulate, rendendo possibile l'analisi sperimentale di scenari assimilabili a differenti configurazioni di comunità energetiche.

La metodologia adottata si basa sulla modellazione completa dei fabbisogni energetici degli edifici, con particolare attenzione all'elettrificazione degli usi finali. I carichi termici per riscaldamento e climatizzazione non vengono dedotti da curve di consumo preesistenti, ma determinati mediante calcolo del fabbisogno termico dell'involucro edilizio e degli ambienti interni. Successivamente, la richiesta energetica viene convertita in potenza elettrica equivalente in funzione delle tecnologie di climatizzazione considerate.

La valutazione della copertura del fabbisogno da parte della generazione fotovoltaica tiene conto della dipendenza della producibilità dalle condizioni ambientali. Oltre alle simulazioni previsionali, il sistema opera in tempo reale integrando le misure istantanee di irradianza e temperatura dell'aria, così da riprodurre condizioni operative coerenti con lo stato effettivo dell'impianto.

La simulazione dinamica degli edifici è realizzata tramite il software EnergyPlus, configurato per l'esecuzione in modalità real-time. Un'applicazione sviluppata in ambiente Matlab gestisce l'interazione tra il modello energetico e il sistema fisico, combinando dati ambientali misurati e consumi calcolati. Il risultato dell'elaborazione è la determinazione in tempo reale della potenza elettrica da assegnare a banchi resistivi, utilizzati come carichi emulatori.

4.2.7 Emulatori di carico

L'emulatore di edifici è un sistema progettato per riprodurre in ambiente controllato il comportamento energetico degli edifici simulati, assorbendo la potenza elettrica determinata dalle elaborazioni in tempo reale. Tale dispositivo consente di trasferire sul piano fisico i risultati delle simulazioni, garantendo coerenza tra modello numerico e risposta sperimentale della microrete.

L'apparato, realizzato specificamente per il laboratorio PVZEN da un'azienda specializzata, è costituito da tre coppie di resistori avvolti, installati in prossimità di un quadro elettrico collocato nel locale tecnico che ospita l'hardware di controllo. Ciascuna coppia di resistori è collegata all'uscita in corrente alternata di un inverter tramite una delle quattro linee dedicate ai carichi presenti nel quadro AC. Il collegamento elettrico è realizzato sul lato posteriore del quadro.

I resistori sono alloggiati all'interno di una struttura metallica verticale, dotata alla base di quattro ventilatori, con funzione di smaltimento forzato del calore generato per effetto Joule durante il funzionamento. Ogni coppia è associata a un regolatore di potenza monofase, deputato alla modulazione della potenza dissipata sui carichi resistivi in funzione del valore imposto dal sistema di controllo.

I regolatori operano tramite protocollo di comunicazione seriale Modbus RTU, consentendo la regolazione e il monitoraggio dei principali parametri, nonché la supervisione operativa del dispositivo. Questa architettura permette un controllo dinamico e accurato della potenza assorbita, assicurando la corretta emulazione dei profili di consumo degli edifici virtuali.

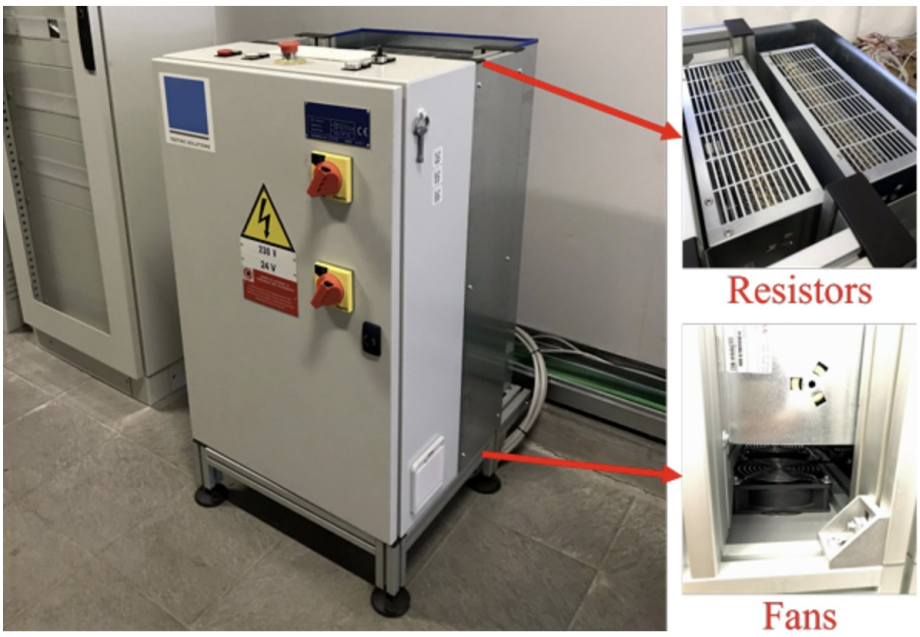


Figura 4.11 Emulatore edifici del laboratorio PVZEN

4.3 Configurazione e funzionamento

Dal punto di vista funzionale, il laboratorio PVZEN è composto dai seguenti sottosistemi:

- arrivo in bassa tensione (BT), rappresenta il punto di connessione alla rete del Politecnico di Torino;
- 3 utenze di tipo domestico, ciascuna in grado di soddisfare i propri fabbisogni energetici, immagazzinare l'energia prodotta e scambiare potenza con le altre unità o con la rete;
- blocco centrale, consiste in un sistema centralizzato di generazione e accumulo a servizio della micro-rete, progettato per supportare le utenze attraverso logiche di gestione condivisa dell'energia;
- sistema UPS (Uninterruptible Power Supply), un gruppo di alimentazione per i carichi per cui è richiesta la continuità di servizio.

L'impianto può lavorare secondo due differenti configurazioni topologiche: a cascata oppure in parallelo, in funzione delle esigenze sperimentali e delle logiche di gestione energetica adottate. Nella configurazione a cascata il blocco centrale è posto tra il punto di connessione alla rete del Politecnico di Torino e le utenze della micro-rete. In tale assetto il blocco opera come nodo di gestione e smistamento dell'energia in condizioni ordinarie, mentre in caso di interruzione dell'alimentazione dalla rete pubblica è in grado di garantire la continuità del servizio, svolgendo il ruolo di un UPS.

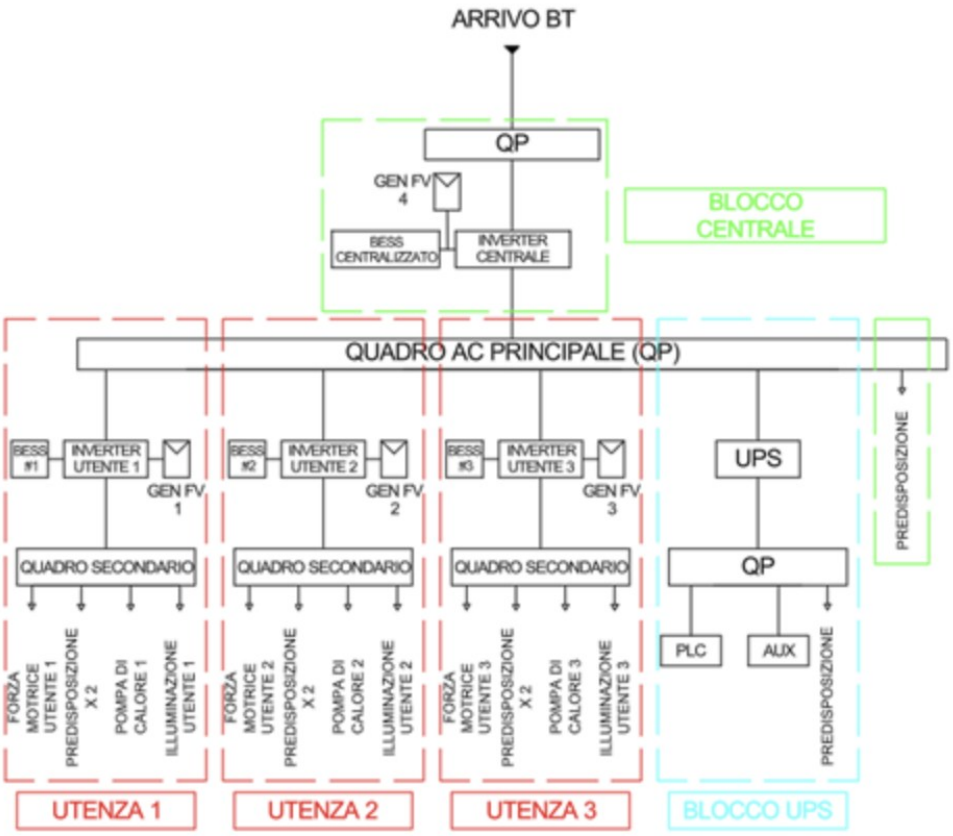


Figura 4.12 Configurazione "a cascata"

Nella configurazione in parallelo, invece, il blocco centrale risulta connesso in parallelo alle utenze: i diversi sottosistemi risultano elettricamente afferenti a un nodo comune, attraverso il quale possono immettere o prelevare potenza in modo indipendente. Quest'ultima configurazione risulta maggiormente rappresentativa di una comunità energetica reale dotata di sistema di accumulo centralizzato, nella quale il generatore e lo storage operano come risorsa condivisa tra i partecipanti.

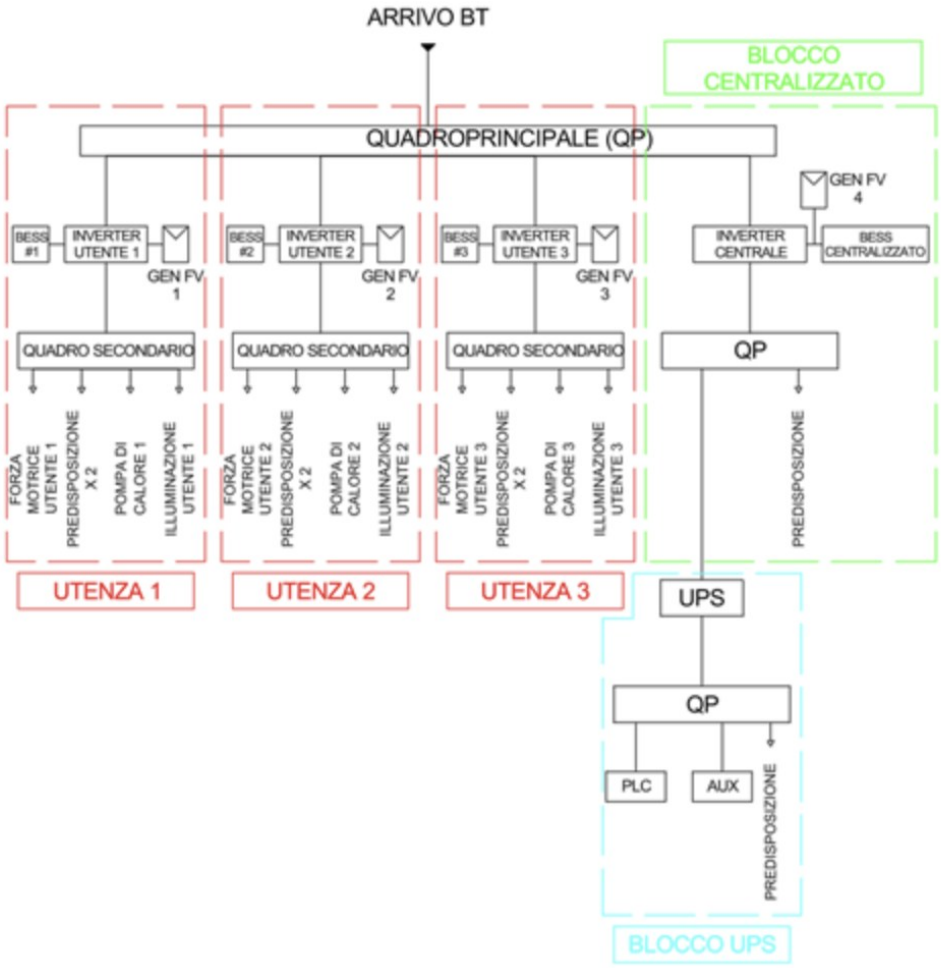


Figura 4.13 Configurazione in parallelo

L'impianto può operare secondo tre modalità principali di esercizio: funzionamento autonomo in isola, funzionamento autonomo connesso alla rete e funzionamento in assetto di micro-rete (micro-grid). Ciascuna modalità corrisponde a differenti condizioni di interconnessione e a specifiche logiche di gestione dei flussi energetici.

Nel funzionamento autonomo in isola, ogni unità lavora in maniera indipendente rispetto alle altre utenze e alla rete. L'intero fabbisogno energetico è soddisfatto esclusivamente dagli inverter che prelevano energia dal generatore fotovoltaico o dal sistema di accumulo.

La modalità di funzionamento autonomo connesso alla rete consente alle utenze di rimanere indipendenti rispetto alle altre ma di essere connesse alla rete del Politecnico di Torino, con la quale sono possibili scambi di energia bidirezionale a seconda della necessità. Questo modus operandi è attuabile esclusivamente tramite configurazione in parallelo.

Infine, il funzionamento in modalità microrete (micro-grid) permette alle utenze e al blocco centrale di operare come un sistema energetico integrato, consentendo lo scambio di potenza tra i vari nodi della rete. In tale modalità è inoltre possibile scegliere se mantenere la micro-rete connessa alla rete esterna oppure operare in regime di isola. Questa flessibilità consente di analizzare strategie avanzate di gestione energetica, autoconsumo collettivo e resilienza del sistema in condizioni di disconnessione dalla rete.[16]

Capitolo 5

5. Sistema di misura e setup sperimentale

Il presente capitolo descrive in maniera dettagliata il sistema di misura e la configurazione sperimentale adottati per l'esecuzione delle prove sulle batterie integrate nell'impianto fotovoltaico oggetto di studio. L'attività sperimentale è finalizzata alla caratterizzazione del comportamento elettrico delle batterie in regime dinamico, con particolare attenzione alla risposta transitoria conseguente al collegamento con un carico capacitivo esterno, in grado di generare variazioni rapide della corrente e di evidenziare le dinamiche interne del sistema di accumulo.

L'obiettivo delle misure è analizzare l'andamento temporale delle principali grandezze elettriche, al fine di valutare la risposta del sistema in termini di variazione di tensione, corrente erogata e stabilità del comportamento durante il transitorio. Le grandezze monitorate sono pertanto la tensione ai morsetti della batteria e la corrente fornita al carico durante la fase di carica del condensatore.

L'acquisizione dei segnali è effettuata mediante oscilloscopio digitale ad elevata frequenza di campionamento, in combinazione con sonda di tensione e pinza amperometrica per la misura non invasiva della corrente. I dati acquisiti vengono registrati e archiviati tramite un sistema di acquisizione dedicato, che consente la successiva elaborazione e analisi dei profili temporali misurati.

Nel seguito del capitolo sono descritti nel dettaglio i singoli componenti del banco prova, le modalità di collegamento e la configurazione operativa adottata, al fine di garantire la completa tracciabilità e riproducibilità dell'esperimento.

5.1 Componenti del sistema di misura

5.1.1 Batteria $LiFePO_4$

Le misure sono state condotte sui tre diversi pacchi batteria presenti nel laboratorio PVZEN, tuttavia per l'analisi dettagliata e lo sviluppo del modello è stato analizzato il pacco batteria n.3, in quanto ha mostrato un comportamento maggiormente regolare nelle curve sperimentali di tensione e corrente acquisite durante le prove.

La descrizione dettagliata del pacco batteria, della configurazione dei moduli e dei relativi collegamenti è stata ampiamente discussa nel capitolo precedente. Al momento delle misurazioni la batteria presentava uno stato di carica (State of Charge, SoC) pari al 38%. Operare in questa condizione consente di limitare gli effetti legati alle zone estreme di funzionamento della batteria. Le prove sono state eseguite in condizioni di temperatura ambiente di laboratorio, mantenuta pressoché costante durante l'intera campagna sperimentale, in modo da ridurre l'influenza delle variazioni termiche sulle prestazioni della batteria.

5.1.2 Scheda di acquisizione dati (DAQ)

Il fulcro del setup di misura è rappresentato dal sistema di acquisizione multifunzione National Instrument NI USB-6251 serie M, in Figura 5.1. Il dispositivo consente l'acquisizione di segnali analogici e la conversione in segnali digitali mediante interfaccia USB 2.0, garantendo elevate prestazioni in termini di risoluzione e frequenza di campionamento.

La scheda è composta da 16 ingressi analogici single-ended (o 8 ingressi differenziali), con risoluzione pari a 16 bit. La frequenza massima di campionamento raggiungibile è pari a 1,25 MS/s in modalità aggregata. Il dispositivo integra 2 uscite analogiche a 16 bit, con frequenza massima di aggiornamento fino a 2,86 MS/s, utilizzabili per la generazione di segnali di test o per implementazioni di controllo. Il dispositivo dispone, inoltre, di 24 linee di input/output digitali (TTL) configurabili via software e di 2 contatori/timer a 32 bit, utilizzabili per misure di frequenza.

L'interazione del DAQ può essere realizzato tramite LabVIEW, MATLAB, Python o ambienti C/C++. [17]

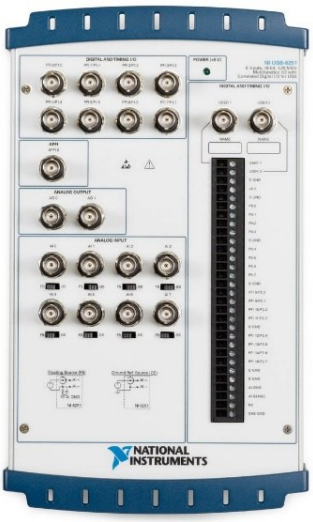


Figura 5.1 Scheda di acquisizione National Instruments USB-6251

5.1.3 Oscilloscopio digitale

Per il monitoraggio dei segnali elettrici è stato utilizzato un oscilloscopio digitale virtuale in ambiente LabVIEW, progettato per consentire l'acquisizione e la visualizzazione in tempo reale delle grandezze analogiche provenienti dal sistema di misura. L'applicazione software è in grado di riprodurre le funzionalità operative di uno strumento da banco, offrendo maggiore flessibilità nella configurazione dei parametri di acquisizione e nella gestione dei dati sperimentali.

Nello specifico, il programma supporta tre modalità operative: acquisizione continua, impiegata per il monitoraggio dinamico dei segnali durante il funzionamento del sistema; modalità di acquisizione one-shot a due canali, per la registrazione di eventi singoli sincronizzati; acquisizione one-shot a quattro canali per l'analisi simultanea multi-segnale di fenomeni transitori.

L'architettura del software prevede una fase preliminare di configurazione dei canali in ingresso, durante la quale vengono definiti il canale fisico di acquisizione, i fattori di conversione associati alle sonde di tensione e corrente e i range entro cui tali grandezze rientrano. Quest'ultimo parametro è di fondamentale importanza per ottimizzare l'utilizzo del fondo scala del convertitore A/D, massimizzare la risoluzione effettiva e ridurre l'errore di quantizzazione.

La scelta della frequenza di campionamento (Sampling rate) e dell'intervallo temporale di acquisizione, determina la densità dei dati acquisiti e la conseguente capacità del sistema di ricostruire correttamente il fenomeno analizzato:

$$N = f_s T \tag{5.1}$$

dove N è il numero totale di campioni acquisiti, f_s è la frequenza di campionamento espressa in [Sa/s] e T è la finestra temporale di acquisizione [s].

Un elemento centrale del sistema è rappresentato dalla logica di trigger, che consente di vincolare l'avvio della registrazione al verificarsi di una condizione definita. E' possibile configurare: il tempo di pre-trigger, ovvero l'intervallo di dati registrati prima dell'evento di attivazione; il livello di trigger, cioè il valore soglia che il segnale deve superare per attivare l'acquisizione; la pendenza (positiva o negativa), che determina se l'evento avviene al superamento della soglia in salita o in discesa.

Oltre al trigger interno basato su un canale analogico, è possibile utilizzare una linea digitale esterna (Programmable Function Interface, PFI) per sincronizzare l'acquisizione con dispositivi ausiliari o con eventi generati dal sistema in prova.

Il software consente, inoltre, di definire la durata complessiva dell'esecuzione e di controllare la modalità di memorizzazione dei dati. Al termine dell'acquisizione, le grandezze misurate vengono esportate in formato testuale strutturato (.txt), contenente sia il vettore temporale che i valori istantanei delle grandezze elettriche associate a ciascun canale. Questa scelta garantisce semplicità di post elaborazione in ambienti esterni, come ad esempio MATLAB o Excel.

5.1.4 Sonda differenziale di tensione

Figura 5.2 Sonda differenziale Sapphire SI-9002

Per la misura della tensione è stata impiegata la sonda differenziale Sapphire Differential Probe SI-9002. Questo dispositivo è progettato per rilevare la differenza di potenziale tra due terminali e trasferire il segnale all'oscilloscopio tramite un'uscita single-ended con connettore BNC. Internamente presenta un amplificatore differenziale attivo, che provvede ad attenuare e scalare il segnale mantenendo un'elevata impedenza di ingresso.

La sonda dispone di due rapporti di attenuazione selezionabili, 1:20 e 1:200, che permettono di adattare la misura all'ampiezza del segnale da analizzare. L'attenuazione consente di estendere il campo di misura mantenendo il segnale in uscita entro i limiti operativi della scheda di acquisizione.

Ciascun terminale della sonda presenta un'impedenza di ingresso pari a 4 MΩ in parallelo a 5.5 pF rispetto alla massa. Quando la sonda è collegata in modalità differenziale tra due nodi del circuito, le due impedenze risultano elettricamente in serie. L'elevata impedenza riduce l'effetto di carico sul circuito analizzato, limitando le perturbazioni introdotte dallo strumento.

Le principali caratteristiche tecniche della sonda, riportate nel datasheet dal costruttore [18], sono riassunte nella Tabella 2.

Tabella 2 Caratteristiche tecniche sonda tensione Sapphire SI-9002

Sapphire SI-9002	
Caratteristica	**Valore**
Banda passante (-3dB)	DC – 25 MHz
Rapporto di attenuazione	1:20 o 1:200
Accuratezza dichiarata	±2 %
Tensione differenziale massima	±140 V (modalità ×20) ±1400 V (modalità ×200)

La banda passante consente la misura di segnali sia in regime continuo sia di fenomeni dinamici con contenuto armonico fino a diverse decine di MHz, rendendo la sonda adatta all'analisi di transitori nei circuiti di potenza.

Un'ulteriore sonda di tensione Sapphire Differential Probe SI-9002 è stata utilizzata nel circuito come trigger per sincronizzare l'acquisizione del segnale.

5.1.5 Pinza di corrente

Figura 5.3 Pinza di corrente Hioki 3285 Clamp AC/DC

La pinza di corrente utilizzata nelle misure è la Hioki 3285 Clamp AC/DC, progettata per la misura non invasiva delle corrente elettrica. La struttura a pinza consente di chiudersi attorno al cavo da analizzare.

La pinza utilizza un sensore ad effetto Hall, che consente di misurare sia la componente continua sia quella alternata della corrente. Quando la pinza viene chiusa attorno al conduttore, il campo magnetico generato dalla corrente viene convogliato nel nucleo magnetico della pinza. Il sensore Hall rileva tale campo e lo converte in un segnale di tensione proporzionale alla corrente misurata. Il segnale viene poi condizionato tramite uno stadio di amplificazione interno e reso disponibile in uscita tramite connettore BCN, permettendo il collegamente diretto al sistema di acquisizione dati.

5.1.6 Accessori di collegamento

Per collegare gli strumenti di misura al circuito sono necessari accessori di collegamento quali cavi con connettori a banana, pinze a coccodrillo e adattatori di sicurezza. L'impiego di connettori standardizzati consente di ottenere connessioni affidabili e facilmente riconfigurabili.

I connettori a banana sono terminali metallici cilindrici, montati all'estremità dei cavi di misura e sono utilizzati per il collegamento elettrico dei cavi agli strumenti di misura presenti nel circuito. Questo tipo di connettore garantisce un contatto elettrico stabile grazie alla presenza di un isolamento rinforzato. Le pinze a coccodrillo, attraverso la loro struttura a molla, consentono il collegamento diretto al terminale in cui si vuole misurare una grandezza. Infine, gli adattatori di sicurezza sono progettati per garantire un collegamento sicuro tra i terminali dei cavi di misura e conduttori o morsetti, sono caratterizzati da un involucro isolante che copre le parti conduttive.

Figura 5.4 Accessori utilizzati per i collegamenti nel setup di misura

5.1.7 Carico capacitivo

Il sistema sperimentale include un carico capacitivo, il cui circuito interno è riportato in Figura 5.5.

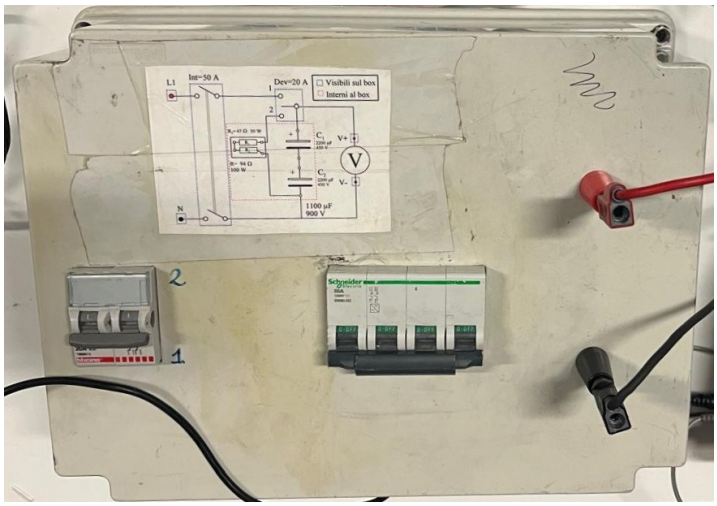


Figura 5.5 Carico capacitivo

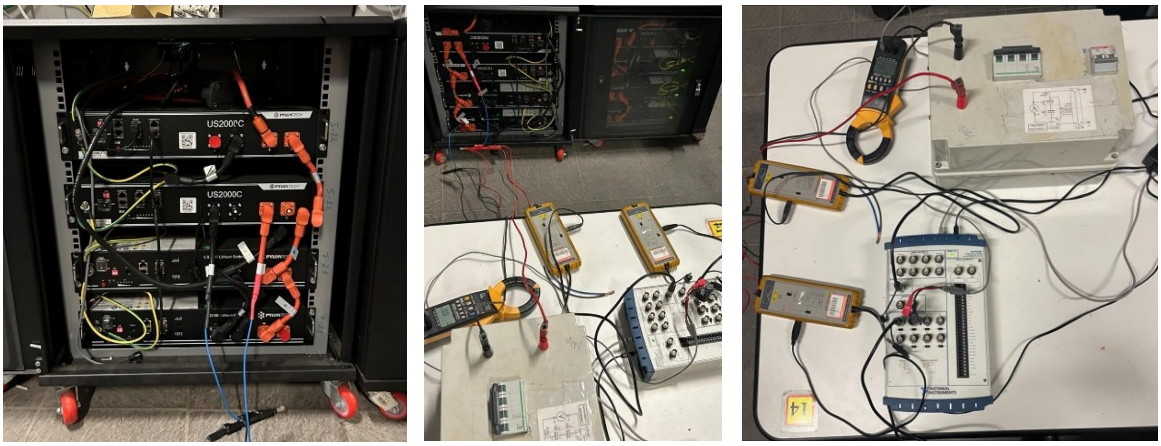
L'alimentazione del circuito viene gestita dall'interruttore generale Schneider Electric posto al centro del carico capacitivo, che consente l'attivazione o l'isolamento dell'intero blocco. A sinistra è posto un dispositivo di manovra che permette di selezionare la configurazione di carica o scarica del condensatore: in posizione 1 il carico capacitivo è connesso con il circuito esterno, mentre in posizione 2 viene collegato al resistore per operare la scarica.

Il ramo capacitivo del circuito equivalente è costituito da due condensatori elettrolitici collegati in serie, ciascuno caratterizzato da una capacità di 2200 µF e tensione nominale di 450 V. Questo assetto permette di ottenere una capacità equivalente di 1100 µF e una tensione di 900 V. Sono inoltre presenti resistenze di potenza per limitare la corrente durante le fasi di carica e scarica del condensatore.

Sul carico capacitivo sono visibili due terminale di uscita, utilizzati per collegare il dispositivo sottoposto a misure, in questo caso la batteria.

5.2 Configurazione setup di misura

La Figura 5.6 mostra la configurazione fisica del banco di prova utilizzato per le misure sperimentali.



(a) *(b)* *(c)*

Figura 5.6 Configurazione setup di misura

Nello specifico, in Figura 5.6(a) è rappresentato il sistema di accumulo costituito da quattro moduli batteria Pylontech US2000, collegati tra loro in parallelo. I moduli del pacco batteria risultano connessi tramite cavi di potenza e collegamenti di comunicazione previsti dal costruttore. Dai terminali della batteria partono i cavi di collegamento che congiungono il sistema di accumulo al circuito di prova, nello specifico al carico capacitivo.

La Figura 5.6(b) mostra una vista intermedia del banco di prova. I cavi di potenza, identificati dai colori rosso e nero, collegano rispettivamente i terminali positivo e negativo della batteria al blocco capacitivo. Le sonde di tensione sono collegate agli stessi cavi, consentendo la misura della differenza di potenziale ai capi del sistema di accumulo durante le prove sperimentali. La pinza di corrente è posizionata attorno al cavo di ritorno verso la batteria, identificato dal colore nero, ed è orientata secondo il verso indicato dal costruttore sullo strumento di misura, al fine di garantire la corretta rilevazione della corrente nel verso effettivo di scorrimento nel circuito.

Infine, la Figura 5.6(c) illustra la configurazione dei collegamenti tra i sensori di misura e il sistema di acquisizione dati. In particolare, le sonde di tensione e la pinza di corrente sono collegate al dispositivo di acquisizione National Instruments NI USB-6251 attraverso gli ingressi analogici. La sonda di tensione principale è connessa all'ingresso analogico AI0, mentre la pinza di corrente è collegata all'ingresso AI1. Un'ulteriore sonda di tensione, utilizzata per la generazione del segnale di trigger, è invece collegata alla linea APFI (Analog Programmable Function Interface). I segnali analogici acquisiti vengono successivamente digitalizzati dal sistema di acquisizione e trasferiti al personal computer tramite interfaccia USB, dove sono visualizzati e registrati mediante un oscilloscopio digitale sviluppato in ambiente LabVIEW.

5.2.1 Procedura di misura

La procedura sperimentale adottata per l'esecuzione delle misure prevede una serie di operazioni preliminari finalizzate alla corretta configurazione del sistema e della strumentazione di acquisizione.

In primo luogo, il pacco batteria viene scollegato dall'inverter dedicato, al fine di isolare il sistema di accumulo dal resto dell'impianto. Successivamente viene disattivata l'elettronica di gestione della batteria e vengono scollegati i terminali positivo e negativo dell'intero pacco, lasciando il collegamento in parallelo dei vari moduli. Ai due terminali della batteria vengono quindi collegati i cavi di potenza che arrivano al carico capacitivo e sui quali viene connessa anche la sonda di tensione. A questo punto viene riattivata l'elettronica della batteria.

Una volta effettuati i collegamenti elettrici, si procede con la taratura delle sonde di tensione e di quella di corrente, al fine di garantire l'accuratezza delle misure acquisite. Successivamente viene configurato l'oscilloscopio digitale, impostato in modalità di acquisizione one-shot su due canali. Durante questa fase vengono inseriti i parametri di configurazione e le costanti delle sonde di misura utilizzate, come mostrato in Figura 5.7. In particolare, al canale analogico Dev1/ai0 è collegata la sonda di tensione Sapphire SI-9002, utilizzata per misurare la tensione ai capi della batteria, mentre il canale Dev1/ai1 è connesso alla pinza di corrente Hioki 3285.

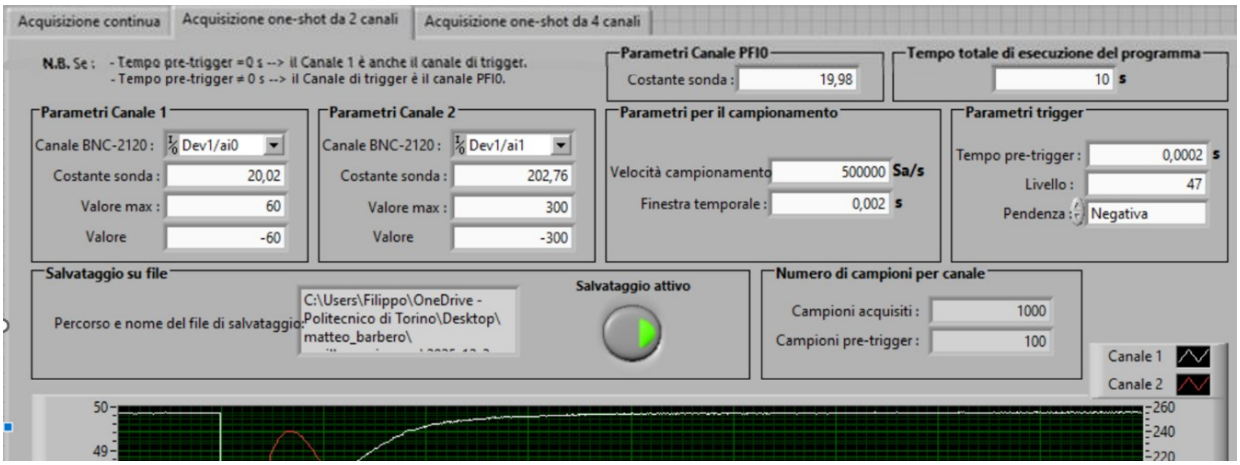


Figura 5.7 Configurazione oscilloscopio digitale

Prima di avviare una misurazione, è necessario operare sul blocco capacitivo. L'interruttore generale viene inizialmente mantenuto in posizione di spegnimento per garantire condizioni di sicurezza. Successivamente si procede alla scarica del condensatore tramite l'apposito selettore, impostandolo sulla posizione 2, in modo da assicurare che il condensatore sia completamente scarico. Si attiva poi la fase di carica del condensatore, portando il selettore sulla posizione 1. A questo punto si avvia l'acquisizione tramite oscilloscopio digitale e, contemporaneamente, viene attivato l'interruttore generale, consentendo la carica del condensatore e generando il transitorio di corrente e tensione nel circuito. Tale fenomeno viene acquisito dal sistema di misura e registrato dal software di acquisizione.

In Figura 5.8 vengono riassunte le diverse fasi, in ordine di esecuzione, necessarie per la procedura di misura

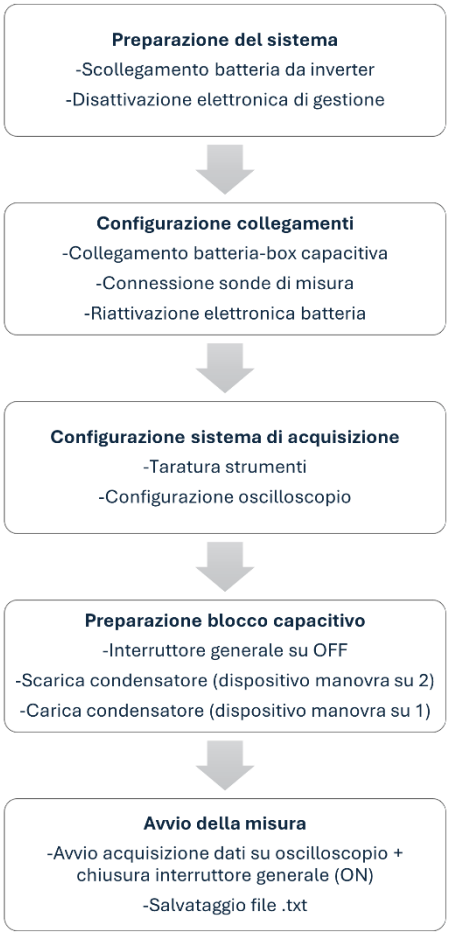


Figura 5.8 Flowchart per la procedura adottata per le misurazioni

Capitolo 6

6. Analisi dei risultati sperimentali e sviluppo del modello equivalente

Come già anticipato nel capitolo precedente, le misure sperimentali sono state effettuate su tre distinti pacchi batteria disponibili presso il laboratorio PVZEN; tuttavia, ai fini dell'analisi approfondita e della successiva modellazione, è stato scelto il pacco batteria n.3. Le misurazioni sono state effettuate sia considerando i singoli moduli batteria analizzati individualmente, sia sull'intero pacco batterie costituito dal parallelo di quattro moduli. Dai risultati ottenuti è emerso che l'andamento delle grandezze elettriche misurate, ovvero tensione e corrente, risulta sostanzialmente analogo sia per i singoli moduli che per l'intero pacco batterie. Ciò indica che il comportamento dinamico del sistema complessivo è coerente con quello osservato a livello di singolo modulo, consentendo quindi di utilizzare i risultati delle prove per l'analisi e lo sviluppo del modello rappresentativo del sistema di accumulo.

Di seguito vengono analizzati i risultati sperimentali ottenuti durante le prove effettuate in laboratorio sul sistema di accumulo. L'analisi si concentra sulle forme d'onda sperimentali di tensione e corrente misurate durante il transitorio generato dal carico capacitivo. Lo studio congiunto di queste due grandezze permette di individuare le principali caratteristiche dinamiche dell'intero circuito sperimentale e di interpretane il comportamento elettrico. A partire da tali osservazioni è possibile ricavare un modello elettrico equivalente in grado di descrivere in maniera coerente il comportamento del sistema reale. Il modello sviluppato verrà successivamente confrontato con le curve sperimentali al fine di verificarne la capacità di riprodurre correttamente l'andamento delle grandezze elettriche.

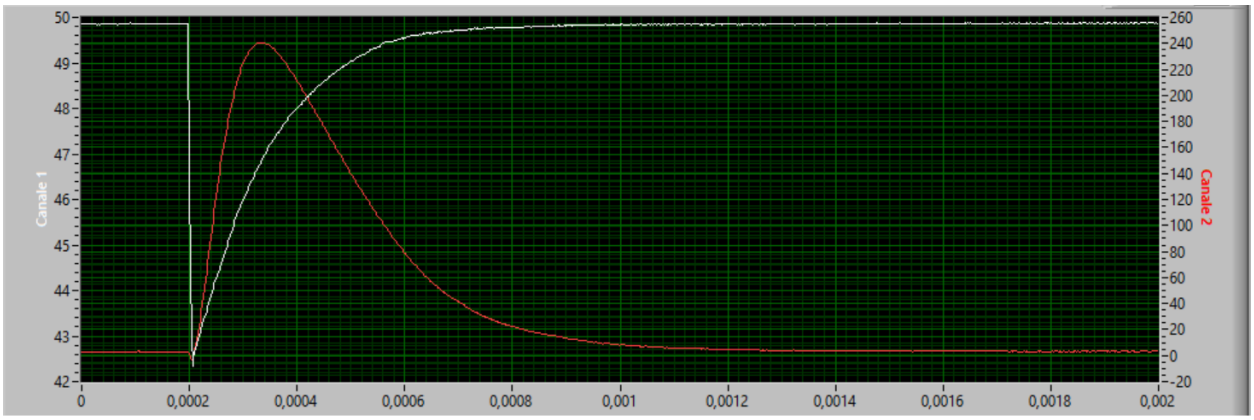


Figura 6.1 Transitori di carica del condensatore esterno mediante la batteria

In Figura 6.1 è riportato l'andamento temporale della tensione e della corrente, acquisite durante le prove sperimentali. In particolare, la curva bianca rappresenta la tensione ai capi della batteria mentre la curva rossa rappresenta la corrente che circola nel circuito di potenza.

All'istante iniziale del transitorio, corrispondente alla chiusura del circuito e all'avvio della carica del condensatore, si osserva un rapido incremento della corrente, che raggiunge un picco massimo di 240 A dopo circa 0,35 ms dall'inizio del transitorio. Questo andamento indica che nelle prime fasi il condensatore presenta un'impedenza molto bassa e consente quindi il passaggio di una corrente elevata, inoltre la pendenza con cui sale la curva di corrente indica un comportamento induttivo all'interno del circuito. Dopo aver raggiunto il valore massimo, la corrente decresce progressivamente fino ad avvicinarsi allo zero, seguendo un andamento decrescente di tipo esponenziale.

Parallelamente, la tensione ai capi della batteria parte da un valore pari a circa 49,8 V per poi diminuire bruscamente in corrispondenza della chiusura dell'interruttore fino ad un valore pari a circa 42,2 V. Successivamente la curva di tensione risale fino al valore iniziale. Questo fenomeno è attribuibile alla presenza della resistenza interna del circuito che produce una caduta di tensione istantanea proporzionale alla corrente che inizia a circolare nel circuito. Inoltre, la tensione non si annulla completamente poiché, in accordo con il principio di conservazione della carica, la capacità interna della batteria risulta superiore a quella del carico capacitivo utilizzato; ne consegue che quest'ultimo non è in grado di trasferire una quantità di carica sufficiente a determinare la completa scarica della batteria e a portare il sistema a una condizione di tensione nulla.

6.1 Modello elettrico equivalente

L'analisi delle curve sperimentali di tensione e corrente consente di individuare le principali caratteristiche dinamiche del sistema durante il transitorio generato dalla carica del condensatore. Nello specifico, l'andamento impulsivo della corrente e la corrispondente variazione della tensione ai capi della batteria evidenziano la presenza di fenomeni resistivi e dinamici, riconducibili all'impedenza interna dell'intero sistema.

Sulla base di osservazioni sperimentali, e facendo riferimento ai modelli adottati in letteratura per la rappresentazione elettrica delle batterie agli ioni di litio, nonché alla teoria sui circuiti elettrici, è possibile descrivere il comportamento del sistema mediante un modello elettrico equivalente. Il modello utilizzato nel presente lavoro deriva da una precedente attività di sviluppo condotta nell'ambito delle sperimentazioni svolte presso il laboratorio PVZEN. A partire da tale modello iniziale, è stata effettuata una revisione critica finalizzata alla sua semplificazione e ottimizzazione, con l'obiettivo di ottenere una rappresentazione più efficiente del sistema. Il modello così rielaborato è stato implementato nell'ambiente di simulazione Simulink, al fine di consentire il confronto diretto tra i risultati della simulazione e i segnali acquisiti sperimentalmente durante le campagne di misura.

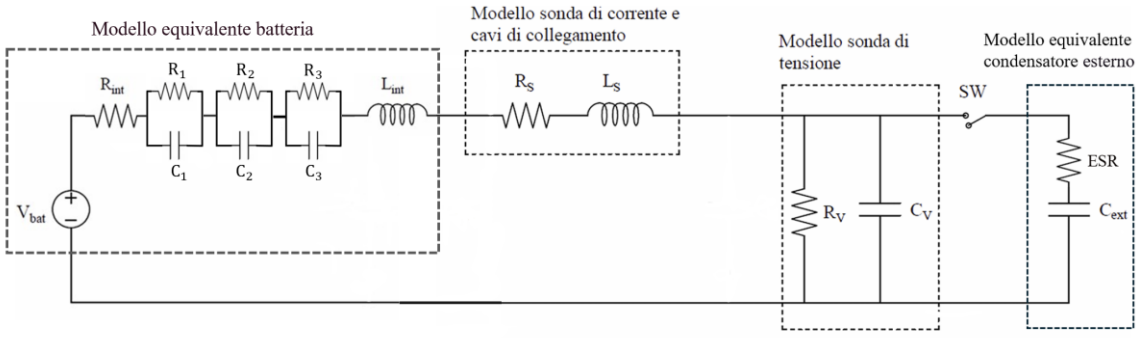


Figura 6.2 Modello elettrico circuito sperimentale

La batteria è stata modellata mediante una sorgente ideale di tensione costante, il cui valore è stato assunto pari alla tensione misurata a circuito aperto (49,85 V). La resistenza interna della batteria (R_{int}) è stata introdotta nel modello come elemento puramente ohmico. Sono stati inoltre considerati rami dinamici di tipo RC per rappresentare i fenomeni di polarizzazione; tuttavia il contributo dei primi due risulta trascurabile poiché i transitori

analizzati hanno una durata inferiore al millisecondo. Il ramo R_3C_3 è stato inserito per modellizzare la polarizzazione veloce, con una costante di tempo che è paragonabile alla durata del transitorio. Per tenere conto degli effetti parassiti associati alla configurazione fisica della batteria e ai collegamenti elettrici, è stata considerata anche un'induttanza interna (L_{int}).

Il modello include inoltre i parametri R_s e L_s, che rappresentano rispettivamente la resistenza e l'induttanza introdotte dalla sonda di corrente e dai cavi di collegamento impiegati durante le misure sperimentali.

La catena di acquisizione della tensione è stata modellata mediante i parametri R_v e C_v, rispettivamente la resistenza di ingresso e la capacità parassita. Ciascun ingresso della sonda differenziale può essere modellizzato come un parallelo tra una resistenza e una capacità verso massa I valori di tali parametri sono stati determinati sulla base delle specifiche tecniche riportate nel datasheet della sonda di tensione Sapphire SI-9002.

Infine, il modello è completato dalla presenza di un interruttore controllato, che consente di riprodurre la chiusura del circuito verso il condensatore esterno di carico C_{ext}. Quest'ultimo è rappresentato attraverso la serie di una capacità e di una resistenza equivalente (ESR, Equivalent Series Resistance).

6.1.1 Modello equivalente batteria agli ioni di Litio

In letteratura sono stati proposti numerosi modelli equivalenti per la rappresentazione del comportamento elettrico delle batterie agli ioni di litio caratterizzati da diversi livelli di complessità e accuratezza. Per la descrizione delle dinamiche elettriche sono ampiamente utilizzati i modelli a circuito equivalente (Equivalent Circuit Models, ECM). In [19] viene proposto un modello equivalente generalizzato per batterie agli ioni di litio con chimica litio-ferro-fosfato, sviluppato per ridurre la complessità delle tradizionali procedure di caratterizzazione sperimentale per la determinazione dei parametri. Nei modelli convenzionali, i parametri elettrici devono essere calibrati per ciascuna cella e per diverse condizioni operative quali stato di carica (SoC), corrente di carica/scarica (C-rate) e temperatura operativa.

Lo sviluppo del modello equivalente avviene in due passaggi principali. Nel primo passaggio viene effettuata una riduzione dell'ordine del modello, passando da un modello equivalente del primo ordine a uno di ordine zero. Seppur il modello di ordine zero non sia in grado di rappresentare il comportamento dinamico della cella durante l'applicazione di una corrente, questo approccio consente di semplificare le procedura di calibrazione, in quanto è necessario determinare unicamente le resistenza totale del sistema. Nei modelli di primo ordine, invece, la calibrazione richiede la determinazione di ulteriori parametri, quali la resistenza di trasferimento di carica e la capacità del doppio strato, generalmente ottenuti tramite il fitting della risposta in tensione a impulsi di corrente. Nel secondo passaggio viene introdotta la generalizzazione del modello, passando da un ECM specifico per ciascuna cella a un modello generalizzato per celle LFP. In questo caso la resistenza viene espressa in funzione della sola capacità nominale della cella.

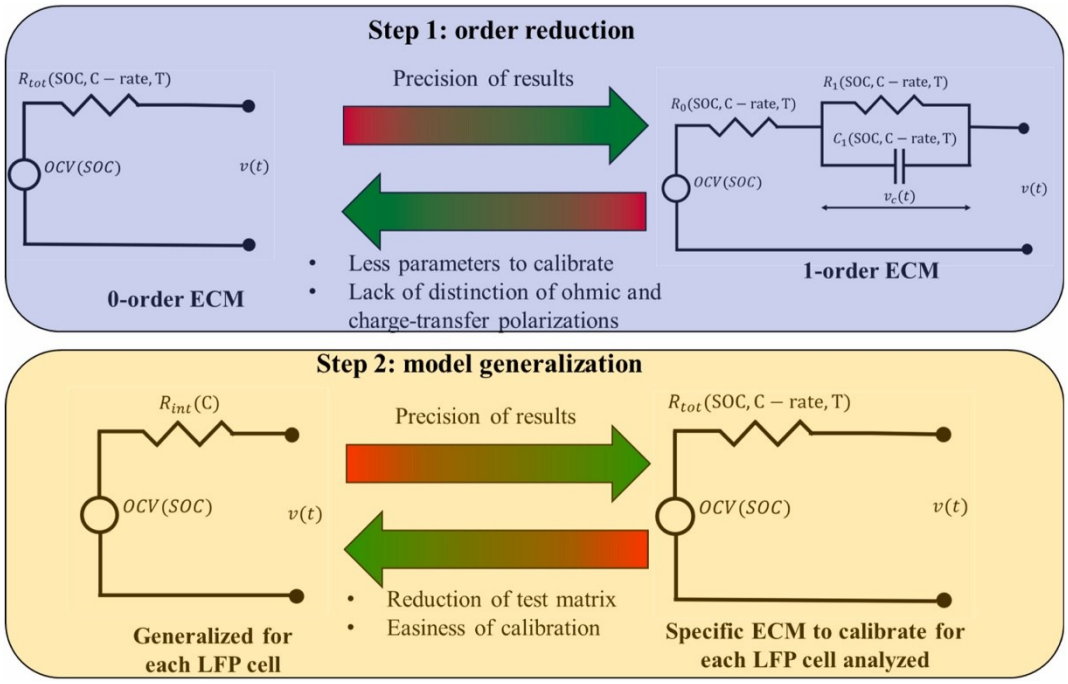


Figura 6.3 Procedura di sviluppo del modello equivalente generalizzato per celle LFP

Nel modello generalizzato di ordine zero (0th-order ECM), la resistenza interna della cella viene espressa come funzione della capacità nominale della batteria, parametro facilmente reperibile dai datasheet dei produttori. Il sistema di accumulo, oggetto di studio di questo elaborato, è costituito dal parallelo di quattro moduli Pylontech US2000, per una capacità complessiva pari a 9,6 kWh e una tensione nominale di 48 V. Ciascun modulo

presenta un'energia nominale di 2,4 kWh ed è costituito da 15 celle al litio-ferro-fosfato connesse in serie, ciascuna caratterizzata da una tensione nominale di 3,2 V. La capacità nominale della singola cella può essere ricavata attraverso la relazione:

$$C = \frac{E_{mod}}{N_{cell} \cdot V_{cell}} = \frac{2400}{15 \cdot 3{,}2} = 50\ Ah \tag{6.1}$$

dove E_{mod} rappresenta la capacità nominale del modulo, N_{cell} è il numero di celle in serie e V_{cell} è la tensione nominale della singola cella.

Al fine di individuare una correlazione generalizzata tra resistenza interna e capacità nominale, l'autore di basa su considerazioni di carattere fisico. La resistenza interna della cella può essere espressa come funzione della resistività elettrica del materiale ρ_{el}, dell'area A attraverso cui fluisce la corrente e della lunghezza L dei percorso di conduzione tra gli elettrodi:

$$R_{int} = \rho_{el} \frac{L}{A} \tag{6.2}$$

Parallelamente, la capacità della cella, che rappresenta la quantità di carica elettrica immagazzinabile, può essere espressa in funzione del volume attivo del materiale elettrochimico $V_{current}$ e della densità energetica E_d della cella attraverso la relazione:

$$C = V_{current} E_d = A L_{current} E_d \tag{6.3}$$

Combinando la (6.2) e la (6.3) è possibile ricavare una formulazione che evidenzia una dipendenza inversamente proporzionale tra la resistenza interna e la capacità nominale:

$$R_{int} = \frac{1}{C} [\rho_{el} E_d (L_{current})^2] = \frac{k_{LFP}}{C} \tag{6.4}$$

dove C rappresenta la capacità nominale della batteria e k_{LFP} è un coefficiente caratteristico della chimica LFP.

La calibrazione del modello è stata effettuata utilizzando dati sperimentali ottenuti mediante prove HPPC (Hybrid Pulse Power Characterization) condotte su diverse celle di differente capacità e formato e a differenti temperature operative. L'analisi dei risultati ha evidenziato che il coefficiente caratteristico k_{LFP} presenta una dipendenza dalla temperatura di tipo Arrhenius che può essere espressa come:

$$k_{LFP} = k_0 e^{-\frac{E_a}{RT}} \tag{6.5}$$

Questa dipendenza dalla temperatura è coerente con il comportamento fisico della resistenza interna delle batterie, che tende a diminuire all'aumentare della temperatura.

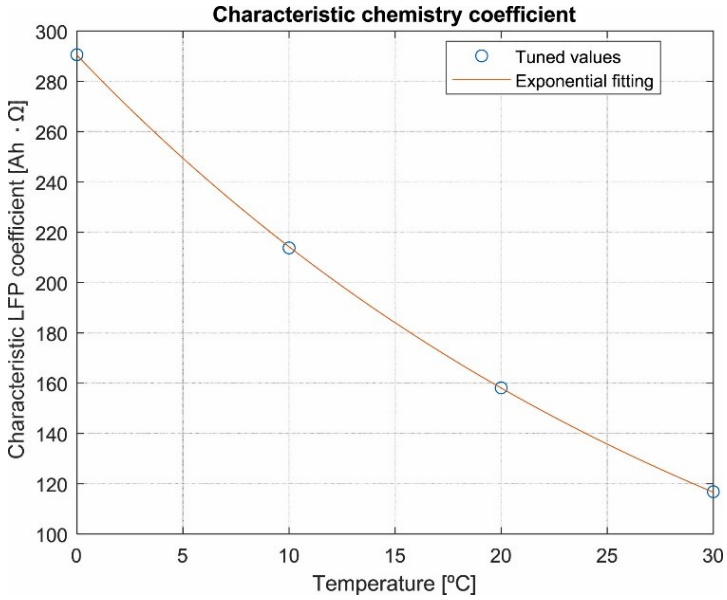


Figura 6.4 Coefficiente chimico caratteristico in funzione della temperatura

Il modello finale presentato dall'autore assume la forma

$$R_{int}(C,T) = \frac{1}{C} k_0 e^{-\frac{E_a}{RT}} \tag{6.6}$$

Durante le prove sperimentali, il valore dello stato di carica (State of Charge, SoC) della batteria è stato monitorato tramite il display dell'inverter, che consente di visualizzare gli scambi di potenza tra il sistema di accumulo, l'impianto e la rete elettrica. In particolare, per la batteria 3 lo SoC risultava pari al 38%, con una tensione a vuoto V_{OC}=49,9 V.

Il sistema di accumulo analizzato è costituito da quattro moduli collegati in parallelo. Ogni modulo è composto da 15 celle da 3,2 V e 50 Ah collegate in serie. Questa configurazione consente di ottenere una tensione nominale complessiva di 48 V e una capacità totale di 9,6 kWh.

Per stimare la resistenza interna delle celle è stata utilizzata la relazione riportata in (6.4), assumendo un coefficiente caratteristico della chimica $LiFePO_4$ k_{LFP} compreso tra 140 e 180 Ah·mΩ per temperature comprese tra 15°C e 25°C. Considerando celle con capacità C=50 Ah, la resistenza interna della singola cella risulta:

$$R_{int,cell} = \frac{k_{LFP}}{C} \tag{6.7}$$

da cui si ottiene un intervallo di valori pari a:

$$R_{int,cell} \in (2{,}8 - 3{,}6)\ m\Omega$$

Poiché ciascun modulo è formato da 15 celle collegate in serie, la resistenza interna equivalente del modulo si ottiene come somma delle resistenze delle singole celle:

$$R_{mod} = N_{cell} \cdot R_{int,cell} \tag{6.8}$$

ottenendo valori compresi tra:

$$R_{mod} \in (42 - 54)\ m\Omega$$

Infine, considerando che l'intero pacco batteria è costituito da quattro moduli collegati in parallelo, la resistenza interna dell'intero sistema risulta pari a:

$$R_{int,bat} = \frac{R_{mod}}{N_{mod}} \tag{6.9}$$

con un intervallo di valori stimati pari a:

$$R_{int,bat} \in (10{,}5 - 13{,}5)\ m\Omega$$

Nei sistemi di accumulo costituiti da celle collegate in serie e moduli in parallelo, lo stato di carica viene generalmente considerato una grandezza comune a tutte le celle. In condizioni ideali, infatti, le celle in serie sono percorse dalla stessa corrente e si caricano e scaricano in modo uniforme, mentre i moduli in parallelo presentano la stessa tensione ai morsetti. Nella realtà possono verificarsi leggere differenze di SoC tra le celle, dovute, per esempio, a disuniformità termiche o variazioni nelle resistenze interne. Tuttavia tali squilibri vengono gestiti e compensati dal sistema di gestione della batteria (Battery Management System, BMS). Nel presente lavoro si è assunto un valore uniforme di SoC per tutte le celle, ipotesi ulteriormente giustificata dal fatto che le analisi dinamiche riguardano transitori molto brevi, dell'ordine dei microsecondi.

6.1.2 Modello equivalente sonda di corrente e cavi di collegamento

Al fine di rappresentare gli effetti parassiti associati ai collegamenti elettrici e alla sonda di corrente utilizzati durante le prove, sono stati inclusi nel modello una resistenza e un'induttanza in serie (R_s e L_s).

La resistenza R_s è stata stimata a partire dalla resistenza lineare dei cavi di collegamento in rame utilizzati, pari a 8,91 mΩ/m. Considerando una lunghezza complessiva dei collegamenti pari a 4 m (2 m di andata e 2 m di ritorno), la resistenza equivalente risulta:

$$R_c = 8{,}91 \frac{m\Omega}{m} \cdot 4m = 35{,}64\ m\Omega \tag{6.10}$$

L'induttanza può essere stimata considerando il sistema costituito da due conduttore paralleli, utilizzando la relazione:

$$L = \frac{\mu_0}{\pi}\left[\frac{1}{4} + \ln\left(\frac{d}{r}\right)\right] \tag{6.11}$$

dove μ_0 rappresenta la permeabilità magnetica del vuoto, d è la distanza tra i centri dei due conduttori e r è il raggio. Assumendo cavi con sezione pari a 2,5 mm^2, è possibile ricavare il raggio come:

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \tag{6.12}$$

Considerando una distanza tra i due fili pari a 20 cm, si ottiene un valore di induttanza lineare pari a L_c=2,26·10^{-6} H/m.

Poiché il datasheet della pinza di corrente Hioki 3285 Clamp AC/DC non fornisce informazioni sui parametri parassiti (resistenza e induttanza), è stato introdotto un contributo correttivo, di entità ridotta, sia a R_s che a L_s , al fine di tener conto degli effetti introdotti dal sensore di misura. I parametri equivalenti sono quindi espressi come:

$$R_s = R_c + \Delta R \tag{6.13}$$

$$L_s = L_c + \Delta L \tag{6.14}$$

dove ΔR e ΔLrappresentano i contributi aggiuntivi associati alla presenza della pinza, stimati in modo da migliorare l'aderenza tra modello e dati sperimentali.

6.1.3 Modello equivalente del condensatore reale

Il comportamento elettrico di un condensatore reale differisce da quello di un condensatore ideale a causa della presenza di effetti parassiti dovuti alla struttura fisica del componente. Oltre alla capacità ideale C, devono essere considerati tre elementi addizionali: la resistenza serie equivalente (Equivalent Series Resistance, ESR), l'induttanza serie equivalente (Equivalent Series Inductance, ESL) e la resistenza di isolamento. La ESR rappresenta le perdite ohmiche associate alla resistenza degli elettrodi, dell'elettrolita e ai terminali, la ESL è legata alla geometria interna del condensatore e ai percorsi di corrente all'interno delle armature, mentre la resistenza di isolamento rappresenta la corrente di perdita attraverso il dielettrico.

Il circuito equivalente completo è rappresentato in Figura 6.5.

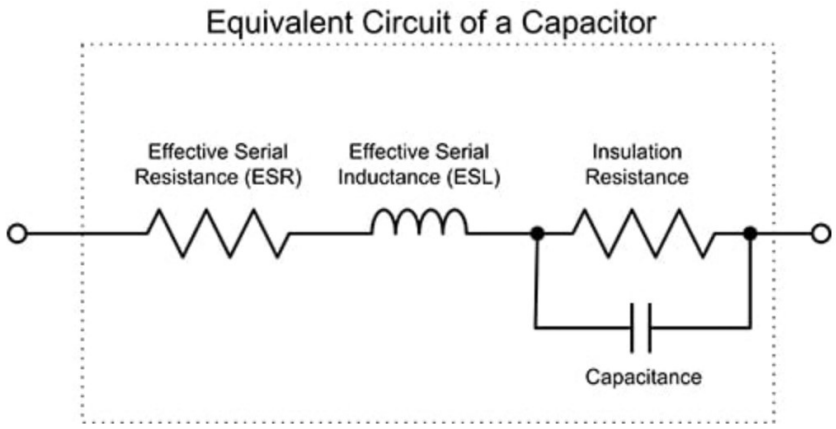


Figura 6.5 Circuito equivalente completo di un condensatore

La resistenza di isolamento in parallelo con la capacità, assume tipicamente valori molto elevati (dell'ordine dei MΩ), generando corrente di leakage trascurabili rispetto alle correnti coinvolte nel transitorio analizzato. Il contributo della resistenza di isolamento può essere quindi trascurato nella modellazione del condensatore.

Il circuito equivalente semplificato può essere rappresentato come un RLC serie, la cui impedenza complessiva è esprimibile tramite:

$$Z(j\omega) = ESR + j\omega ESL + \frac{1}{j\omega C} \tag{6.15}$$

dove ω rappresenta la pulsazione del segnale elettrico.

La presenza dell'induttanza parassita introduce una frequenza di auto-risonanza del componente. Questa condizione si verifica quando la reattanza capacitiva e quella induttiva si eguagliano, ovvero quando

$$X_L = X_C \tag{6.16}$$

da cui si ricava

$$\omega_r = \frac{1}{\sqrt{LC}} \tag{6.17}$$

e la corrispondente frequenza di risonanza

$$f_r = \frac{1}{2\Omega\sqrt{LC}} \tag{6.18}$$

Alla frequenza di risonanza, l'impedenza del condensatore raggiunge il valore minimo e risulta approssimativamente pari alla sola ESR. Nel caso in esame, il condensatore utilizzato nel banco di prova ha una capacità pari a 1100 μF. Per condensatori elettrolitici di questa classe i datasheet dei principali produttori indicano valori di induttanza parassita compresi tra 10 nH e 30 nH. Assumendo un valore rappresentativo di ESL pari a 20 nH, si ottiene una frequenza di risonanza f_r dell'ordine di 30 kHz.

L'analisi del transitorio ottenuto tramite le misurazioni sperimentali condotte, consente di stimare una frequenza caratteristica del fenomeno, associata al tempo caratteristico. La costante di tempo del sistema è stata stimata a partire dall'andamento della tensione, considerando l'intervallo temporale necessario affinché il segnale vari tra il 10% e il 90% della variazione complessiva. In particolare, definita la variazione

$$\Delta V = V_{max} - V_{min} \tag{6.19}$$

sono stati individuati i livelli corrispondenti al 10% e al 90% della stessa, pari rispettivamente a

$$V_{10\%} = V_{min} + 0{,}1\,\Delta V \tag{6.20}$$

e

$$V_{90\%} = V_{min} + 0{,}9\,\Delta V \tag{6.21}$$

La costante di tempo è stata quindi ricavata come

$$\tau \approx \frac{t_{90\%} - t_{10\%}}{2{,}2} \tag{6.22}$$

A partire da tale valore, è possibile definire una frequenza caratteristica del fenomeno, associata alla dinamica dominante del sistema, pari a:

$$f_{exp} = \frac{1}{2\pi\tau} \tag{6.23}$$

Questo approccio consente di ricondurre il transitorio osservato a un comportamento equivalente del primo ordine, fornendo una stima rappresentativa della banda di frequenza rilevante per il sistema. Analizzando la Figura 6.1, si calcola $\Delta V = 7{,}55\ V$, da questo valore si ottiene τ=0,13 ms, ottenendo una frequenza caratteristica del fenomeno osservato dell'ordine di circa 1,2 kHz. Poiché

$$f_{exp} \ll f_r \tag{6.24}$$

si può affermare che il sistema opera in una regione di frequenze inferiori alla frequenza di auto-risonanza del condensatore. Come si osserva in Figura 6.6, in questo regime il comportamento del condensatore è dominato dal contributo capacitivo e resistivo e l'effetto dell'induttanza parassita (ESL) risulta trascurabile.[20]

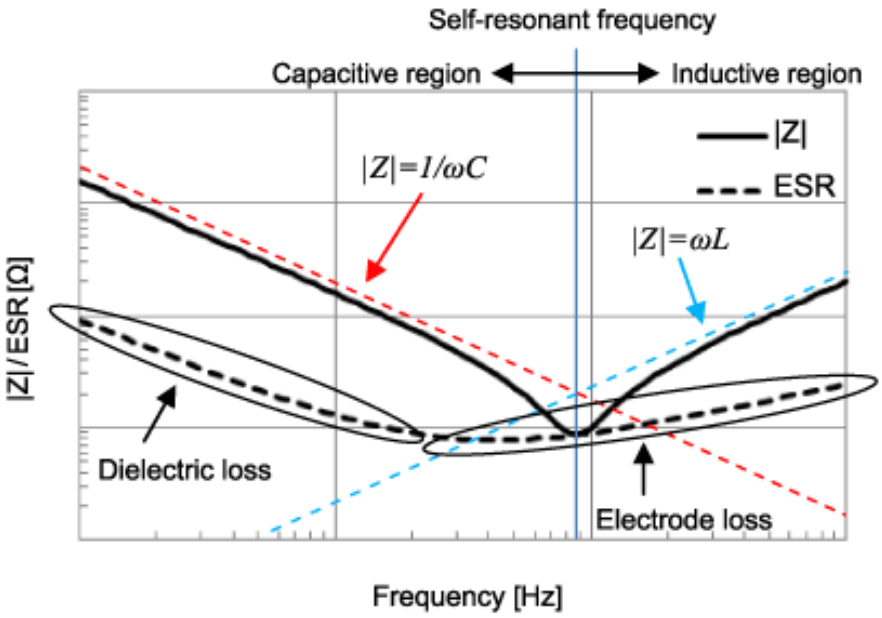


Figura 6.6 Andamento dell'impedenza di un condensatore reale in funzione della frequenza

In conclusione, il condensatore può essere modellizzato elettricamente trascurando l'induttanza ESL e adottando un modello RC serie, riportato in Figura 6.7.

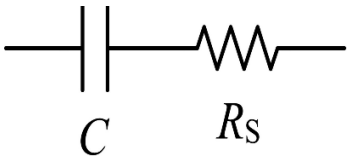


Figura 6.7 Modello semplificato condensatore reale

Non essendo disponibile il datasheet specifico del condensatore utilizzato nel setup sperimentale, il valore della resistenza serie equivalente è stato stimato facendo riferimento a componenti commerciali con caratteristiche analoghe. ESR assume valori tipici compresi tra 70 mΩ e 120 mΩ.

6.2 Implementazione modello in ambiente Simulink

Al fine di analizzare il comportamento dinamico del sistema e confrontare i risultati del modello con i dati sperimentali, il circuito equivalente sviluppato nelle sezioni precedenti è stato implementato in Simulink utilizzando la libreria Simscape Electrical. Questo ambiente consente di rappresentare il sistema mediante una struttura a blocchi e di risolvere

numericamente le equazioni differenziali che descrivono il comportamento elettrico dei componenti.

Le grandezze elettriche di interesse, in particolare la tensione ai capi della batteria e la corrente circolante nel circuito, sono misurate tramite sensori dedicati e inviate ai blocchi di acquisizione per la successiva elaborazione in Matlab. I contributi resistivi e induttivi associati ai cavi di collegamento e alla sonda di corrente sono stati distribuiti tra i due rami del circuito, al fine di rappresentare in modo più realistico gli effetti parassiti ed evitare che uno dei rami risulti ideale. Nel modello è presente, inoltre, un interruttore controllato PS, utilizzato per simulare la chiusura del circuito all'avvio della prova sperimentale. L'attivazione dell'interruttore è comandata da un segnale impulsivo, generato tramite un apposito blocco di controllo, che riproduce il comportamento della chiusura meccanica dell'interruttore presente nel banco di prova reale.

La struttura del modello implementato è mostrata in Figura 6.8.

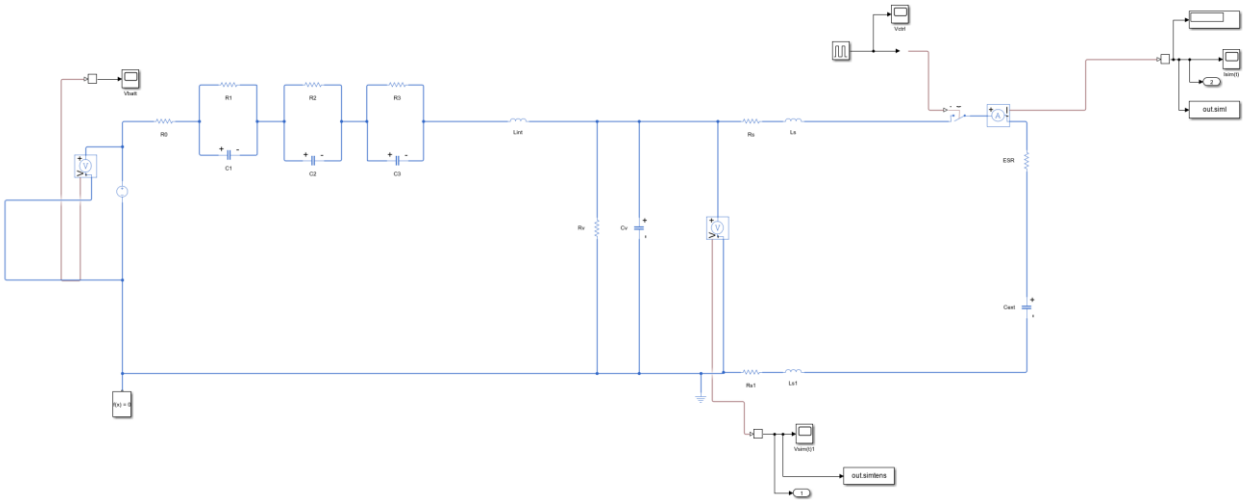


Figura 6.8 Schema del modello implementato in Simulink

La simulazione del sistema è stata eseguita utilizzando il solver numerico ode23t (mod.stiff/trapezoidale), che risulta particolarmente idoneo alla risoluzione di sistemi dinamici caratterizzati da componenti capacitivi e induttivi. L'utilizzo di questo solver garantisce stabilità numerica e accuratezza nella simulazione del fenomeni transitori.

I parametri elettrici utilizzati nel modello sono riportati in Tabella 3.

Tabella 3 Parametri utilizzati nel modello Simulink

Simbolo	Caratteristica	Valore	Metodo di determinazione
V_{OC}	Tensione a vuoto batteria	49,85 V	Dato empirico
R_0	Resistenza interna batteria	11,5 mΩ	Formula 6.9
L_{int}	Induttanza interna batteria	1,65 µH	Stima
R_1	Resistenza di polarizzazione 1	3 mΩ	Letteratura [21]
C_1	Capacità di polarizzazione 1	0,1 MF	Letteratura [21]
R_2	Resistenza di polarizzazione 2	4 mΩ	Letteratura [21]
C_2	Capacità di polarizzazione 2	0,5 MF	Letteratura [21]
R_3	Resistenza di polarizzazione 3	2,6 mΩ	Stima dal tempo caratteristico
C_3	Capacità di polarizzazione 3	0,046 F	Stima dal tempo caratteristico
R_V	Resistenza sonda di tensione	8 MΩ	Datasheet
C_V	Capacità sonda di tensione	2,75 pF	Datasheet
R_S	Resistenza cavi + sonda di corrente 1	18 mΩ	Formula 6.13
R_{S1}	Resistenza cavi + sonda di corrente 2	18 mΩ	
L_S	Induttanza cavi + sonda di corrente 1	4,8 µH	Formula 6.14
L_{S1}	Induttanza cavi + sonda di corrente 2	4,8 µH	

C_{ext}	Capacità condensatore	1,4 mF	Valore nominale + tolleranza
ESR	Resistenza serie equivalente	100 mΩ	Valore tipico

I parametri R_3 e C_3 sono stati determinati in modo da ottenere una costante di tempo compatibile con la dinamica osservata sperimentalmente. Dall'analisi delle curve di corrente e tensione (Figura 6.1) si osserva che il sistema raggiunge il regime in un intervallo di circa 0,6 ms, considerando che la chiusura dell'interruttore avviene dopo 0,2 ms. Assumendo un comportamento analogo a un sistema del primo ordine, la dinamica del ramo può essere descritta tramite la costante di tempo

$$\tau = R_3 C_3 \tag{6.25}$$

Considerando che un sistema del primo ordine il transitorio si esaurisce approssimativamente dopo un intervallo pari a 5τ, il tempo caratteristico del sistema risulta

$$\tau = \frac{t_{trans}}{5} = 0{,}12\ ms \tag{6.26}$$

Per verificare la coerenza dei parametri, è stata inoltre effettuata una valutazione in termini di impedenza, assumendo una frequenza caratteristica del fenomeno pari a 1,2 kHz, valore calcolato precedentemente. In tali condizioni, l'impedenza associata alla capacità C_3 pari a 2,8 mΩ, risulta dello stesso ordine di grandezza della resistenza R_3, indicando che il ramo RC opera nella regione in cui entrambi i contributi resistivo e capacitivo risultano comparabili e partecipano attivamente alla dinamica del sistema.

I parametri elettrici della sonda di tensione sono stati ricavati considerando che i valori forniti dal costruttore sono riferiti a ciascun terminale della sonda rispetto a massa. Ciascun ingresso della sonda può essere modellizzato come un parallelo tra una resistenza da 4 MΩ e una capacita da 5.5 pF verso massa. In configurazione differenziale, le due impedenze verso massa si combinano in serie dal punto di vista del segnale, permettendo di modellizzare

la sonda come un carico direttamente applicato tra i due nodi di misura, caratterizzato da una resistenza pari a 8 MΩ e una capacità equivalente pari a 2,75 pF.

I valori R_s e L_s, ottenuti dalla relazioni (6.13) e (6.14) sono stati suddivisi equamente tra i due rami del circuito di potenza (andata e ritorno), ottenendo rispettivamente R_s e R_{s1} per le resistenza e L_s e L_{s1} per l'induttanza.

Il valore della capacità del condensatore è stato stimato a partire dal valore nominale riportato sul componente. Tuttavia, come riportato nelle guide tecniche dei principali produttori, i condensatori elettrolitici sono caratterizzati da tolleranze relativamente ampie sul valore della capacità, spesso superiori al ±20%. Inoltre, il blocco capacitivo considerato è costituito da due condensatori collegati in serie; pertanto, le tolleranze associate ai singoli componenti possono propagarsi nella determinazione della capacità equivalente.

Capitolo 7

7. Validazione sperimentale del modello

In presente capitolo è dedicato alla validazione sperimentale del modello sviluppato per la descrizione del comportamento della batteria analizzata. I risultati ottenuti mediamente simulazione in ambiente Simulink vengono confrontati con i dati acquisiti durante le prove sperimentali, al fine di valutare la capacità del modello di riprodurre correttamente la dinamica del sistema. Successivamente, il modello viene applicato alle altre due batterie presenti nel laboratorio PVZEN per verificarne l'applicabilità. Infine, vengono analizzate le prestazioni complessive del modello attraverso opportuni indicatori quantitativi, con l'obiettivo di valutarne il grado di accuratezza e l'affidabilità.

7.1 Confronto tra curve sperimentali e simulate

Il confronto tra i risultati sperimentali e quelli simulati, relativi all'andamento nel tempo della corrente e della tensione, è mostrato in Figura 7.1.

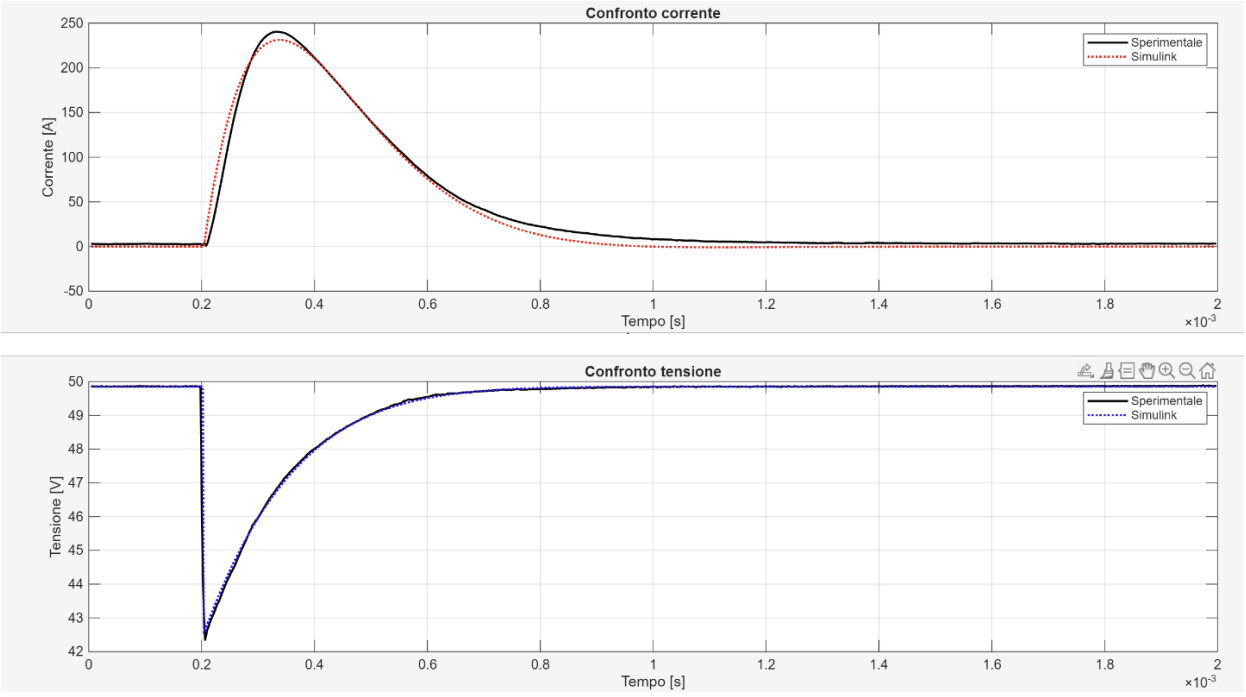


Figura 7.1 Confronto tra risultati sperimentali e simulati: andamento della corrente che scorre nel circuito (in alto) e della tensione ai capi della batteria (in basso)

Analizzando attentamente l'andamento della corrente, si osserva che il modello riproduce fedelmente l'ordine di grandezza del picco e la forma complessiva del transitorio. Tuttavia, si nota una leggera sottostima del valore massimo nella simulazione rispetto al dato sperimentale, nonché un decadimento leggermente più rapido nel modello. Questo scostamento potrebbe essere attribuito alla presenza di effetti parassiti nel sistema reale che non sono completamente rappresentati nel modello. Per ottenere una corrispondenza più accurata tra la curva simulata e quella sperimentale, è necessario effettuare un'ulteriore ottimizzazione dei parametri del modello mediante procedure di identificazione dedicata, ad esempio attraverso l'utilizzo di uno script di ottimizzazione. Un tentativo di ottimizzazione è stato effettuato in ambiente Simulink ma gli strumenti disponibili non si sono dimostrati sufficientemente efficaci per ottenere un miglioramento significativo della corrispondenza tra le due curve. Inoltre, si osserva un leggero scostamento tra le due curve anche nel valore iniziale e in quello a regime. Dal punto di vista del modello, il comportamento simulato risulta coerente poiché la corrente dovrebbe idealmente partire da zero alla chiusura dell'interruttore e ritornare a tale valore al termine del transitorio. Il leggero scostamento osservato nei dati sperimentali potrebbe quindi essere attribuito alla presenza di un lieve errore di offset nella misura della corrente. In ultima analisi, si nota un leggero disallineamento temporale tra le due curve nella fase iniziale del transitorio. In particolare, la corrente sperimentale sembra partire con un piccolo ritardo rispetto alla chiusura dell'interruttore. Tale comportamento può essere riconducibile a eventuali disallineamenti temporali tra i canali di acquisizione in quanto il segnale di tensione risulta anticipato di qualche istante rispetto a quello di corrente.

Per quanto riguarda la tensione misurata ai capi del sistema di accumulo, la simulazione mostra un'elevata concordanza con i dati sperimentali lungo tutto il transitorio. In particolare il modello rappresenta fedelmente il rapido abbassamento iniziale della tensione seguito dal successivo recupero verso il valore di regime.

Al fine di quantificare in maniera oggettiva il grado di accordo tra i risultati ottenuti mediante simulazione e i dati sperimentali, è stato calcolato l'errore quadratico medio normalizzato (Normalized Root Mean Square Error, NRMSE) sull'intervallo temporale. Il NRMSE è stato ottenuto normalizzando il RMSE rispetto al range del segnale sperimentale,

definito come la differenza tra il valore massimo e minimo della grandezza analizzata, utilizzando le seguente formula:

$$NRMSE_{\%} = \frac{\sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(x_{exp,i} - x_{sim,i})^2}}{x_{max} - x_{min}} \cdot 100 \tag{7.1}$$

I valori ottenuti risultano pari al 3,12% per la corrente e al 2,74% per la tensione, indicando nel complesso una buona corrispondenza tra simulazione e dati sperimentali. L'NRMSE relativo alla tensione risulta superiore a quanto ci si potrebbe attendere osservando la buona sovrapposizione tra le curve, soprattutto se confrontato con il valore ottenuto per la corrente, per la quale lo scostamento appare visivamente più marcato. Tale comportamento è dovuto alla ridotta escursione della tensione durante il transitorio: essendo l'errore normalizzato rispetto al range del segnale, che nel caso della tensione è significativamente più piccolo rispetto a quello della corrente, anche scostamenti assoluti molto ridotti incidono maggiormente sul valore dell'errore normalizzato.

Nel complesso, i risultati ottenuti evidenziano una buona capacità del modello di riprodurre il comportamento dinamico del sistema analizzato, confermando la validità delle ipotesi adottate nella fase di modellazione.

7.2 Applicazione del modello sviluppato alle altre batterie

Al fine di valutare la capacità di generalizzazione del modello sviluppato, i parametri identificati per la batteria di riferimento sono stati applicati senza modifiche alle altre due batterie oggetto di studio, ad eccezione dell'istante di tempo di chiusura dell'interruttore (che varia di pochi microsecondi) e del valore della tensione a vuoto misurata in laboratorio, pari a 49,9 V per la batteria n.1 e 50,5 V per la batteria n.2. Al momento delle misurazioni sperimentali, la batteria n.1 presentava uno stato di carica pari a circa 40%, mentre la batteria n.2 si trovava a circa 39%.

Per la batteria n.1, come è osservabile in Figura 7.2, il modello risulta in grado di riprodurre coerentemente l'andamento del transitorio. La corrente simulata presenta uno scostamento rispetto alla curva sperimentale, confrontabile con quello osservato per la

batteria n.3. La tensione mostra un'elevata sovrapposizione tra curva sperimentale e simulata lungo quasi tutti il transitorio; un lieve disallineamento è visibile nella fase di risalita, dove la curva simulata presenta un andamento esponenziale più lineare.

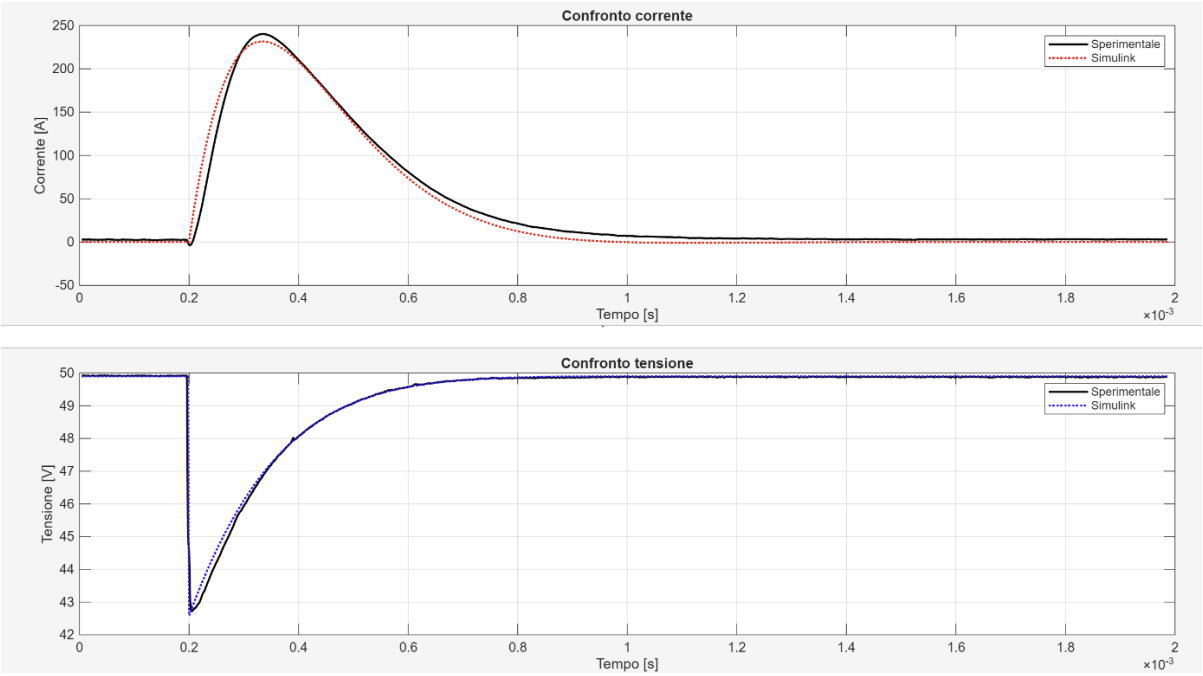


Figura 7.2 Confronto tra curve sperimentali e simulate per la batteria n.1

Per la batteria n.2, invece, il modello evidenzia uno scostamento più significativo rispetto alla curva sperimentale. In Figura 7.3, si nota che la corrente simulata sottostima il valore di picco e ne riproduce la dinamica con un ritardo temporale. Analogamente, la tensione simulata mostra una dinamica di recupero più lenta rispetto a quella osservata sperimentalmente.

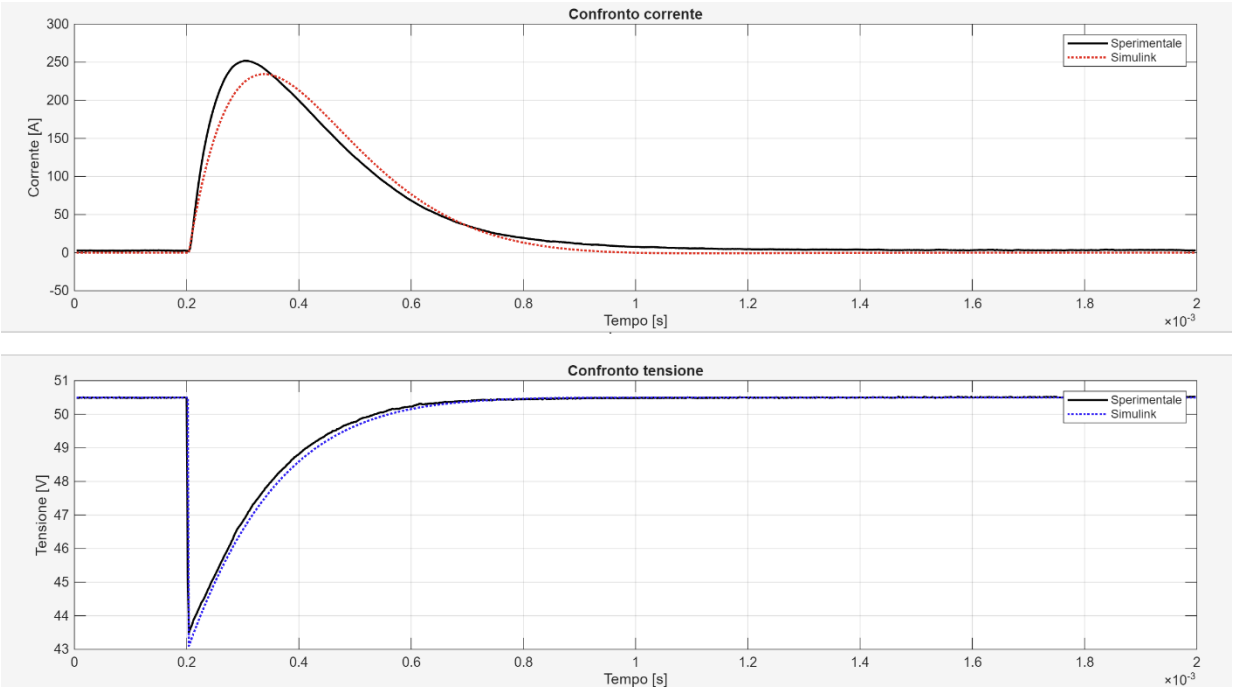


Figura 7.3 Confronto tra curve sperimentali e simulate per la batteria n. 2

In Tabella 4 sono riportati i valori dell'errore quadratico medio normalizzato relativi al confronto tra le curve simulate e quelle sperimentali per ciascun caso.

Tabella 4 Confronto tra errori normalizzati per le diverse batterie

Batteria	**NRMSE [%] corrente (modello base)**	**NRMSE [%] tensione (modello base)**
Batteria n.1	3,49	2,58
Batteria n.2	4,14	2,77
Batteria n.3	3,12	2,74

Per migliorare la corrispondenza tra simulazione e dati sperimentali, è stato effettuato un riadattamento dei parametri del modello per la batteria n.2. Il confronto tra le curve sperimentali e quelle simulate, riportato in Figura 7.4, evidenzia un miglioramento della capacità del modello di riprodurre l'andamento del transitorio. Tale miglioramento è confermato anche dalla riduzione dell'errore NRMSE pari a 3,56 % sulla corrente e 2,44 % sulla tensione, a fronte di rispettivamente 4,14 % e 2,77% del caso in cui è stato applicato il modello base.

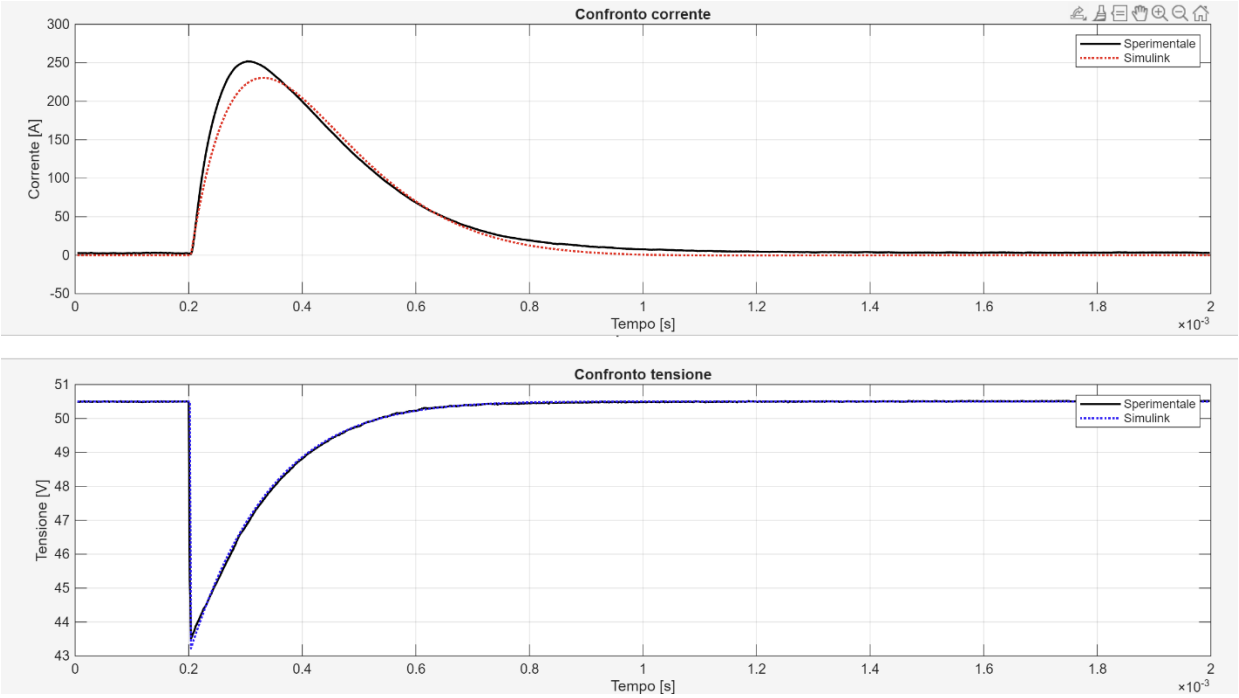


Figura 7.4 Confronto tra curve sperimentali e simulate per la batteria n.2 con parametri del modello riadattati

In Tabella 5 vengono riportati i parametri che sono stati modificati per adattare il modello alla batteria n.2 e le rispettive variazioni percentuali rispetto al modello di riferimento

Tabella 5 Confronto dei parametri che variano nel modello e variazione percentuale rispetto alla batteria di riferimento

Parametro	Batterie 3	Batteria 1	Batteria 2	Variazione percentuale batteria 2
$\mathbf{R_0}$	11,5 mΩ	11,5 mΩ	11 mΩ	-4,35%
$\mathbf{L_{int}}$	1,65 µH	1,65 µH	1,55 µH	-6,06%
$\mathbf{R_3}$	2,6 mΩ	2,6 mΩ	2,2 mΩ	-15,38%
$\mathbf{L_S}$	4,8 µH	4,8 µH	4,6 µH	-4,17%
$\mathbf{L_{S1}}$	4,8 µH	4,8 µH	4,6 µH	-4,17%
ESR	100 mΩ	100 mΩ	105 mΩ	+5%

L'analisi della variazione percentuale dei parametri del modello evidenzia che la maggior parte delle grandezze mantiene valori molto simili rispetto alla batteria di riferimento, con scostamenti generalmente inferiori al 6%. L'unico parametro che rappresenta una variazione più significativa è la resistenza R_3, associata alla dinamica più veloce del modello, che mostra uno scostamento del 15%.

Nel complesso, i risultati ottenuti indicano che il modello sviluppato per la batteria n.3 presenta una buona robustezza parametrica, richiedendo solo variazioni contenute per adattarsi a batterie della stessa tipologia. In particolare è in grado di riprodurre con elevata accuratezza l'andamento della tensione ai capi della batteria, mentre il confronto relativo alla corrente che scorre nell'intero circuito evidenzia scostamenti leggermente più marcati, attribuibili alla presenza del circuito esterno e alla dinamica della catena di misura.

Conclusioni

Il lavoro svolto ha consentito di sviluppare e validare la modellazione dei sistemi di accumulo presenti nel laboratorio PVZEN del Politecnico di Torino. L'analisi è stata effettuata su tre sistemi di accumulo basati su tecnologia $LiFePO_4$, ciascuno costituito da quattro moduli collegati in parallelo, per una capacità complessiva pari a 28,8 kWh. Ogni modulo è caratterizzato da una tensione nominale di 48 V, una capacità nominale di 2,4 kWh e una capacità effettiva di 2 kWh, con una profondità di scarica (DoD) inferiore all'80%. Al momento delle misurazioni sperimentali, i tre sistemi di accumulo presentavano stati di carica (SoC) rispettivamente pari al 40%, 39% e 38%.

La prima fase del lavoro si è concentrata sulla realizzazione di un setup sperimentale dedicato all'acquisizione dei dati, che ha permesso di rilevare le grandezze elettriche di interesse durante il funzionamento delle batterie. Sulla base dei dati raccolti, è stato sviluppato un modello elettrico equivalente in ambiente Simulink estendendo la classica configurazione di Thevenin con due rami RC. Il modello proposto include il collegamento in serie tra una resistenza ohmica R_0, un'induttanza interna L_{int} e tre rami RC parallelo, ciascuno rappresentativo di differenti fenomeni dinamici. In particolare, i primi due rami RC sono stati mantenuti nel modello per completezza e coerenza rispetto alla formulazione standard della letteratura, ma risultano poco influenti nel caso in esame, in quanto il transitorio osservato sperimentalmente è dominato da dinamiche veloci, efficacemente descritte dal terzo ramo RC. L'induttanza interna della batteria (L_{int}) è stata inserita per tenere conto degli effetti parassiti associati alla configurazione fisica della batteria e ai collegamenti elettrici. I parametri elettrici identificati risultano compresi in intervalli coerenti con l'ordine di grandezza tipico delle celle $LiFePO_4$; in particolare, la resistenza ohmica R_0 assume valori compresi tra 11 e 11,5 mΩ, la resistenza del ramo dominante R_3 si colloca nell'intervallo tra 2,2 e 2,6 mΩ, la capacità C_3 assume un valore pari a 0,046 F, mentre l'induttanza interna L_{int} è compresa tra 1,55 e 1,65 µH.

Il confronto tra le curve simulate e quelle sperimentali ha evidenziato una buona capacità del modello di descrivere il comportamento reale della batterie sottoposte ad un impulso tramite carica di un condensatore esterno. In particolare per la batteria n.2 è stato necessario

un riadattamento dei parametri elettrici per migliorare la rappresentazione del comportamento dinamico. Lo scostamento tra modello e dati sperimentali è stato valutato tramite l'indice NRMSE (Normalized Root Mean Square Error), una metrica normalizzata rispetto al range di misura delle deviazioni quadratiche tra curva del modello e curva sperimentale, considerando sia la corrente che scorre nel circuito sia la tensione misurata ai capi della batteria. I risultati evidenziano un'elevata accuratezza del modello, con errori sempre contenuti entro il 4% per la corrente e inferiori al 3% per la tensione. In particolare, per la batteria 1 si ottengono valori pari a 3,49% e 2,58%, per la batteria 2 pari a 3,56% e 2,44% e per la batteria 3 pari a 3,12% e 2,74%.

Nel complesso, il modello sviluppato si è mostrato in grado di fornire una rappresentazione accurata del comportamento dinamico delle batterie $LiFePO_4$ analizzate, mantenendo al contempo una struttura relativamente semplice e adatta a implementazioni in ambito di simulazione e controllo.

Bibliografia

[1] B. Laufenberg, “Le comunità energetiche rinnovabili Opportunità di sviluppo per i territori e strumento per la transizione energetica.”

[2] I. Energy Agency, “Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector,” 2050. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/

[3] H. Lund, P. A. Østergaard, D. Connolly, and B. V. Mathiesen, “Smart energy and smart energy systems,” Oct. 15, 2017, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.energy.2017.05.123.

[4] I. Energy Agency, “Renewables 2021 - Analysis and forecast to 2026,” 2021. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/

[5] European Commission, “the promotion of the use of energy from renewable sources,” Dec. 2018.

[6] Chicco Gianfranco, “‘Distributed Energy Resources’ - Smart Electricity Systems, Course Slides.”

[7] “Classificazione dei sistemi di accumulo in base all’applicazione ed al contesto.”

[8] “Tipi di celle,” AW Verlang.

[9] T. S. Costa, M. de Fátima Rosolem, J. L. S. de Silva, and M. G. Villalva, “An overview of electrochemical batteries for ESS applied to PV systems connected to the grid,” in *2021 14th IEEE International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2021 - Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Aug. 2021, pp. 1392–1399. doi: 10.1109/INDUSCON51756.2021.9529464.

[10] M. S. Whittingham, “Lithium batteries and cathode materials.,” *Chem. Rev.*, vol. 104, no. 10, pp. 4271–301, Oct. 2004, doi: 10.1021/cr020731c.

[11] Y. Miao, P. Hynan, A. Von Jouanne, and A. Yokochi, “Current li-ion battery technologies in electric vehicles and opportunities for advancements,” Mar. 20, 2019, *MDPI AG*. doi: 10.3390/en12061074.

[12] A. K. , N. K. S. , & G. J. B. Padhi, “Phospho-olivines as Positive-Electrode Materials for Rechargeable Lithium Batteries,” *J. Electrochem. Soc.*, vol. 144, pp. 1188–1194, 1997.

[13] J. Wang *et al.*, “A Review of Parameterization Methods for the Electrochemical Model of Lithium-ion Battery,” in *2023 3rd New Energy and Energy Storage System Control Summit Forum, NEESSC 2023*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023, pp. 423–427. doi: 10.1109/NEESSC59976.2023.10349271.

[14] J. Wang *et al.*, “A Review of Parameterization Methods for the Electrochemical Model of Lithium-ion Battery,” in *2023 3rd New Energy and Energy Storage System Control Summit Forum, NEESSC 2023*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023, pp. 423–427. doi: 10.1109/NEESSC59976.2023.10349271.

[15] M. Mazumder, P. Kumar, and S. Ganguly, “Optimal Parameter Extraction and Performance Evaluation of Equivalent Circuit Models for Lithium-ion batteries under Dynamic Conditions,” in *ICEPE 2024 - 6th International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Indigenous Energy Utilization*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2024. doi: 10.1109/ICEPE63236.2024.10668901.

[16] “https://pvzen.polito.it/.”

[17] “https://www.ni.com/docs/en-US/bundle/pci-pcie-pxi-pxie-usb-6251-specs/page/specs.html.”

[18] “Spec_ SI-9002”.

[19] A. J. Torregrosa, A. Broatch, P. Olmeda, and L. Agizza, “A generalized equivalent circuit model for lithium-iron phosphate batteries,” *Energy*, vol. 284, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.129316.

[20] “https://article.murata.com/en-global/article/impedance-esr-frequency-characteristics-in-capacitors?”

[21] K. Sredensek, M. Hadzisclimovic, B. Stumberger, and S. Seme, “Modeling and Experimental Evaluation of Lithium Iron Phosphate Battery,” in *Proceedings of the 2022 IEEE 4th International Conference on Modern Electrical and Energy System, MEES 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/MEES58014.2022.10005688.