

ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA



Approfondimento dello sviluppo di modelli per stimare l'affidabilità di effettuare le funzioni assegnate a un sistema di accumulo di una rete ibrida

Davide Fioriti, Giovanni Lutzemberger



UNIVERSITÀ DI PISA

RdS/PTR(2020)/005

APPROFONDIMENTO DELLO SVILUPPO DI MODELLI PER STIMARE L’AFFIDABILITÀ DI EFFETTUARE LE FUNZIONI ASSEGNATE A UN SISTEMA DI ACCUMULO DI UNA RETE IBRIDA

Davide Fioriti, Giovanni Lutzemberger

Ottobre 2020

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero della Transizione Ecologica - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - Il annualità

Obiettivo: *Sistema Elettrico*

Progetto: *2.7 Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità.*

Work package: *Analisi delle problematiche di gestione per l'integrazione nelle attuali reti in AC di nuove reti in DC in MT/BT (Media Tensione/Bassa Tensione).*

Linea di attività: *LA1.8 Approfondimento dello sviluppo di modelli per stimare l'affidabilità di effettuare le funzioni assegnate a un sistema di accumulo di una rete ibrida.*

Responsabile del Progetto: Maria Valenti ENEA

Responsabile del Work package: Maria Valenti ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all’interno dell’Accordo di collaborazione “Modellazione di sistemi di accumulo energetico, implementazione di logiche di gestione mediante EMS e valutazione di affidabilità in reti elettriche ibride”.

Responsabile scientifico ENEA: Maria Valenti

Responsabile scientifico: Giovanni Lutzemberger

Indice

SOMMARIO.....	3
1 SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICI.....	4
1.1 CELLE ELEMENTARI	4
1.2 MODULO, PACCO BATTERIA.....	5
1.3 SICUREZZA E BMS.....	7
1.4 L'INTERFACCIAMENTO CON IL CONVERTITORE.....	8
2 L'AFFIDABILITÀ DEL SISTEMA DI ACCUMULO COME COMPONENTE.....	9
2.1 L'AFFIDABILITÀ DELLA BATTERIA.....	9
2.2 L'AFFIDABILITÀ DEL CONVERTITORE	11
2.3 CATENA DI MARKOV	12
2.4 MODELLO DI AFFIDABILITÀ DI UN INTERO SISTEMA ELETTRICO AGGREGATO	14
3 L'AFFIDABILITÀ DEL SISTEMA DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO	16
3.1 IL SISTEMA	17
3.2 MODELLO DETERMINISTICO.....	18
3.2.1 <i>Funzione obiettivo</i>	18
3.2.2 <i>Bilancio elettrico</i>	19
3.2.3 <i>Vincoli di rete</i>	19
3.2.4 <i>Generazione termica</i>	20
3.2.5 <i>Vincoli della batteria</i>	20
3.2.6 <i>Inverter</i>	20
3.2.7 <i>Impianto fotovoltaico</i>	20
3.2.8 <i>Energia non servita</i>	20
3.3 MODELLO STOCASTICO.....	21
3.3.1 <i>Funzione obiettivo</i>	21
3.3.2 <i>Bilancio elettrico</i>	22
3.3.3 <i>Vincoli di rete</i>	22
3.3.4 <i>Generazione termica</i>	22
3.3.5 <i>Vincoli della batteria</i>	22
3.3.6 <i>Inverter</i>	22
3.3.7 <i>Impianto fotovoltaico</i>	23
3.3.8 <i>Energia non servita</i>	23
4 VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI DELL'AFFIDABILITÀ DELL'ACCUMULO	23
5 CONCLUSIONI.....	24
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	24
INTERAZIONI CON LE ALTRE LA DI PROGETTO.....	26

Sommario

Il presente documento descrive i diversi approcci nella valutazione dell'affidabilità di un sistema di accumulo inserito all'interno di una rete ibrida. Dopo aver inquadrato le caratteristiche dell'accumulo elencando i diversi sottosistemi di cui è composto, si procede alla valutazione dell'affidabilità del componente. Tale approccio è basato sull'identificazione dei tassi di guasto dei singoli sottosistemi e sull'analisi del sistema completo mediante un modello a catena di Markov. È stata poi valutata l'affidabilità dell'accumulo come probabilità che quest'ultimo non sia in grado effettuare le funzioni per le quali è stato progettato all'interno della rete. In tal modo si trasforma il problema di valutazione dell'affidabilità "del componente", in una valutazione "di sistema". Questo implica che l'incertezza legata al funzionamento dell'accumulo sia valutata o a posteriori rispetto alla definizione di un modello deterministico, o integrata all'interno di modelli stocastici del sistema in esame.

Introduzione

Il sistema elettrico si sta evolvendo sempre di più verso un marcato utilizzo di fonti rinnovabili, al fine di ridurre drasticamente l'utilizzo di combustibili fossili. Tuttavia, l'incertezza della produzione da fonte rinnovabile rende necessaria la presenza di accumuli energetici. Questi ultimi sono interfacciati al sistema in oggetto mediante convertitori elettronici di potenza, da controllare mediante idonee logiche di gestione. Appare dunque di interesse valutare le incertezze legate al funzionamento degli accumuli e dei componenti a essi collegati, quali il BMS e il convertitore elettronico di potenza per l'interfacciamento con la rete. In quest'ottica si è in particolare proceduto a verificare da letteratura i tassi di guasto dei singoli componenti, e sull'analisi della catena completa mediante catene di Markov. Questa parte è descritta nelle prime due sezioni del documento.

L'accumulo è comunque inserito in un contesto complesso, per cui il concetto di affidabilità non è solamente legato al "componente", quanto al sistema nel quale quest'ultimo va a inserirsi. Sulla base delle condizioni di stato nel quale si trova l'accumulo, ad esempio dal punto di vista dello stato di carica, di vita o di salute, vi saranno delle configurazioni di sistema in cui potrebbe esservi una probabilità più o meno elevata, da parte dell'accumulo, di poter effettuare le funzioni stabilite. Sono stati in quest'ottica analizzati i diversi approcci di letteratura che tengono in conto delle incertezze, descritti nella sezione 3. La sezione 4 sintetizza infine un possibile approccio di quanto approfondito per la valutazione degli effetti dell'affidabilità dell'accumulo, attraverso un approccio deterministico o stocastico.

1 Sistemi di accumulo elettrochimici

1.1 Celle elementari

Visto dai suoi morsetti esterni un accumulatore elettrochimico è un bipolo che scambia energia elettrica con un circuito esterno (Figura 1) il quale opera in corrente continua. Il morsetto superiore, contrassegnato dalla riga più lunga e sottile nel simbolo della batteria all'interno del riquadro rettangolare, è il morsetto positivo, l'altro è negativo. Pertanto, rispetto ai riferimenti riportati in Figura 1 per l'accumulatore è sempre $U > 0$.

L'espressione *accumulatori elettrochimici* può fare riferimento a dispositivi elementari, detti *celle elettrochimiche reversibili*, il cui funzionamento viene esemplificato di seguito, senza soffermarsi sulle diversità tra le varie tipologie particolarmente utilizzate. Di maggiore interesse nella presente trattazione riguardano i sistemi più articolati, quali il modulo e il pacco-batteria di cui si parlerà nel prossimo sottoparagrafo.

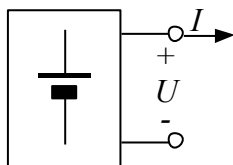


Figura 1: Rappresentazione di un accumulatore elettrochimico visto dai morsetti esterni

Qualunque sia la tipologia di cella elettrochimica, essa è un sistema in corrente continua con un polo positivo ed uno negativo, avente una tensione dell'ordine di 1-2 V. Una cella elettrochimica reversibile è in grado sia di erogare potenza elettrica ($I > 0$ secondo il riferimento riportato in Figura 1), e in tal caso si dice che esso si scarica, sia di assorbirla ($I < 0$) e in tal caso esso si carica. In questo si differenziano dalle pile, che sono sistemi realizzati carichi che durante l'uso utile possono solo scaricarsi.

Dal punto di vista terminologico, la terminologia elettrochimica, risalente a Ampère prevede che l'elettrodo che eroga corrente sia denominato catodo, l'altro anodo. Pertanto il polo positivo di un accumulatore è catodico in scarica, anodico in carica. Dal punto di vista pratico, però, la maggior parte degli operatori considera come "catodo" sempre il morsetto positivo e "anodo" quello negativo a prescindere dal verso della

corrente, utilizzando quindi la terminologia che sarebbe corretta solo per le pile (reattori elettrochimici non reversibili).

Al fine di consentire una migliore comprensione degli schemi di principio, pur particolarmente semplificati, degli schemi riportati in tale sezione, si riassume qui il concetto elementare che sta dietro la realizzazione di un accumulatore elettrochimico elementare (cella). Uno schema di principio di un accumulatore elettrochimico, quindi molto semplificato, è riportato in Figura 2.

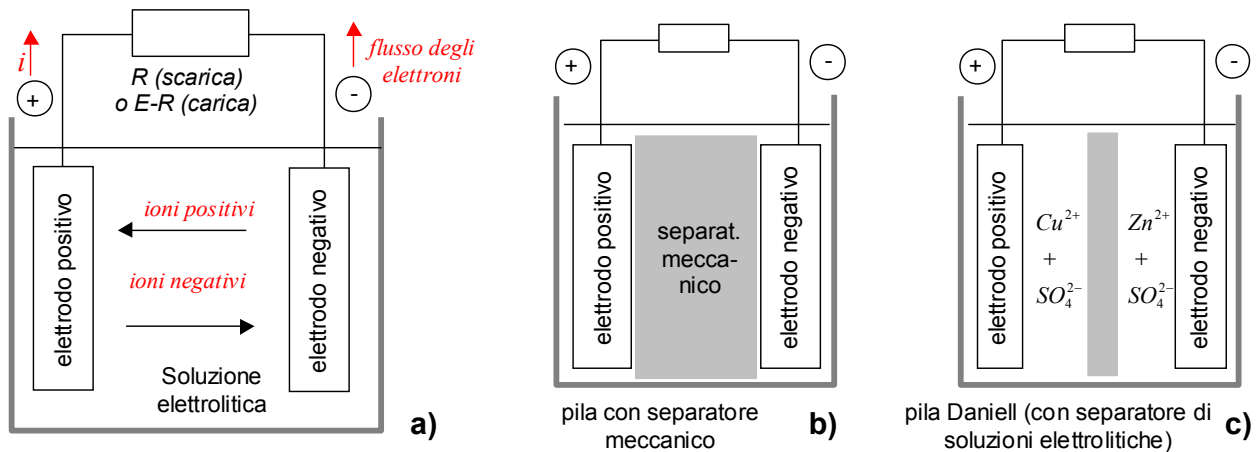


Figura 2: Costruzione di principio di una cella elettrochimica

Si osservano i seguenti elementi:

- Un elettrodo positivo, che eroga corrente (flusso di cariche positive) durante la scarica; in realtà durante la scarica, essendo nei metalli il transito di cariche per elettroni, assorbe elettroni. Durante la carica la corrente è invece da esso assorbita.
- Un elettrodo negativo che riceve la corrente positiva dal circuito elettrico durante la scarica (in realtà eroga a tale circuito elettroni in flusso continuo).
- Un separatore che evita il contatto meccanico fra elettrodo positivo e negativo ma consente il passaggio degli ioni portatori di carica. In taluni casi (ad es. per la pila Daniell), il separatore ha anche la funzione di impedire il rapido mescolamento delle soluzioni presenti ai due lati, pur consentendo il passaggio degli ioni, cioè la continuità del circuito elettrico.

Il flusso di cariche nel circuito elettrico è reso possibile soltanto dalla presenza di trasformazioni chimiche che avvengono nella zona di contatto fra gli elettrodi e una soluzione elettrolitica presente all'interno della batteria. Le trasformazioni sono diverse a seconda del tipo di cella considerata, ma in tutti i casi il flusso di cariche si chiude in circuito chiuso, essendo al transito di cariche elettroniche nel circuito elettrico associato un transito di ioni nella soluzione elettrolitica. Gli ioni possono essere positivi o negativi.

Le frecce associate in Figura 2 alla corrente e al flusso di elettroni nel circuito, e ai flussi di ioni nella soluzione elettrolitica, sono relativi al processo di scarica. Durante la carica tutti i flussi si invertono.

1.2 Modulo, pacco batteria

L'entità molto modesta delle tensioni producibili con la singola cella elettrochimica fa sì che nelle applicazioni di potenza superiore a pochi W, risulta indispensabile realizzare dei sistemi elettrochimici (o batterie elettrochimiche) in cui si connettono in serie più celle per realizzare sistemi con tensioni dell'ordine delle decine o centinaia di V.

Spesso accade che un numero limitato di celle viene posto all'interno di un contenitore per realizzare un componente meccanicamente omogeneo detto modulo; la batteria (o "pacco batteria", come viene talvolta denominata) sarà poi in generale costituita da più moduli in serie, secondo lo schema riportato in Figura 3.

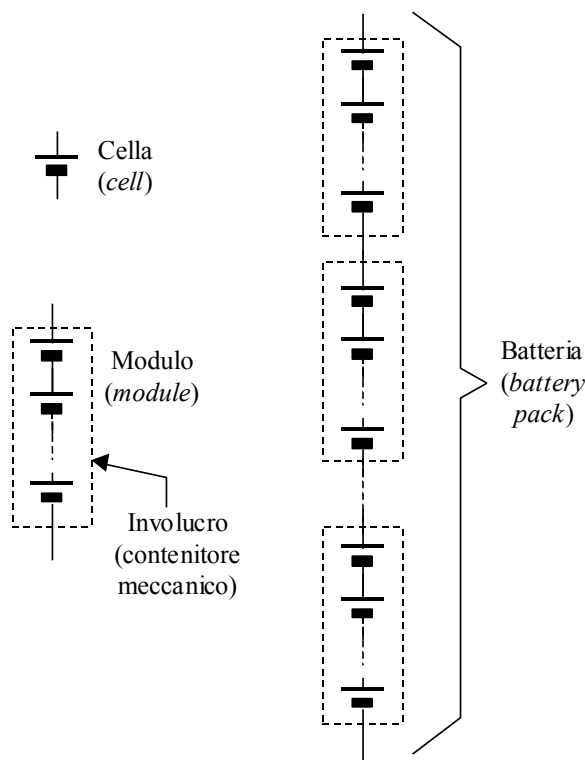


Figura 3: Elementi costitutivi di una batteria di accumulatori elettrochimici

Da un punto di vista terminologico, il termine *batteria* consiste di uno o più celle, connesse elettricamente in serie/parallelo. Quindi fa riferimento sia alla cella che all'insieme di più celle. È per questo che nell'uso corrente è invalsa la scelta di utilizzare l'espressione "pacco batteria" (traduzione dell'anglosassone *battery pack*) per indicare batterie composte da più celle, o anche da più moduli.

Nello schema è riportata fra parentesi anche la terminologia internazionale. Sussiste la possibilità teorica di realizzare anche la connessione in parallelo di più elementi in serie, anche se essa è raramente utilizzata per la difficoltà di ripartire uniformemente la corrente fra i vari rami e non sarà considerata oltre.

In molti casi una batteria di accumulatori elettrochimici è corredata di un sistema di supervisione che ne legge tensioni parziali di cella o di modulo, temperature di cella o di modulo, ed effettua delle elaborazioni per valutare lo stato di salute o di carica. Questo sistema viene normalmente detto *Battery Monitoring System (BMS)*. In caso di temperature eccessivamente alte o basse, o tensioni eccessivamente alte o basse spesso questo tipo di sistema è in grado di interrompere l'esecuzione del processo di carica o scarica in corso e/o di inviare segnalazione del funzionamento ad altro apparato connesso. In alcuni casi, segnatamente per le batterie al litio (come si vedrà), il BMS ha anche la funzione di riequilibrare la carica fra le celle in serie che si fossero progressivamente sbilanciate. Questa funzione è detta dell'equalizzazione della carica; in tal caso il suo nome più propriamente sta per *Battery Management System*.

In altri casi ancora la batteria è dotata anche di un sistema di condizionamento termico, per riscaldare la batteria se la temperatura ambiente è troppo bassa o raffreddarla in caso contrario. Vedremo che questo tipo di sistema è di vitale importanza per gli accumulatori cosiddetti caldi, fra cui la Sodio-Nickel-Cloro.

Infine si introduce il concetto di *Sistema di accumulo elettrochimico* (detto in ambito internazionale *Rechargeable Energy Storage System – RESS*): in generale è il sistema basato sugli accumulatori ma dotato di tutte le parti accessorie che si ritiene opportuno: eventuale BMS, eventuale involucro contenente i moduli, eventuale sistema di condizionamento termico. Si è visto come sia essenziale connettere più celle in serie per ottenere potenze ed energie accettabili per applicazioni di trazione, senza dover utilizzare correnti eccessivamente elevate e, di conseguenza, antieconomiche. È anche possibile realizzare dei RESS realizzando combinazioni serie-parallelo di piccole celle. Con questa soluzione il RESS non solo avrà una tensione più

elevata delle celle costituenti, ma anche una capacità equivalente più elevata. Pertanto sarà possibile usare celle di piccola capacità, ad esempio per sfruttare economie di quantità.

1.3 Sicurezza e BMS

Gli accumulatori al Litio presentano significativi problemi di sicurezza in quanto in speciali situazioni possono sviluppare fuoco o addirittura esplodere. Pertanto il loro esercizio richiede la presenza di un sistema di gestione e supervisione (Battery Management System - BMS) che effettui le seguenti funzioni:

- Controlli la temperatura in modo da evitare che essa superi valori di sicurezza, intorno ai 60°, oltre i quali la corrente (che sia di carica o scarica) va immediatamente interrotta.
- Faccia in modo che lo stato di carica sia uniforme fra i vari elementi in serie. Questo è ottenuto con metodi detti di *equalizzazione della carica* che possono essere realizzati in vario modo, ma tutti hanno la caratteristica di caricare selettivamente gli elementi che risultano più scarichi.
- Eviti che la tensione e corrente di scarica non oltrepassino i valori massimo e minimo ammissibile rispettivamente.

La presenza del sistema di gestione e supervisione ha un impatto non trascurabile sulla complessità e costo delle batterie al Litio, e va quindi tenuta adeguatamente in conto nei calcoli economici. Se il BMS è di solo monitoraggio (Battery Monitoring System), esso, per mezzo della misura di tutte le tensioni di cella, eviterà che ognuna di esse superi i valori limite previsti dal costruttore.

Accade infatti che nel tempo la carica presente in ognuna delle celle in serie che costituiscono normalmente una batteria diverga da un valore comune. E questo accade nonostante la corrente che le attraversa, e quindi anche la carica immessa ed estratta, sia la medesima.

Esiste però il fenomeno dell'auto-scarica delle celle elettrochimiche: nel tempo celle anche mantenute disconnesse da qualunque carico perdono parte della carica per fenomeni chimici interni. L'auto-scarica delle batterie al litio è dell'ordine di poche unità percentuali al mese, ma con forti differenze individuali fra le varie celle. In conseguenza della diversità dei valori di auto-scarica la carica accumulata nel tempo si differenzia da cella a cella. Se le celle messe in serie sono particolarmente selezionate, la disomogeneità può raggiungere valori elevati (quindi da correggere) anche dopo mesi di esercizio; in altri casi, invece, essa va corretta entro pochi giorni, pena riduzione eccessiva della capacità utilizzabile della batteria.

Infatti, quando una batteria contiene celle in serie molto disomogenee in termini di carica accumulata, non si riuscirà a caricare completamente la batteria poiché la carica non può proseguire oltre al punto in cui la tensione sulla cella più carica raggiunge il massimo valore consentito (ad es. 4.2 V, per le Li-NMC). Analogamente la scarica della batteria deve essere interrotta quando la più scarica fra le celle in serie raggiunge la tensione minima (ad es. 2.8 V per talune celle Li-NMC). Il BMS si prende cura di monitorare le tensioni di tutte le celle e far sì che i valori limiti di tensione non siano superati.

È evidente come sia fondamentale ripristinare, alla fine, un livello di carica omogeneo fra le celle, per riottenere la piena capacità della batteria. Questo processo è detto di *equalizzazione*.

In taluni casi l'equalizzazione è eseguita durante la manutenzione periodica dell'impianto, sia esso integrato in una applicazione stazionaria o veicolare, connettendo la batteria ad un sistema in grado di scaricare (o caricare) selettivamente le varie celle, in maniera da compensare ogni diversità.

Oggi si tende a dotare ogni batteria al litio di un sistema on-line che sia in grado di effettuare l'equalizzazione senza necessità di connessione ad apparecchiature esterne. I BMS dotati oltre che di capacità di monitoraggio (*Monitoring*, sempre necessario) anche di equalizzazione (quindi gestione, Management) sono detti *Battery Monitoring&Management Systems*, o, talvolta BM₂S.

L'equalizzazione può essere di due tipi, passiva o attiva. L'equalizzazione passiva si ottiene predisponendo in parallelo ad ogni cella dei resistori di piccola potenza attivabili da interruttori allo stato solido (*solid-state*

switch). Essi sono attivati per scaricare (con correnti di piccola entità) le celle più cariche, in maniera da raggiungere il bilanciamento della carica con le celle meno cariche.

L'equalizzazione attiva si fa cercando di evitare di dissipare energia in eccesso, per migliorare l'efficienza globale del sistema-batteria. Essa può essere realizzata travasando direttamente dell'energia da celle più cariche a celle più scariche, o spostandola temporaneamente in un super-condensatore (che in tal caso fa da *buffer* energetico), prima di riversarla in altre celle.

Sia l'equalizzazione attiva che passiva si possono effettuare verso fine carica o verso fine scarica. Se ad esempio si effettua l'equalizzazione passiva a fine carica, quando il BMS si rende conto che una cella sta per raggiungere la sua massima tensione, incomincia a scaricarla, in maniera da poter mantenere più a lungo attiva nell'intera batteria la corrente di carica, e caricare ancora un po' le celle che in effetti erano meno cariche.

Se si esegue l'equalizzazione a fine scarica, invece, quando una delle celle in serie ha raggiunto la tensione minima, si attiva la resistenza di equalizzazione sulle celle ancora non completamente scariche, per scaricarle ulteriormente.

Occorre notare che le correnti di equalizzazione sono sempre molto modeste rispetto alla corrente principale di carica/scarica della batteria. Questo consente di mantenere bassi i costi dell'hardware di equalizzazione, sebbene restino sempre delle aggiunte di costo significative per tutte le batterie al litio dotate di equalizzazione.

Per quanto riguarda la scelta fra attiva e passiva si può osservare che il sistema di equalizzazione attivo è più costoso, ma consente risparmi energetici lungo la vita della batteria. Pertanto esso verrà scelto in caso di batterie che necessitano di equalizzazione molto frequente; batterie invece costituite con celle che per loro natura richiedono piccoli flussi energetici di equalizzazione saranno invece vantaggiosamente realizzate con sistemi di equalizzazione passiva.

In definitiva il costruttore può scegliere se realizzare le batterie con celle economiche (quindi poco selezionate dal punto di vista dell'auto-scarica) e investire una parte del risparmio nell'adozione di un sistema di equalizzazione attiva, oppure celle di qualità e ben selezionate, da dotare di equalizzazione passiva. Avrà così modo, in funzione dei costi dell'elettronica e delle celle, di minimizzare il costo totale (primo acquisto ed esercizio durante la vita utile) dell'intero sistema.

1.4 L'interfacciamento con il convertitore

Gli accumulatori elettrochimici sono utilizzati con lo scopo di assorbire ed erogare energia. Le capacità di controllare i flussi di potenza e di energia dipendono in maniera determinante dalla modalità con cui il sistema di accumulo si interfaccia con il sistema con cui deve scambiare energia.

Gli schemi possibili sono una grande quantità, ma possono essere classificati in tre grandi famiglie:

- interfacciamento diretto (senza convertitore);
- interfacciamento con sistema DC mediato da convertitore DC/DC reversibile;
- interfacciamento con sistema AC mediato da convertitore DC/AC a commutazione forzata (inverter reversibile).

L'interfacciamento diretto può essere interessante in alcune applicazioni stazionarie. Configurazioni speciali accumulo/convertitore possono aversi anche nel caso di sistemi di *accumulo ibridi* (batteria e super-condensatore), come ad esempio riportato nella Figura 4.

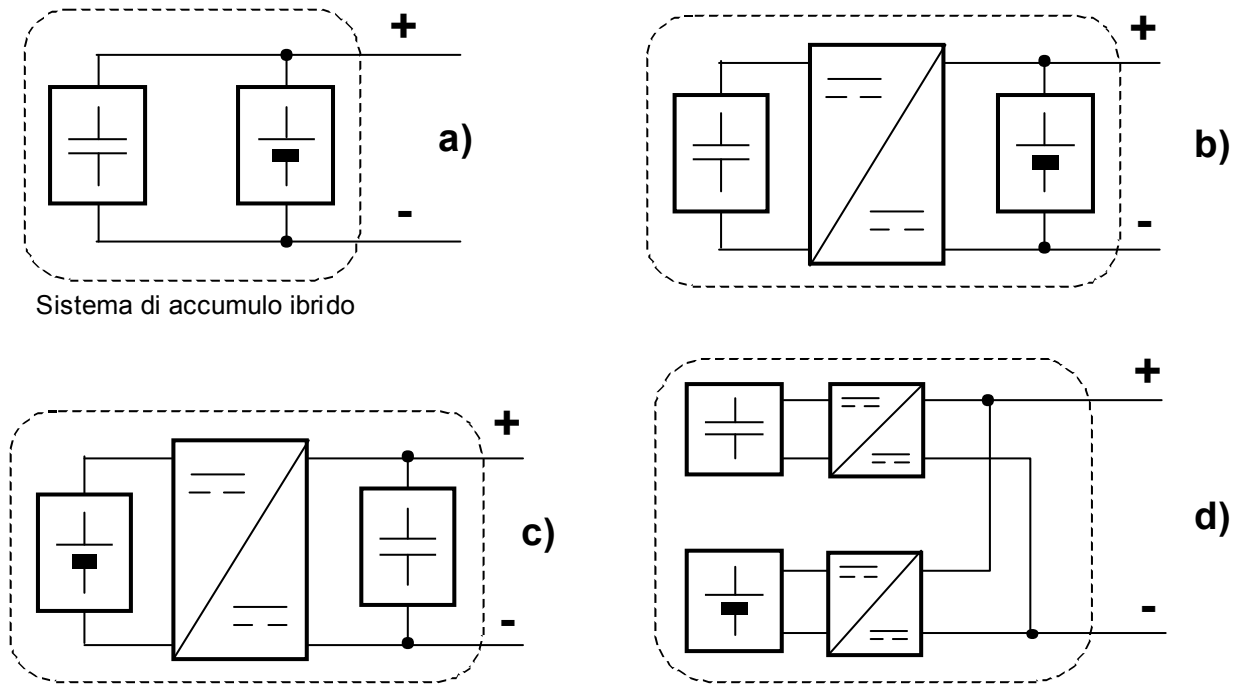


Figura 4: Alcuni schemi di connessione di sistemi ibridi di accumulo

2 L'affidabilità del sistema di accumulo come componente

La valutazione dell'affidabilità dell'accumulo come componente avrà ad oggetto il seguente schema di Figura 5, che rappresenta un sistema di accumulo connesso ad un bus DC mediante convertitore DC/DC.

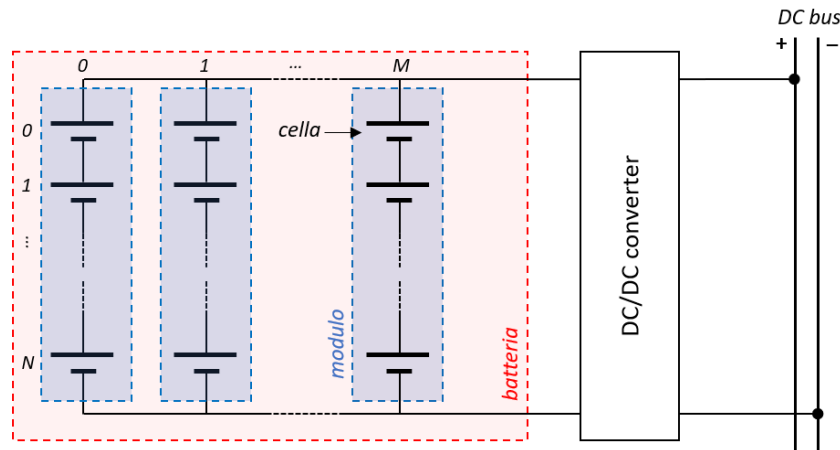


Figura 5: Schema elettrico di riferimento

2.1 L'affidabilità della batteria

Il problema della determinazione dell'affidabilità delle batterie è generalmente affrontato secondo la teoria affidabilistica di tipo classico. La singola cella di batteria, al pari di ogni altro componente del sistema elettrico interconnesso, si presenta alla rete come un oggetto caratterizzato da un tasso di guasto istantaneo che ne determina l'affidabilità secondo l'equazione (1).

$$R_{cell}(t) = e^{-\int \lambda_{cell}(t) dt} \quad (1)$$

Dove $\lambda_{cell}(t)$ rappresenta il tasso di guasto della cella in esame all'istante t . L'approccio più semplice possibile è quello seguito da [1], in cui il tasso di guasto è considerato essere un valore costante (impostato uguale a $7.7 \cdot 10^{-6} \text{ h}^{-1}$). In maniera più rigorosa, è ragionevole osservare che le prestazioni di una singola cella sono fortemente dipendenti dal tempo di utilizzo, a causa di processi di invecchiamento intrinseci che portano ad incrementi irreversibili del suo tasso di guasto. Secondo quest'ultima teoria, l'evoluzione del tasso di guasto di una cella è definita come una funzione del suo stato di salute SOH (*State of Health*). Seguendo le analisi riportate in [2] ed in [3], è possibile descrivere l'evoluzione di $\lambda_{cell}(t)$ attraverso l'equazione (2).

$$\lambda_{cell}(t) = \lambda_{physical} \cdot \Pi_{PM} \cdot \Pi_{process} + \lambda_{wear-out} \quad (2)$$

In cui i coefficienti Π_{PM} , $\Pi_{process}$, e $\lambda_{wear-out}$ sono tabellati in [2], mentre il termine $\lambda_{physical}$ indica il contributo derivante da sollecitazioni fisiche. Esso è funzione dello stato di salute SOH della cella, il quale a sua volta può essere espresso dalla seguente equazione (3).

$$SOH(t) = \frac{Q_{current}(t)}{Q_{BOL}} \quad (3)$$

Dove con $Q_{current}$ si indica la capacità utile della cella all'istante t e con Q_{BOL} la sua capacità utile ad inizio vita (BOL = *Beginning of Life*). Il termine $Q_{current}$ è a sua volta esprimibile secondo le equazioni (4) e (5), in cui si esplicita il fenomeno di deterioramento di capacità utile dovuto a stress di batteria di tipo elettrico e termico.

$$Q_{current} = Q_{BOL} - \Delta Q \quad (4)$$

$$\Delta Q = B \cdot e^{\left(\frac{-31700+370.3 C_{rate}}{R \cdot T}\right)} \cdot Q_{out}^{0.5} \quad (5)$$

Dall'equazione (5), si osserva che i principali fattori che contribuiscono al fenomeno di invecchiamento della cella, con conseguente diminuzione della sua capacità utile, sono identificati dall'intensità di corrente di carica o di scarica (C_{rate}), dalla temperatura assoluta (T) e dalla capacità cumulata estratta (Q_{out}). R è la costante dei gas perfetti e B è un fattore correttivo funzione del C_{rate} : il suo valore può variare da 10 a 30 [4]. Sotto quest'ottica prende così forma una definizione di affidabilità di singola cella che è strettamente dipendente dai fattori di stress elettrico e termico a cui essa stessa si trova soggetta durante il suo funzionamento.

Un'altra possibile definizione empirica del SOH di batteria, funzione degli stress elettrici e termici della stessa è quella adottata in [7], in cui il SOH è descritto dalla seguente equazione (6).

$$SOH = 1 - \left(\frac{1}{2} \cdot k_1 \cdot N_c^2 + k_2 \cdot N_c\right) - \frac{k_3}{Q_{BOL}} i \quad (6)$$

Dove N_c rappresenta il numero di cicli di carica e scarica effettuati, i coefficienti k_1 , k_2 e k_3 (riportati in Tabella 1) sono parametri correttivi che tengono conto dell'incremento di perdita di capacità utile in funzione della temperatura di batteria ed anche del progressivo invecchiamento, mentre i è la corrente della batteria stessa.

Tabella 1: Valori dei parametri di equazione (6) in funzione della temperatura e del numero di cicli

Temperatura di batteria (°C)	$k_1 (\text{cycle}^{-1})$	$k_2 (\text{cycle}^{-1})$	$k_3 (\text{A}^{-1})$
25	$8.5 \cdot 10^{-8}$	$2.5 \cdot 10^{-4}$	$2.68 \cdot 10^{-2}$ (se $N_c \leq 300$)
			$7.26 \cdot 10^{-2}$ (se $N_c \leq 800$)
50	$1.6 \cdot 10^{-6}$	$2.9 \cdot 10^{-4}$	$5.20 \cdot 10^{-2}$ (se $N_c \leq 300$)
			$6.82 \cdot 10^{-2}$ (se $N_c \leq 800$)

Generalmente, i sistemi di accumulo che si interfacciano con la rete elettrica interconnessa sono sistemi complessi e sono sempre formati da una molteplicità di elementi di taglia minore connessi fra loro secondo determinati schemi di tipo serie-parallelo (Figura 1). È opportuno sottolineare quindi che l'espressione

dell'affidabilità di batteria esposta in (1) è valida solo nell'ipotesi base di una batteria formata da una singola cella. Per qualsiasi altra configurazione di batteria, l'affidabilità dell'intero sistema è il risultato di una combinazione dei valori di affidabilità delle singole celle che la compongono. Prendendo a riferimento un generico sistema di accumulo formato da M moduli uguali collegati in parallelo composti a loro volta da N celle identiche collegate in serie aventi un tasso di guasto pari a λ_{cell} , il valore del tasso di guasto dell'intero sistema è espresso dall'equazione (7).

$$\lambda_{batt} = \left[\sum_{i=1}^M \left(\frac{1}{N \cdot \lambda_{cell}} \right) \right]^{-1} = \frac{N}{M} \lambda_{cell} \quad (7)$$

Ogni sistema di accumulo che fa utilizzo di batterie al litio è sempre dotato di un sistema di monitoraggio della batteria stessa che prende il nome di BMS (Battery Management System). Il BMS consiste in un sistema elettronico di misura e controllo delle grandezze più critiche che interessano la batteria: dalla tensione e temperatura delle singole celle, alla tensione e temperatura della batteria completa. È compito del BMS garantire e proteggere la batteria affinché questa non superi i range di tensione e temperatura di sicurezza, oltre i quali sono compromesse l'integrità funzionale e fisica dell'accumulatore. All'interno di un'analisi di affidabilità componentistica, è opportuno includere quindi anche il BMS come elemento critico del sistema, un fallimento del quale comporterebbe una messa fuori servizio dell'intera batteria da esso controllata [8]. Dal punto di vista numerico, i valori di tassi di guasto attesi relativi ad un sistema di accumulo con BMS incorporato studiato in [8] sono sintetizzati in Tabella 2. Da qui emerge che il solo BMS presenta valori di tasso di guasto superiori a quelli attesi dalla singola batteria.

**Tabella 2: Sistema di accumulo tipico con BMS, tassi di guasto attesi [8].
Tassi di guasto espressi in Failure Per Million Hours (FPMH)**

Tensione nominale di cella (V)	3.6
Range di tensione operativo (V)	3÷4.2
Numero di celle connesse in serie per modulo	96
Numero di moduli connesi in parallelo	6
Tensione nominale della batteria (V)	345.6
Energia nominale di batteria (kWh)	44.85
Tasso di guasto di batteria (FPMH)	2.4
Tasso di guasto BMS (FPMH)	5.3

2.2 L'affidabilità del convertitore

Per definire l'affidabilità del convertitore DC/DC di Fig. 1, si fa riferimento alla configurazione di convertitore riportata in Figura 6.

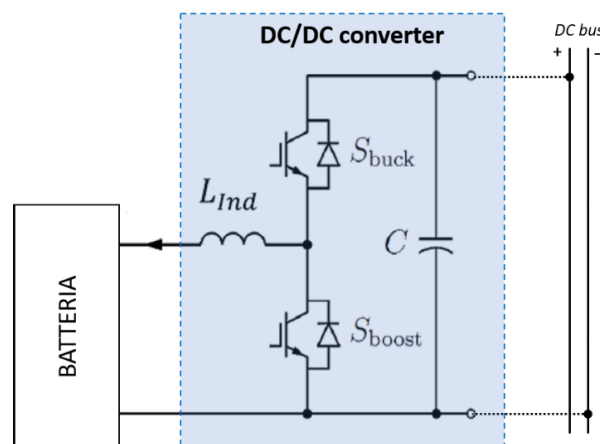


Figura 6: Schema elettrico di riferimento del convertitore DC/DC

Il convertitore adottato si compone di un insieme di sottocomponenti quali un induttore, diodi, interruttori elettronici di tipo IGBT ed un condensatore. Tale sistema consente un flusso bidirezionale della potenza, in modo da poter far funzionare il sistema di accumulo sia in carica che in scarica. L'affidabilità dell'intero sistema è il risultato di una combinazione dei contributi delle singole affidabilità di ogni oggetto che lo compone. In particolare, tramite l'equazione (8) possiamo esplicitare il tasso di guasto totale del convertitore in funzione dei tassi di guasto dei singoli componenti.

$$\lambda_{conv} = z \cdot (\lambda_{diode} + \lambda_{IGBT} + \lambda_{cap} + \lambda_{inductor}) \quad (8)$$

In cui λ_{diode} , λ_{IGBT} , λ_{cap} e $\lambda_{inductor}$ rispettivamente i tassi di guasto del diodo, dell'IGBT, del condensatore e dell'induttore e z è un fattore di peso, corrispondente al rapporto fra l'effettivo tempo di funzionamento del convertitore ed il tempo di funzionamento atteso: tale valore può essere preso cautelativamente uguale ad uno. I valori dei tassi di guasto dei singoli componenti possono essere presi dalla Tabella 3 [2].

Tabella 3: valori dei tassi di guasto dei componenti del convertitore DC/DC

	λ (h ⁻¹)
λ_{diode}	1·10 ⁻⁵
λ_{IGBT}	3·10 ⁻⁵
λ_{cap}	4·10 ⁻⁵
$\lambda_{inductor}$	4·10 ⁻⁵

2.3 Catena di Markov

Noti i tassi di guasto dei singoli componenti che formano la rete elettrica di riferimento di Figura 5, è possibile impostare un'analisi di affidabilità dell'intero sistema attraverso un modello stocastico a catena di Markov [2, 5]. Questo tipo di approccio è strettamente dipendente dalla topologia del sistema in esame. Facendo sempre riferimento al nostro caso di Figura 5, è opportuno elencare di seguito quelle che sono le ipotesi preliminari adottate.

- Si definisce con la parola “*sistema*” l'insieme costituito dalla batteria e dal suo convertitore DC/DC collegati in serie.
- Si definisce “*fallimento del sistema*” (condizione di *failure*) la condizione per cui non è più possibile scambiare potenza diversa da zero tra il sistema e la sbarra in corrente continua. Questa condizione si verifica nei seguenti casi:
 - Fallimento del solo convertitore DC/DC;
 - Fallimento della sola batteria.
- Si definisce fallimento della sola batteria la condizione per cui essa non è in grado di erogare o assorbire potenza diversa da zero: ovvero, tutti i moduli in parallelo sono fuori uso.
- La condizione minima per cui il sistema rimane attivo è verificata dal funzionamento del convertitore affiancato da un solo modulo di batteria funzionante.
- La probabilità di guasto contemporaneo di due o più moduli è considerata uguale a zero.

Il modello a catena di Markov che descrive le possibili evoluzioni del sistema così descritto è illustrato in Figura 7. Il numero di stati totali in cui il sistema può esistere è pari al numero dei moduli della batteria (M). Il sistema si trova nello stato i -esimo se i moduli sono fuori uso. Di conseguenza, come da ipotesi, lo stato numero M corrisponde allo stato di *failure*. Si definisce, inoltre, con $P_i(t)$, la probabilità che il sistema ha di trovarsi nello stato i -esimo all'istante t . Al tempo zero ($t=0$) il sistema è assunto essere in condizione ottimale: ovvero, tutti i moduli della batteria sono funzionanti, così come il convertitore. Sono valide quindi le seguenti equazioni.

$$P_0(0) = 1 \quad (9)$$

$$P_i(0) = 0 \quad (10)$$

Le quali impongono al tempo zero una probabilità pari al 100% che il sistema sia nello stato zero. Da questo stato -secondo le considerazioni e le ipotesi sopra enunciate- il sistema può evolvere in due direzioni. Esso può, in primo luogo, transitare direttamente allo stato di failure con un tasso di transizione pari al tasso di guasto del convertitore (ipotesi verificata in caso di guasto del convertitore DC/DC). In secondo luogo, il sistema può progredire allo stato 1 con un tasso di transizione pari a $M \cdot N \cdot \lambda_{cell}$ (ipotesi che si verifica in caso di perdita di un modulo). Queste due possibili transizioni iniziali sono descritte dall'equazione (11), mentre le evoluzioni possibili che interessano il generico stato i -esimo sono descritte dall'equazione (12).

$$\frac{dP_0}{dt} = -(\lambda_{conv} - M \cdot N \cdot \lambda_{cell}) \cdot P_0 \quad (11)$$

$$\frac{dP_i}{dt} = (M - i + 1) \cdot N \cdot \lambda_{cell} \cdot P_{i-1} - (M - i) \cdot N \cdot \lambda_{cell} \cdot P_i - \lambda_{conv} \cdot P_i \quad (12)$$

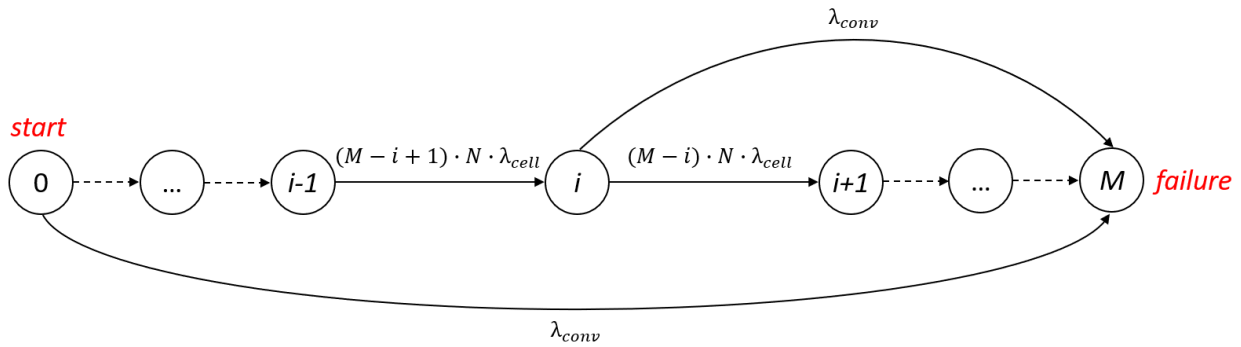


Figura 7: diagramma di transizione di stato secondo il modello di affidabilità a catena di Markov

Costruito il modello di Markov come in Figura 7, il valore del MTTF dell'intero sistema (batteria più convertitore) è calcolato eseguendo la trasformata di Laplace di P_i, P_i^* , come in equazione (13).

$$MTTF_{system} = \sum_{i=0}^M P_i^*(0) = \int_0^{\infty} R_{system}(t) \cdot e^{-st} dt \quad (13)$$

L'approccio di Markov così descritto porta con sé un'ulteriore considerazione: ad ogni transizione di fase, quindi, nel passaggio dallo stato i -esimo allo stato successivo $i+1$, la perdita di uno dei moduli del sistema accumulatore comporta anche una diminuzione discreta della capacità dell'accumulatore stesso. Infatti, prendendo sempre a riferimento lo schema di Fig. 1, la capacità della batteria può essere scritta come in equazione (14), in cui C_M è la capacità del singolo modulo, coincidente (per nostre ipotesi di topologia) con la capacità della singola cella.

$$C_{batt} = \sum_{i=1}^M C_M \quad (14)$$

A valle di questa ultima osservazione, è ragionevole immaginare che, durante gli eventi della catena di Markov di Figura 7, si possa arrivare ad un certo stato i -esimo in cui il sistema di accumulo non sia in stato di *failure* ma esso abbia comunque perso un certo grado di capacità utile per cui la capacità rimanente non è più sufficiente a soddisfare le specifiche di servizio della batteria nella rete in cui essa è installata (ad esempio funzione di regolazione frequenza-potenza, load levelling, peak shaving, etc.) [6]. Per questo tipo di analisi, può essere opportuno inserire all'interno della catena di Markov uno stato di "fallimento operativo" (*operative failure*) che si manifesta ragionevolmente per valori di $i^* \ll M$. Il diagramma di Markov così ottenuto è rappresentato in Figura 8.

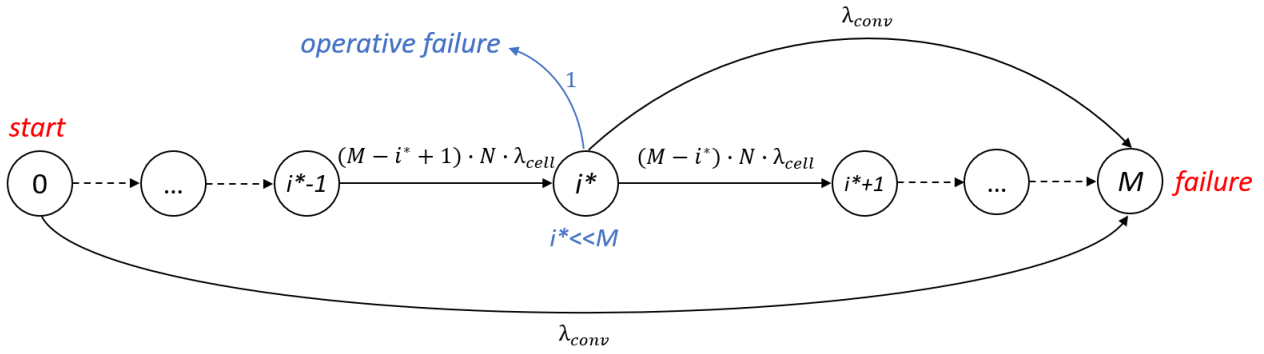


Figura 8: Variazione del diagramma di Markov con ipotesi di fallimento operativo

Il valore di i^* è quindi un numero compreso fra 0 ed M nel quale si manifesta il “fallimento operativo”. Con questa aggiunta, lo scenario che andiamo a descrivere simula di fatto il caso in cui la batteria, perdendo i^* moduli (quindi portandosi allo stato i^*) di fatto raggiunge un valore di capacità utile (minore di quello iniziale) non più sufficiente a rispettare la domanda di potenza richiesta. Di conseguenza, è possibile identificare lo stato i^*-1 come equivalente al numero di moduli che il sistema di accumulo può permettersi di perdere, pur continuando ad espletare le sue normali funzioni di rete.

Se con C_{batt} indichiamo la capacità iniziale della batteria con M moduli funzionanti (come in equazione (14)), e consideriamo di essere allo stato i^* , significa che la capacità attuale della batteria si è ridotta di un fattore pari ad i^*/M . Seguendo questa ultima considerazione, l’equazione (14) può essere riscritta come in equazione (15) evidenziando la porzione di capacità persa in funzione del generico stato i .

$$C_{batt}(i) = M \cdot C_M - i \cdot C_M \tag{15}$$

Generalmente, il valore di i^* per cui si manifesta il fallimento operativo può essere dipendente da molteplici fattori come la domanda di potenza (in ingresso o uscita alla batteria), lo stato di carica (SOC) e lo stato di salute (SOH).

2.4 Modello di affidabilità di un intero sistema elettrico aggregato

Da un punto di vista più generale, è possibile impostare l’analisi dell’affidabilità di un sistema di accumulo che si interfaccia alla rete così come visto nei precedenti capitoli, inserendo tale singolo sistema all’interno di quello che viene denominato “sistema elettrico aggregato” [2]. Si parla quindi di una rete elettrica complessa dove il sistema di accumulo, per mezzo della sua sbarra in corrente continua, si interfaccia ad una rete AC. Lo scenario tipico che si prospetta è un sistema elettrico rappresentato dalla Figura 9, in cui è presente anche una fonte di generazione non programmabile da fotovoltaico.

Questa fase applica l'approccio precedentemente esaminato all'intero sistema interconnesso di Figura 9, al fine di calcolare il suo complessivo valore del MTTF. Questo parametro andrà a dipendere strettamente sia dalla topologia del sistema (quindi struttura e tipi di connessioni degli elementi, comprese le possibili

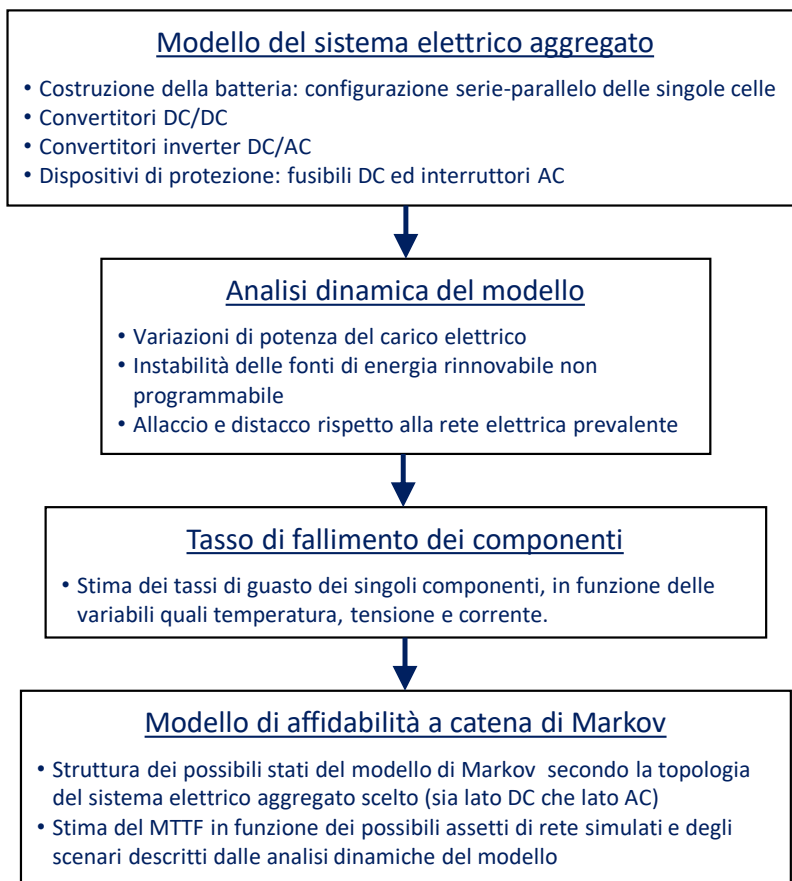


Figura 10: Metodologia per l'analisi di affidabilità di un sistema con accumulo elettrico inserito in rete interconnessa

3 L'affidabilità del sistema di accumulo nel sistema elettrico

Il sistema elettrico sta evolvendo verso una progressiva integrazione di fonti rinnovabili che in larga misura sono non programmabili [9]. Inoltre, con l'atteso avvento del rinnovamento del parco macchine con sistemi veicolari ibridi o elettrici, l'uso di fonti fossili, che attualmente di fatto garantiscono la stabilità del sistema, calerà progressivamente, con rischi per la stabilità del sistema. In questa luce, i sistemi di accumulo, che sono elementi dispacciabili ed in grado di fornire servizi tra cui la stabilità del sistema, ricopriranno un ruolo importante, per cui la loro affidabilità risulta un tema di assoluta attualità.

Pertanto, risulta evidente che le reti si troveranno a gestire molteplici incertezze sia lato generazione, in larga misura dovute alla produzione rinnovabile non programmabile, sia lato carico, dovuta alle incertezze dell'utilizzo dei dispositivi e dalla ricarica dei veicoli elettrici. D'altro canto, esse sono tecnologie che possono fornire servizi di rete e permettere una migliore penetrazione di fonti rinnovabili, qualora esse siano dotate di un sistema di gestione che connette e coordina adeguatamente i diversi componenti sottesi a ciascun sistema dotato di accumulo. Pertanto, il dimensionamento e la gestione ottima di tali sistemi non possono prescindere dalla valutazione di tali incertezze. In particolare, lo sviluppatore dovrà tenere in considerazione

il rischio della mancata fornitura di servizi condizionata alla taglia del sistema individuata, dalla gestione considerata e dall'affidabilità dei componenti. Infatti, il rischio della mancata fornitura condiziona il modello di business del progetto.

Molta ricerca è stata effettuata per sviluppare metodi di pianificazione e gestione che permettano di ridurre la mancata fornitura che spesso guardavano all'affidabilità dei grandi impianti di produzione e linee elettriche, considerando anche le incertezze della produzione rinnovabile, del carico [10-12]. Raramente, però, sono stati proposti modelli che tenessero in conto dell'affidabilità dei componenti per una singola micro-grid, come ad esempio lo storage, i convertitori o i dispositivi di produzione rinnovabile, che invece viene proposta in questa attività.

Gli approcci tipici in letteratura che vertono sull'analisi delle incertezze pongono l'attenzione principalmente sul tema della previsione di produzione del carico e della produzione e possono essere distinti in stocastici, robusti o a vincoli di probabilità, in base a come le incertezze sono modellate, con gradi di complessità diversa [13-15].

Nel caso di problemi stocastici, il modello associa un costo ed una probabilità ad ogni condizione di funzionamento e seleziona il dimensionamento che minimizza il costo medio; nel caso robusto, invece, si impone che il sistema sia in grado di operare in ogni condizione di incertezza considerata, mentre nel modello "a vincoli di probabilità", si garantisce con un margine di probabilità che determinati vincoli siano soddisfatti. Le tre formulazioni presentano complessità e tempi di calcolo differenti che possono essere risolti sia tramite modelli (meta-)euristici che con metodi di ottimizzazione tradizionali, come ad esempio l'ottimizzazione lineare mista intera (Mixed-Integer Linear Programming) [11].

Quando affrontata, il tema dell'affidabilità degli impianti è spesso trattata per la disponibilità dei grandi impianti e quindi gestire la sicurezza dell'intero sistema tenendo in considerazione la disponibilità di servizi di riserva adeguati [16-18]. In questa attività, invece ci si propone di trattare questo tema per analizzare il dispacciamento ottimo di una mini-rete, considerando anche condizioni di guasto parziale di alcuni suoi componenti.

Le incertezze, però, sono sia difficili da quantificare, sia da trattare in metodi simulativi e di ottimizzazione, dato che l'aumento nella dimensionalità condiziona fortemente i tempi di calcolo, specialmente quando il sistema trattato conta non-linearità significative. Pertanto, le tipiche distribuzioni di probabilità delle incertezze sono spesso approssimate mediante scenari, il cui numero è di solito limitato per ridurre i tempi di calcolo.

In questa attività, si propone di sviluppare un sistema di gestione e dimensionamento che sia in grado di gestire tali incertezze e che contestualmente fornisca indicazioni quantitative sul rischio di mancata fornitura.

Nella descrizione di seguito viene introdotto il modello deterministico, che è la base di ogni modellazione che tenga conto delle incertezze sopra citate, per poi introdurre il tema delle incertezze.

3.1 Il sistema

Sebbene l'affidabilità dell'accumulo sia l'elemento critico, quando esso è inserito all'interno di un sistema con diverse funzioni, l'affidabilità dell'intero sistema dipende dalla capacità dei singoli componenti di funzionare, inclusi l'accumulo e la strategia di gestione.

Il modello preliminare prevede un sistema con doppia sbarra (AC e DC). Le fonti di generazione fotovoltaica e le batterie saranno collegate al bus DC, mentre eventuali fonti di generazione termica, la rete e la domanda elettrica sono collegate al bus AC; un inverter bidirezionale permette di controllare il flusso energetico tra le due sbarre (AC e DC).

Si suppone che un sistema di gestione intelligente monitori il sistema e permetta di controllare i componenti in modo coerente con la tecnologia di ogni componente. In particolare, tale sistema di gestione si adopererà per gestire il sistema a massimo profitto operativo, dispacciando i componenti in modo appropriato. I sistemi

di gestione tradizionali possono essere suddivisi in sistemi predittivi, qualora la soluzione si basi su una previsione dello stato futuro del sistema, o non-predittivi, quando le logiche non tengono in considerazione alcuna previsione. Le prime hanno dimostrato maggior capacità nel prevenire mancate forniture a causa dell'inadeguato dispacciamento e/o dimensionamento del sistema, pertanto sono state scelte per questa attività.

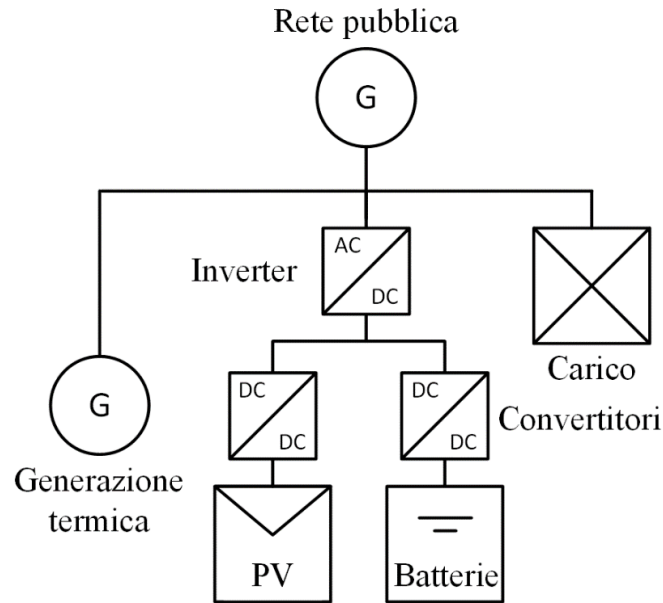


Figura 11: Schema preliminare del sistema

Nelle sezioni seguenti, descriveremo alcuni approcci che permettono di trattare questo problema in modo predittivo. In particolare, si partirà dalla descrizione del modello cosiddetto deterministico, che assume il sistema perfettamente funzionante in ogni sua componente ed in cui le previsioni sul sistema sono date per certe. Esso è un modello efficace e veloce nella risoluzione, però non permette di tenere in considerazione le incertezze che si verificano nel tempo reale, tra cui ad esempio la previsione di produzione fotovoltaica, del carico e/o l'affidabilità dei componenti. A seguire, si descriverà il modello cosiddetto stocastico che invece può potenzialmente permettere quanto sopra.

3.2 Modello deterministico

Questa prima sezione descrive più in dettaglio il modello deterministico di gestione applicato ad un sistema elettrico collegato alla rete di distribuzione, con possibilità di acquistare e vendere energia.

L'obiettivo del sistema di gestione è la definizione del programma di dispacciamento a massimo profitto per il sistema, incluso il programma di dispacciamento nei confronti della rete. Tale programma, una volta definito, deve essere rispettato o altrimenti l'operatore può incorrere in penali.

Nel modello deterministico, si assume che il sistema sia completamente affidabile e che la previsione delle fonti di produzione, dei prezzi e della domanda di carico interna siano note e certe per l'intervallo di ottimizzazione considerato, come ad esempio una giornata.

3.2.1 Funzione obiettivo

La funzione obiettivo preliminare proposta è ad esempio la massimizzazione del profitto operativo [13], o Operational Profits (AP), del sistema, mostrati in (16), i cui termini principali sono il saldo netto tra i ricavi della vendita dell'energia e i costi di acquisto ($GRID_t$), la tariffa (C_t^{peak}) da pagare per l'uso del picco di potenza nel dato intervallo, quando applicabile, i costi della mancata fornitura di energia elettrica (C_t^{LC}), i costi per il combustibile e la manutenzione oraria delle generazione termica ($C_{D,t}^{O\&M}$) ed i costi virtuali del degradamento dei componenti (C_t^{wear}). Si tiene presente che i costi di manutenzione di gruppi di generazione rinnovabile, come fotovoltaico ed eolico, non sono tipicamente dipendenti da come essi sono

dispacciati, per cui sono quantità costanti che non influenzano il risultato dell'ottimizzazione e pertanto non sono considerati nel modello. D'altro canto, la manutenzione dei generatori termici è spesso espressa in funzione delle ore di utilizzo, pertanto, risulta opportuno modellare tale termine come variabile in funzione del dispacciamento. Δ rappresenta la risoluzione temporale di ogni time step, come frazione di ore (esempio: $\Delta = 1$ per risoluzione oraria, o $\Delta = 0.25$ nel caso di risoluzione al quarto d'ora).

$$\max OP = \sum_{t \in T} \Delta GRID_t - C_t^{peak} - \Delta C_{D,t}^{O\&M} - \Delta C_t^{LC} - \Delta C_t^{wear} \quad (16)$$

Il saldo netto tra i ricavi della vendita dell'energia e i costi di acquisto ($GRID_t$) sono modellati con la funzione descritta in (17a), dove π_t^{sell} e π_t^{buy} sono i prezzi di vendita ed acquisto dell'energia, e $P_{G,t}^+$ e $P_{G,t}^-$ rappresentano le potenze scambiate con la rete in vendita ed acquisto. La contribuzione al picco di potenza è valutata con le equazioni (17b) e (17c), in cui quando la potenza verso la rete eccede una soglia preconfigurata (\hat{P}^{peak}), si verificano costi aggiuntivi; altrimenti tale contributo è nullo. Inoltre, il costo operativo della generazione termica è modellato con (17d) e (17e).

La manutenzione è proporzionale al numero effettivo di ore in cui l'unità di generazione è utilizzata, mentre il consumo di combustibile è descritto con una funzione lineare a tratti con parametri f_i^I e f_i^S . Il costo π^F del combustibile è un parametro fisso, così come il costo di manutenzione orario $c_D^{M,h}$ e la taglia P_D^{size} del generatore. $z_{D,t}$ è la variabile binaria che indica lo stato del generatore in ogni ora (1: acceso, 0: spento) e M_D è una costante usata per disattivare il vincolo ed imporre costi di gestione nulli quando il generatore non è in funzione. I costi di degradamento considerati sono legati all'uso della batteria e del generatore, che sono modellati con (17f); infine i costi dell'energia non servita (C_t^{LC}) sono proporzionali alla potenza non fornita, secondo l'equazione (17g).

$$GRID_t = \pi_t^{sell} P_{G,t}^+ + \pi_t^{buy} P_{G,t}^- \quad (17a)$$

$$C_t^{peak} \geq c^{peak} (\max\{P_{G,t}^+; P_{G,t}^-\} - \hat{P}^{peak}) \quad (17b)$$

$$C_t^{peak} \geq 0 \quad (17c)$$

$$C_{D,t}^{O\&M} \geq c_D^{M,h} P_D^{size} + \pi^F f_i^I P_D^{size} + \pi^F f_i^S P_{D,t} - (1 - z_{D,t}) M_D \quad (17d)$$

$$C_{D,t}^{O\&M} \geq 0 \quad (17e)$$

$$C_t^{wear} = c_B^{wear} (P_{B,t}^+ + P_{B,t}^-) + c_D^{wear} z_{D,t} \quad (17f)$$

$$C_t^{LC} = c^{LC} P_t^{LC} \quad (17g)$$

3.2.2 Bilancio elettrico

Il bilancio elettrico ai nodi AC e DC deve essere rispettato e ciò è garantito con le equazioni descritte in questo paragrafo. I vincoli (18a) e (18b) rappresentano rispettivamente il bilancio al nodo AC e quello DC. $P_{D,t}$ è il dispacciamento della fonte di generazione termica, $P_{Inv,t}^{+/-}$ corrisponde all'inverter, $P_{G,t}^{+/-}$ corrisponde alla potenza scambiata con la rete pubblica, e $P_{L,t}$ e $P_{LC,t}$ sono il carico e la potenza non alimentata. La potenza dell'inverter è trasferita al bus DC, in accordo con la direzione del flusso energetico e tenendo in considerazione l'efficienza η_{Inv} del componente. $P_{PV,s,t}$ è la produzione fotovoltaica al bus DC, e $P_{B,s,t}^{+/-}$ rappresenta la potenza scambiata con la batteria.

$$P_{D,t} + P_{Inv,t}^+ - P_{Inv,t}^- + P_{G,t}^+ - P_{G,t}^- = P_{L,t} - P_{LC,t} \quad (18a)$$

$$P_{PV,t} + P_{B,t}^+ - P_{B,t}^- - \frac{P_{Inv,t}^+}{\eta_{Inv}} + P_{Inv,t}^- \eta_{Inv} = 0 \quad (18b)$$

3.2.3 Vincoli di rete

La potenza scambiata con la rete è limitata dalla potenza contrattuale o dai limiti tecnici della linea di trasmissione, con l'equazione (19) evidenziata di seguito.

$$0 \leq P_{G,t}^{+/-} \leq P_G^{size} \quad (19)$$

3.2.4 Generazione termica

Il dispacciamento della generazione termica è vincolato alla capacità installata del generatore con il vincolo (20a). Inoltre, quando il generatore opera, deve essere garantito il corrispondente minimo tecnico, come modellato in (20b).

$$0 \leq P_{D,t} \leq P_{D,size} \quad (20a)$$

$$P_{D,t} \geq \alpha D_{min} P_{D,size} - MDP_{zD,t} \quad (20b)$$

3.2.5 Vincoli della batteria

I vincoli di capacità della batteria e dei convertitori sono imposti con i vincoli (21a-21e). I vincoli (21a) impongono il limite sulla potenza che il convertitore della batteria possa dispacciare. Le disequazioni (21b) e (21c), invece, impongono che la batteria non possa essere caricata e scaricata nello stesso intervallo temporale. Infine, il bilancio energetico nella batteria è gestito con l'equazione (21d) ed i limiti di massima e minima energia, altresì, sono dettagliati in (21e).

$$0 \leq P_{B,t+/-} \leq P_{B,size} \quad (21a)$$

$$0 \leq P_{B,t}^+ \leq z_{B,t} M_B \quad (21b)$$

$$0 \leq P_{B,t}^- \leq (1 - z_{B,t}) M_B \quad (21c)$$

$$E_{B,t} = E_{B,t-1} + \Delta P_{B,t}^- \eta_B - \Delta \frac{P_{B,t}^+}{\eta_B} \quad (21d)$$

$$\alpha_B^{min} E_B^{size} \leq E_{B,t} \leq \alpha_B^{max} E_B^{size} \quad (21e)$$

3.2.6 Inverter

I vincoli dell'inverter, mostrati in (22a-22c), sono simili ai vincoli di potenza inerenti al convertitore di potenza della batteria. Il primo di essi impone che il dispacciamento non sia superiore alla capacità del convertitore, mentre gli altri due impongono che il componente non eroghi ed assorba potenza dalla stessa sbarra elettrica nello stesso intervallo temporale.

$$0 \leq P_{B,t}^{+/-} \leq P_B^{size} \quad (22a)$$

$$0 \leq P_{B,t}^+ \leq z_{B,t} M_B \quad (22b)$$

$$0 \leq P_{B,t}^- \leq (1 - z_{B,t}) M_B \quad (22c)$$

3.2.7 Impianto fotovoltaico

I vincoli per l'impianto fotovoltaico sono limitati al fatto che la potenza prodotta non può essere superiore a quella producibile, che è funzione della taglia del componente (P_{PV}^{size}) e della producibilità specifica del componente ($p_{PV,t}^{av}$) nelle condizioni metereologiche e di installazione del sito.

$$0 \leq P_{PV,t} \leq p_{PV,t}^{av} P_{PV}^{size} \quad (23)$$

3.2.8 Energia non servita

La domanda non servita è vincolata ad essere non nulla e non superiore al carico attuale, come mostrato di seguito.

$$0 \leq P_{LC,t} \leq P_{L,t} \quad (24)$$

3.3 Modello stocastico

Mentre nel modello deterministico la previsione di tutte le fonti, del carico e l'affidabilità del sistema sono dati come parametri certi, nel caso di modello stocastico sono tenute in considerazione le incertezze, come ad esempio quelle legate alla produzione fotovoltaica ed il carico. L'obiettivo del sistema di gestione rimane coerente con il modello deterministico, ma nel modello stocastico è possibile tenere in considerazione le penalità a cui l'operatore incorre qualora il programma che deve definire non si verifichi in pratica a causa delle incertezze. Pertanto, questo modello è più ampio rispetto al modello deterministico, però chiaramente è più complesso da un punto di vista computazionale.

Per tenere in considerazione le varie fonti di incertezza e le loro conseguenze in termini di gestione, si può ricorrere all'uso di scenari, ciascuno dei quali caratterizza una data condizione del sistema con una corrispondente probabilità. Di seguito, si descrive come questi elementi aggiuntivi modificano il modello deterministico dichiarato precedentemente.

3.3.1 Funzione obiettivo

La funzione obiettivo, mostrata in (25a), rappresenta il valore atteso dei profitti operativi per il sistema, rappresentato come una media pesata dei profitti operativi per i diversi scenari. Ogni profilo è pesato per la probabilità per cui tale scenario si verifichi, mentre il valore economico del profitto operativo per un dato scenario è definito in (25b), in modo analogo al caso deterministico, con alcune differenze descritte di seguito. Rispetto alla funzione obiettivo nel caso deterministico **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** si osserva che si aggiunge il termine $C_{s,t}^{sq}$ che valorizza le penalità di gestione qualora il profilo di produzione dichiarato al mercato non venga rispettato. Si osserva che i vincoli da (20a) **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** a (24) si applicano anche al caso stocastico, però con il pedice aggiuntivo "s" ad indicare che ogni variabile e vincolo corrispondono ad uno scenario diverso.

$$\max E[OP] = \sum_{s \in S} p_s OP_s \quad (25a)$$

$$OP_s = \sum_{t \in T} \Delta GRID_t - C_{s,t}^{sq} - C_{s,t}^{peak} - \Delta C_{D,s,t}^{O\&M} - \Delta C_{s,t}^{LC} - \Delta C_{s,t}^{wear} \quad (25b)$$

Le componenti di costo dei profitti operativi con la formulazione stocastica sono descritte in (26a-26h). La maggior parte di queste formulazioni è analoga alla formulazione deterministica, se non per la modifica del pedice "s" legato allo scenario corrente; però la modifica principale consiste nell'equazione (26b) che specifica la penalità che l'operatore è chiamato a pagare qualora in quel dato scenario il sistema non sia in grado di rispettare il profilo di produzione dichiarato.

$$GRID_t = \pi_t^{sell} P_{G,t}^+ + \pi_t^{buy} P_{G,t}^- \quad (26a)$$

$$C_{s,t}^{sq} = \pi_t^{sq+} P_{sq,s,t}^+ + \pi_t^{sq-} P_{sq,s,t}^- \quad (26b)$$

$$C_{s,t}^{peak} \geq c^{peak} (\max\{P_{s,t}^{P+}, P_{s,t}^{P-}\} - \hat{p}^{peak}) \quad (26c)$$

$$C_{s,t}^{peak} \geq 0 \quad (26d)$$

$$C_{D,s,t}^{O\&M} \geq c_D^{M,h} P_D^{size} + \pi^F f_i^I P_D^{size} + \pi^F f_i^S P_{D,s,t} - (1 - z_{D,s,t}) M_D \quad (26e)$$

$$C_{D,s,t}^{O\&M} \geq 0 \quad (26f)$$

$$C_{s,t}^{wear} = c_B^{wear} (P_{B,s,t}^+ + P_{B,s,t}^-) + c_D^{wear} z_{D,s,t} \quad (26g)$$

$$C_{s,t}^{LC} = c^{LC} P_{s,t}^{LC} \quad (26h)$$

3.3.2 Bilancio elettrico

Il bilancio elettrico ai nodi AC e DC deve essere rispettato e, rispetto alla formulazione deterministica, nella formulazione stocastica del bilancio elettrico nel bus AC (27a) compaiono i termini $P_{s,t}^{sq+}$ e $P_{s,t}^{sq-}$ che quantificano lo squilibrio rispetto al previsionale del dispacciamento corrente. Invece, il bilancio al bus DC rimane invariato, eccetto per la variazione dei pedici che adesso includono il pedice "s", come riportato in (27b).

$$P_{D,s,t} + P_{Inv,s,t}^+ - P_{Inv,s,t}^- + P_{G,t}^+ - P_{G,t}^- + P_{s,t}^{sq+} - P_{s,t}^{sq-} = P_{L,s,t} - P_{LC,s,t} \quad (27a)$$

$$P_{PV,s,t} + P_{B,s,t}^+ - P_{B,s,t}^- - \frac{P_{Inv,s,t}^+}{\eta_{Inv}} + P_{Inv,s,t}^- \eta_{Inv} = 0 \quad (27b)$$

3.3.3 Vincoli di rete

La potenza scambiata con la rete è sempre limitata dalla potenza contrattuale o dai limiti tecnici della linea di trasmissione, con l'equazione evidenziata di seguito. Però, nel caso stocastico è necessario vincolare anche gli squilibri che devono rispettare questa condizione, per cui le equazioni (28b) e (28c) si rendono necessarie. Inoltre, le variabili di squilibrio, così come tutte le altre variabili usate in questo modello sono non-negative, eccetto quelle esplicitamente dichiarate tali.

$$0 \leq P_{G,s,t}^{+/-} \leq P_G^{size} \quad (28a)$$

$$P_{s,t}^{sq+} + P_{G,s,t}^+ - P_{G,s,t}^- \leq P_G^{size} \quad (28b)$$

$$P_{s,t}^{sq-} - P_{G,s,t}^+ + P_{G,s,t}^- \leq P_G^{size} \quad (28c)$$

$$P_{s,t}^{sq+/-} \geq 0 \quad (28d)$$

3.3.4 Generazione termica

Il dispacciamento della generazione termica è analogamente con i vincoli (29a) e (29b). In particolare, nel caso in cui l'affidabilità del generatore sia considerata, lo scenario potrebbe essere caratterizzato da una capacità ($P_{D,s}^{size}$) di generazione diversa dal caso deterministico.

$$0 \leq P_{D,s,t} \leq P_{D,s}^{size} \quad (29a)$$

$$P_{D,s,t} \geq \alpha_D^{min} P_{D,s}^{size} - M_{DP} Z_{D,s,t} \quad (29b)$$

3.3.5 Vincoli della batteria

I vincoli di capacità della batteria e dei convertitori sono imposti in modo analogo al caso deterministico. Nel caso in cui l'affidabilità dei componenti sia considerata, essa può essere modellata con un valore di capacità dei componenti diversa da quella del caso deterministico.

$$0 \leq P_{B,s,t}^{+/-} \leq P_{B,s}^{size} \quad (30a)$$

$$0 \leq P_{B,s,t}^+ \leq z_{B,s,t} M_B \quad (30b)$$

$$0 \leq P_{B,s,t}^- \leq (1 - z_{B,s,t}) M_B \quad (30c)$$

$$E_{B,s,t} = E_{B,s,t-1} + \Delta P_{B,s,t}^- \eta_B - \Delta \frac{P_{B,s,t}^+}{\eta_B} \quad (30d)$$

$$\alpha_B^{min} E_{B,s}^{size} \leq E_{B,s,t} \leq \alpha_B^{max} E_{B,s}^{size} \quad (30e)$$

3.3.6 Inverter

I vincoli dell'inverter sono simili ai vincoli di potenza inerenti al convertitore di potenza della batteria. Il primo di essi impone che il dispacciamento non sia superiore alla capacità del convertitore, mentre gli altri due impongono che il componente non eroghi ed assorba potenza dalla stessa sbarra elettrica nello stesso

intervallo temporale. Anche in questo caso, la capacità del convertitore può essere diversa rispetto al caso deterministico, per modellare le corrispondenti incertezze sull'affidabilità.

$$0 \leq P_{B,s,t}^{+/-} \leq P_{B,s}^{size} \quad (31a)$$

$$0 \leq P_{B,s,t}^+ \leq z_{B,t} M_B \quad (31b)$$

$$0 \leq P_{B,s,t}^+ \leq (1 - z_{B,s,t}) M_B \quad (31c)$$

3.3.7 Impianto fotovoltaico

I vincoli per l'impianto fotovoltaico sono limitati al fatto che la potenza prodotta non può essere superiore a quella producibile, che è funzione della taglia del componente ($P_{PV,s}^{size}$) e della producibilità specifica del componente ($p_{PV,s,t}^{av}$) nelle condizioni meteorologiche e di installazione del sito.

$$0 \leq P_{PV,s,t} \leq p_{PV,s,t}^{av} P_{PV,s}^{size} \quad (32)$$

3.3.8 Energia non servita

La domanda non servita è vincolata ad essere non nulla e non superiore al carico attuale, in base allo scenario, come mostrato di seguito.

$$0 \leq P_{LC,s,t} \leq P_{L,s,t} \quad (33)$$

4 Valutazione degli effetti dell'affidabilità dell'accumulo

Il modello deterministico, per sua natura, assume una perfetta conoscenza delle previsioni ed altresì suppone che i componenti siano sempre disponibili e dispacciabili; pertanto, i modelli tradizionali di dispacciamento deterministico non sono in grado di tenere in considerazione gli effetti dell'affidabilità dell'accumulo. Soltanto in fase di esecuzione del programma di dispacciamento, si misureranno le conseguenze di un guasto qualora accada. In questa attività, ci si propone di sviluppare un modello che permetta di valutare tali effetti.

Nei modelli stocastici tradizionali, nonostante le incertezze sulla produzione rinnovabile e sulla domanda interna del sistema siano tipicamente tenuti in considerazione, raramente il tema dell'affidabilità è considerato. Questo risulta un tema piuttosto attuale, visto il tema dell'accumulo sempre più pervasivo anche in ottica "Second Life".

In particolare, si possono scegliere due possibili approcci per l'integrazione dei temi di affidabilità nella gestione di sistema:

1. Realizzazione di un metodo probabilistico di valutazione dell'affidabilità del sistema, basato su un metodo simulativo. In questa proposta si propone di eseguire un metodo iterativo basato su scenari di guasto per cui ciascun scenario descrive un evento di guasto e diversi scenari di produzione rinnovabile e carico, sul quale si esegue il metodo di dispacciamento energetico proposto dal metodo deterministico. Questo approccio, sebbene essere basato su un metodo di gestione deterministico, è probabilistico in quanto permette la valutazione degli aspetti di affidabilità mediante il metodo simulativo. Anzitutto, si considera che un programma di dispacciamento sia stato definito a monte dall'operatore mediante un metodo di gestione, per esempio quello deterministico, data la disponibilità attuale dei componenti e la previsione attesa delle risorse e del carico, e che l'operatore abbia comunicato all'operatore di rete il profilo di produzione del sistema considerato. Inoltre, per ciascun scenario, si assume lo stato di disponibilità (guasto/non-guasto) di un componente non possa cambiare, in quanto se un componente si guasta i tempi di riparazione sono ben più lunghi dell'orizzonte di dispacciamento dell'EMS, pertanto il metodo di gestione del sistema calcola il dispacciamento ottimale dei componenti funzionanti secondo l'approccio deterministico in base a determinati criteri di gestione energetica in base alle disponibilità dei componenti e gli scenari di produzione e carico corrispondenti. Ciascun scenario è poi pesato per la

corrispondente probabilità di guasto, valutata con la valutazione del rischio discussa alla sezione **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** di questo documento. I parametri di affidabilità come l'energia non fornita attesa, il numero di ore medio per cui il carico non è alimentato e lo squilibrio rispetto al programma di gestione definito al mercato sono calcolati successivamente, dati i risultati delle ottimizzazioni eseguite per ciascuno scenario. Per mezzo di questo modello, sarà pertanto possibile calcolare il valore atteso dell'affidabilità della rete in maniera operativa. Questo permette di valutare gli effetti dell'affidabilità del sistema, incluso il sistema di accumulo, in termini di energia non fornita ($P_{LC,(s),t}$) o di squilibri rispetto al programma dichiarato a mercato ($P_{sq,(s),t}^{+/-}$).

2. Sviluppo di un metodo stocastico di gestione che tenga in considerazione anche l'affidabilità dell'accumulo in modo integrato. Questo tipo di approccio può essere sviluppato con il solo modello stocastico, in cui si considerano non solo le incertezze di produzione rinnovabile e del carico ma anche l'affidabilità del sistema di accumulo. In modo analogo al caso precedente, le diverse incertezze sono modellate tramite scenari, ciascuno dei quali è caratterizzato da una probabilità, da dati profili di produzione e carico, e dallo stato di disponibilità/indisponibilità per ciascun componente del sistema, inclusi sistema di accumulo, convertitori e sistemi di generazione. Le probabilità di ciascun scenario sono valutate per mezzo della metodologia discussa nella sezione **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** di questo documento. Rispetto al metodo simulativo presentato al punto 1, dove il programma di gestione è definito con un metodo deterministico e poi l'affidabilità è calcolata con un metodo simulativo, il metodo di gestione stocastico qui discusso permette di individuare la gestione del sistema ottimale ed il programma di gestione che l'operatore è tenuto a comunicare all'operatore del sistema con l'obiettivo di minimizzare l'impatto economico-energetico del programma, considerando le probabilità di guasto dei componenti e le incertezze di previsione della produzione rinnovabile e del carico. Il risultato ottenuto dal modello è il dispacciamento più efficiente del sistema ed il programma che l'operatore comunica all'operatore di mercato.

5 Conclusioni

Si possono trarre in sintesi le seguenti conclusioni dalla presente analisi:

- L'approccio della valutazione dell'accumulo come componente è perseguibile seguendo l'approccio del paragrafo 3.
- La valutazione dell'affidabilità dell'accumulo in termini di possibilità di mancata fornitura di servizi per i quali è stato progettato può essere inquadrata secondo i due approcci descritti nel paragrafo 5. Nel primo approccio si valuta preliminarmente il sistema mediante un approccio deterministico, basato su una definita gestione energetica, nel secondo mediante un approccio nativo stocastico.

Riferimenti bibliografici

- [1] H. Liu and M. Panteli, "A Reliability Analysis and Comparison of Battery Energy Storage Systems," 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Bucharest, Romania, 2019, pp. 1-5.
- [2] T. T. Pham, T. C. Kuo, D. M. Bui, M. T. Cao, T. P. Nguyen and T. D. Nguyen, "Reliability Evaluation of an Aggregate Battery Energy Storage System Under Dynamic Operation," 2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy (PESGRE2020), Cochin, India, 2020, pp. 1-8.
- [3] M. Liu, W. Li, C. Wang, M. P. Polis, L. Y. Wang and J. Li, "Reliability Evaluation of Large Scale Battery Energy Storage Systems," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 6, pp. 2733-2743, Nov. 2017.

- [4] John Wang, Ping Liu, Jocelyn Hicks-Garner, Elena Sherman, Souren Soukiazian, Mark Verbrugge, Harshad Tataria, James Musser, Peter Finamore, "Cycle-life model for graphite-LiFePO₄ cells", *Journal of Power Sources*, Volume 196, Issue 8, 2011, Pages 3942-3948.
- [5] E. Chatzinikolaou and D. J. Rogers, "A Comparison of Grid-Connected Battery Energy Storage System Designs," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 9, pp. 6913-6923, Sept. 2017.
- [6] Chen, T., Jin, Y., Lv, H. et al. "Applications of Lithium-Ion Batteries in Grid-Scale Energy Storage Systems". *Trans. Tianjin Univ.* 26, 208–217 (2020).
- [7] Zhitao Liu, CherMing Tan, Feng Leng, "A reliability-based design concept for lithium-ion battery pack in electric vehicles", *Reliability Engineering & System Safety*, Volume 134, 2015, Pages 169-177.
- [8] Xiong Shu, Wenxian Yang, Yingfu Guo, Kexiang Wei, Bo Qin, Guanghui Zhu, A reliability study of electric vehicle battery from the perspective of power supply system, *Journal of Power Sources*, Volume 451, 2020, 227805.
- [9] M. A. Hannan, M. Faisal, P. Jern Ker, R. A. Begum, Z. Y. Dong, and C. Zhang, "Review of optimal methods and algorithms for sizing energy storage systems to achieve decarbonization in microgrid applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 131, p. 110022, 2020.
- [10] Y. Liu, R. Sioshansi, and A. J. Conejo, "Multistage Stochastic Investment Planning With Multiscale Representation of Uncertainties and Decisions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 781–791, 2018.
- [11] D. Fioriti *et al.*, "Stochastic sizing of isolated rural mini-grids, including effects of fuel procurement and operational strategies," *Electr Pow Syst Res*, vol. 160, pp. 419–428, Jul. 2018.
- [12] M. K. Daryabari, R. Keypour, and H. Golmohamadi, "Stochastic energy management of responsive plug-in electric vehicles characterizing parking lot aggregators," *Appl. Energy*, vol. 279, p. 115751, 2020.
- [13] D. Fioriti and D. Poli, "A novel stochastic method to dispatch microgrids using Monte Carlo scenarios," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 175, no. October 2019, 2019.
- [14] D. Fioriti, R. Giglioli, and D. Poli, "Short-term operation of a hybrid minigrid under load and renewable production uncertainty," in *Global Humanitarian Technology Conference (GHTC), 2016 IEEE*, 2016, pp. 436–443.
- [15] Y. Li, Z. Yang, G. Li, D. Zhao, and W. Tian, "Optimal Scheduling of an Isolated Microgrid with Battery Storage Considering Load and Renewable Generation Uncertainties," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 2, pp. 1565–1575, 2019.
- [16] V. Rostampour, O. t. Haar, and T. Keviczky, "Distributed Stochastic Reserve Scheduling in AC Power Systems With Uncertain Generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 2, pp. 1005–1020, 2019.
- [17] Y. Chen *et al.*, "Robust N–k CCUC model considering the fault outage probability of units and transmission lines," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 17, pp. 3782–3791, 2019.
- [18] W. Gan *et al.*, "Security constrained co-planning of transmission expansion and energy storage," *Appl. Energy*, vol. 239, pp. 383–394, 2019.

Interazioni con le altre LA di progetto

La LA1.8 ha sinergie con altre LA di progetto, come riportato in Tabella 4.

Tabella 4: interazioni con le altre LA di progetto.

LA	Titolo	Commento
1.10	Implementazione di modelli affidabilistici di sottosistemi e componenti di reti ibride AC/DC in MT e BT in ambiente simulativo.	L'implementazione in ambiente simulativo delle incertezze terrà conto degli strumenti definiti nell'ambito della presente LA 1.8.
1.15	Validazione in simulazione degli schemi e delle logiche di gestione energetica e studio della relativa affidabilità.	La validazione in simulazione degli aspetti di affidabilità sarà effettuata secondo quanto descritto nell'ambito della presente LA 1.8.