

ENEA

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



MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA



Ricerca di Sistema elettrico

Validazione in simulazione degli schemi e delle logiche di gestione energetica e studio della relativa affidabilità

D. Fioriti, G. Lutzemberger, D. Poli



UNIVERSITÀ DI PISA

RdS/PTR(2021)/064

VALIDAZIONE IN SIMULAZIONE DEGLI SCHEMI E DELLE LOGICHE DI GESTIONE ENERGETICA E STUDIO DELLA RELATIVA AFFIDABILITÀ

D. Fioriti, G. Lutzemberger, D. Poli

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero della Transizione Ecologica - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - III 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: *LA1.15 validazione in simulazione degli schemi e delle logiche di gestione energetica e studio della relativa affidabilità.*

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..... | 4 |
| 1 INTRODUZIONE..... | 5 |
| 2 MODELLO ROLLING-HORIZON (RHS) PER L'ENERGY MANAGEMENT SYSTEM (EMS)..... | 6 |
| 3 MODELLO E SIMULAZIONE DEGLI SCENARI DI GUASTO | 8 |
| 3.1. MODELLO DEGLI SCENARI DI GUASTO | 8 |
| 3.2. SIMULAZIONE DEGLI SCENARI DI GUASTO PER LA GESTIONE EMS ROLLING-HORIZON | 9 |
| 4. METODO DI GESTIONE STANDARD (GS) – CASO BASE..... | 11 |
| 4.1. DESCRIZIONE..... | 11 |
| 4.2. DIFFERENZE DEL METODO GS RISPETTO AL METODO PREDITTIVO RHS | 12 |
| 5. PARAMETRI DI AFFIDABILITÀ | 12 |
| 5.1. ENERGIA NON FORNITA DA CIASCUN UTENTE (LPENS)..... | 12 |
| 5.2. ENERGIA NON FORNITA PER IL SISTEMA (ENS) | 12 |
| 5.3. COSTO DI INTERRUZIONE PER CIASCUN UTENTE (LPEIC)..... | 12 |
| 5.4. COSTO TOTALE PER LE INTERRUZIONI (EIC)..... | 12 |
| 6. CASO STUDIO | 13 |
| 6.1. DESCRIZIONE..... | 13 |
| 6.2. PARAMETRI..... | 14 |
| 6.3. SCENARI DI INCERTEZZA | 14 |
| 7. RISULTATI | 15 |
| 7.1. CONDIZIONE NORMALE..... | 15 |
| 7.2. SCENARIO DI GUASTO 1 | 17 |
| 7.3. SCENARIO DI GUASTO 2 | 19 |
| 7.4. SCENARIO DI GUASTO 3 | 21 |
| 7.5. PARAMETRI DI AFFIDABILITÀ | 23 |
| 8. CONCLUSIONI..... | 24 |
| RIFERIMENTI | 25 |

Sommario

In linea con l'obiettivo del progetto, la linea LA 1.15 ha avuto l'obiettivo di sviluppare una analisi di affidabilità per la rete ibrida, a partire dall'EMS (Energy Management System) sviluppato nell'ambito della precedente LA 1.9. L'attività di ricerca svolta ha permesso lo sviluppo di un metodo di gestione predittivo ed un approccio simulativo per la valutazione delle incertezze e parametri di affidabilità per reti miste AC/DC, valutato rispetto a un caso base. La metodologia e il tool sviluppati, che permettono l'applicazione e simulazione per reti arbitrarie AC/DC con scenari di guasto definibili in modo arbitrario, può supportare l'operatività di gestori di rete locali, anche per la valutazione dei relativi indici affidabilistici.

1 Introduzione

L'affidabilità delle reti elettriche è una caratteristica di fondamentale importanza per assicurare adeguata continuità del servizio, evitare danni alle attività produttive ed alle persone, sostenere le attività produttive ed assicurare prosperità al Paese. Per assicurare l'affidabilità delle reti, il gestore della rete è incaricato di eseguire analisi di affidabilità per individuare eventuali criticità ed agire in modo adeguato, così come ogni operatore è tenuto a collocare e tarare protezioni in modo da identificare guasti ed estinguerli nel modo più veloce possibile.

Tradizionalmente, quando il sistema elettrico era verticalmente integrato, il gestore unico si assicurava anche di disporre di adeguata capacità produttiva, quindi pianificando l'installazione di adeguati sistemi di generazione e controllo, così da disporre di adeguate bande di regolazione di potenza che, nel caso di guasti di gruppi di generazione o linee di trasmissione, rendevano il sistema in grado di agire in modo tempestivo compensando gli squilibri senza compromettere la stabilità del sistema. In questa visione, in condizioni non di guasti, i consumatori erano sempre liberi di consumare energia senza particolari vincoli mentre era compito del sistema di produzione di adeguarsi per soddisfare la domanda. Con l'avvento della liberalizzazione del sistema elettrico e quindi l'avvento del mercato elettrico, le funzioni del gestore del mercato unico sono state distribuite tra diverse entità ed in particolare l'operatore del sistema di trasmissione (TERNA), operatori del sistema di distribuzione e gli utenti del dispacciamento, quindi produttori, consumatori e prosumer (utenti che possono comportarsi sia come produttori che consumatori). Risulta importante osservare che le funzioni di controllo dell'affidabilità sono gestite da Terna che però non dispone dei sistemi di produzione, quindi per assicurare adeguate bande di regolazione si approvvigiona sul mercato elettrico per comprare tali risorse dai produttori di energia sul mercato elettrico. Però, ancora oggi, una larga parte di tali servizi proviene da grossi gruppi di produzione tradizionali che consumano combustibile fossile ed in particolare gas [1], [2].

Con l'avvento degli obiettivi della transizione energetica e quindi la decarbonizzazione del sistema energetico italiano è previsto da un lato un aumento della richiesta di domanda elettrica dovuta alla transizione dell'uso diretto di fonti energetiche, quali ad esempio il gas anche per il riscaldamento o il petrolio per i trasporti, verso un maggior uso del vettore elettrico [3]. Tale aumento, però deve essere accompagnato da una riduzione delle emissioni e quindi da una progressiva riduzione o compensazione del consumo di risorse a fonte fossile per un uso significativamente maggiore di risorse rinnovabile, quali solare ed eolico, che sono tipicamente non programmabili e producono energia elettrica a tensione costante (DC), che, d'altro canto, sono meno in grado di offrire servizi al mercato in termini di riserve di potenza a salire (aumento di potenza) o scendere (riduzione di potenza) verso il sistema di distribuzione e trasmissione che tradizionalmente è in corrente alternata (AC). Inoltre, tutt'oggi, con l'eccezione di alcuni grandi consumatori, la gran maggioranza dei consumatori non è stimolata a contribuire attivamente in modo dinamico così da rispondere ad eventuali esigenze del mercato in modo attivo. Da ciò, si evince che il sistema elettrico attuale presenta la necessità di compensare la ridotta flessibilità delle unità di generazione rinnovabile con nuove metodologie, che possano integrare accumulo energetico, interazione attiva delle utenze e lo sviluppo e/o controllo di nuovi sistemi di generazione innovativi sia lato generazione ed accumulo, sia lato utenza.

Per ovviare a questa intrinseca rigidità del sistema elettrica, recentemente ci sono state nuove azioni inerenti all'aggregazione dell'utenza, tramite la promozione di comunità energetiche [4], [5], consumo collettivo [6] e le unità virtuali abilitate di produzione (UVAP), consumo (UVAC) e miste (UVAM) [7] per facilitare la flessibilizzazione del sistema, sia lato generazione che lato carico. A questo proposito, infatti, stanno nascendo le figure di aggregatori, gestori di sistemi elettrici di proprietà o in concessione, o equivalenti, che gestiscono un portfolio di utenze diversificato così da presentarsi al mercato elettrico come un'unica figura per ottenere benefici economici. In particolare, l'aggregatore ha il compito di operare sul mercato per conto degli utenti che hanno sottoscritto un opportuno contratto di servizio con esso. Ciò consiste nell'acquistare o vendere pacchetti di energia sul mercato che saranno consumati o prodotti dall'aggregazione, quantità che però devono essere stimate dall'aggregatore e quindi hanno un certo grado di rischio che deve essere dominato e controllato. Per questi motivi, sistemi di controllo che siano in grado di gestire aggregazioni di

sistemi di produzione e consumo sono assolutamente attuali e necessari per la transizione energetica, che sono oggetto di questo studio.

Una maggior penetrazione delle fonti rinnovabili, quali fotovoltaico ed eolico, veicoli elettrici, e di accumuli elettrico, che sono tipicamente caratterizzati da un vettore a corrente continua (DC), richiede un accurato controllo dei sistemi di conversione per adattare il loro vettore DC con i sistemi di distribuzione e trasmissione tradizionali a corrente alternata (AC). Tali sistemi misti AC/DC, che attualmente sono limitati a poche unità di produzione o consumo localizzati, si potranno diffondere in modo molto più massiccio in futuro, cosa che quindi richiederà sistemi di controllo flessibili per trattare sistemi arbitrari con fonti e reti miste AC e DC, oggetto di questo studio.

In questa attività, è stato sviluppato un metodo di simulazione per la valutazione dell'affidabilità di sistemi elettrici con fonti AC e DC gestiti tramite sistemi di controllo Energy Management System (EMS) predittivi per la gestione basati su tecniche di ottimizzazione matematica Mixed-Integer Linear Programming [8], sviluppata nei precedenti report di progetto e che rappresenta lo stato dell'arte per problemi di ottimizzazione. In particolare, in questo studio si è esteso il metodo di gestione EMS, di cui al report LA 1.9, per simulare come esso operi sottoposto ad incertezze dovute a guasti dei componenti, incertezze nella produzione rinnovabile o variazioni della domanda elettrica consumata dal sistema. Il metodo qui sviluppato, denominato "a finestra mobile" o rolling-horizon [9], simula l'esecuzione in tempo reale dell'EMS proposto che viene ripetuto ad ogni intervallo di simulazione (15 minuti) con le informazioni aggiornate così da correggere eventuali errori di previsione, aggiornare lo stato di disponibilità dei componenti qualora si siano guastati e ri-ottimizzare il sistema sulla base delle nuove previsioni ottenute. Tali operazioni sono eseguite su un numero definito di scenari che racchiudono le principali sorgenti di incertezze e guasti del sistema. L'approccio proposto è anche comparato con una gestione basata su regole di priorità che è assunta essere il caso base per identificare i benefici del metodo di gestione proposto ai fini dell'affidabilità del sistema, quantificata sulla base degli indicatori di Energia Non Servita per il sistema (ENS) e per ogni utente (LPENS), così come i corrispondenti costi equivalenti per il sistema (EIC) e per ciascun utente (LPEIC). Il metodo proposto è validato su un caso studio di un sistema tramviario con una rete composta da sistemi di elettrificazione della tramvia con convertitori DC, utenze elettriche in AC, sistemi di produzione fotovoltaica ed accumuli; i risultati evidenziano che il metodo proposto di EMS predittivo rende il sistema più robusto alle incertezze, è in grado di aggiornare efficacemente la gestione per adattarsi alle condizioni di guasto del sistema in tempo reale e permette di ridurre significativamente i parametri di affidabilità considerati, oggetto dello studio.

2 Modello rolling-horizon (RHS) per l'Energy Management System (EMS)

Nel presente studio è stato esteso il modello discusso nei report LA 1.8 e LA 1.9, con lo scopo di valutare l'effetto della gestione EMS proposta ai fini dell'aumentare l'affidabilità dei sistemi di distribuzione.

In particolare, si osserva che il metodo EMS, di cui alla LA 1.9, consiste nella previsione delle risorse di produzione e domanda per un determinato orizzonte temporale T_o ad una determinata risoluzione temporale (T_r), come descritto nella LA 1.9 stessa. Tale operazione viene dunque eseguita ogni giorno per pianificare la produzione nel successivo periodo T_o . Però, nel corso dello stesso periodo T_o , la configurazione dell'impianto può cambiare sia per scelte dell'operatore della rete, che agisce ad esempio sui sezionatori della rete per efficientare i flussi, oppure per guasti ai componenti che quindi impediscono l'uso della piena capacità nominale dei componenti del sistema, oppure perché i profili di produzione sono cambiati per via delle incertezze nei sistemi di previsione degli stessi. L'approccio di cui alla LA 1.9 non permette tali valutazioni, che sono però di grande importanza per le analisi e le valutazioni per l'affidabilità.

Il modello proposto consiste quindi nelle seguenti operazioni:

- Esegue una prima ottimizzazione per l'orizzonte temporale T_o con una predefinita risoluzione temporale ($\Delta t = 15 \text{ min}$) ed inizializza il valore di dispacciamento delle risorse di produzione, degli accumuli e degli scambi di energia con la rete.
- Per ogni step di simulazione \hat{t} :

- Garantisce che le grandezze di simulazione di tutti gli intervalli temporali dello storico, corrispondenti a $t \leq \hat{t}$ siano mantenuti.
 - Inizializza i valori delle grandezze di dispacciamento degli accumuli pari a quelle pianificati nell'intervallo.
 - Aggiorna i valori delle capacità di produzione, del valore dei profili di produzione delle risorse rinnovabili e del carico, e dei limiti di transito per le linee di distribuzione e convertitori, in accordo alle condizioni attuali del sistema per l'orizzonte temporale $t \geq \hat{t}$. Questo step di simulazione ha lo scopo di aggiornare la disponibilità e capacità delle risorse in accordo con l'intensità ed il momento in cui l'evento di guasto si verifica.
 - Esegue l'ottimizzazione del modello discusso nella LA 1.9 per il periodo temporale $t \geq \hat{t}$, garantendo che le variabili dello storico, cioè il valore delle grandezze per $t < \hat{t}$ non venga modificato.
- Collezione i risultati dell'ottimizzazione dell'ultima iterazione.

L'approccio proposto e le sue fasi sono esemplificati graficamente nella immagine che segue che mostra come l'approccio iterativo rolling-horizon iterativamente aggiorni le condizioni in tempo reale del sistema in accordo con le nuove informazioni, per ogni istante temporale \hat{t} . In particolare, lo storico (area rossa) viene aggiornato e fissato per ogni istante temporale precedente il tempo reale (\hat{t}); all'istante temporale \hat{t} , soltanto le grandezze di dispacciamento degli accumuli vengono fissate mentre vengono aggiornate le nuove informazioni ottenute per la finestra di ottimizzazione mostrata in verde.

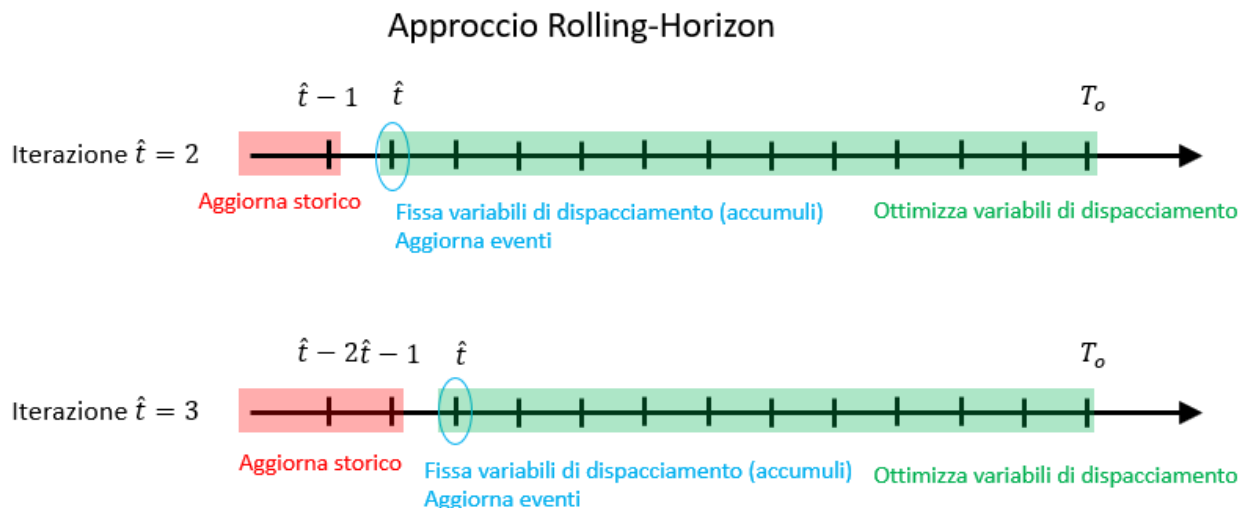


Figura 1: Approccio a finestra mobile "rolling-horizon"

Risulta importante osservare che tramite questo metodo, è possibile simulare l'effetto di incertezze che avvengono in tempo reale, per un dato periodo temporale. Però, per quantificare i parametri di affidabilità, è necessario ripetere l'operazione per tutte le condizioni di guasto di interesse per l'analisi, tema che sarà oggetto del capitolo successivo.

3 Modello e simulazione degli scenari di guasto

La presente sezione ha come oggetto la definizione della procedura per la definizione degli scenari di guasto e delle modalità con cui essi sono stati simulati. Questa metodologia per la rappresentazione delle incertezze si applica per ogni metodologia di gestione considerata in questo documento.

3.1. Modello degli scenari di guasto

Considerando la volontà di definire un approccio flessibile che permetta di valutare incertezze nei guasti dei componenti di una generica rete AC/DC, si è definita la struttura di un file di configurazione in codifica YAML [10] che permetta di specificare quali siano gli scenari di guasto considerati per le simulazioni, un cui esempio è mostrato in

```

scenarios:
  scenario1:
    prob: 0.00001
    components:
      pv:
        mod_capacity:
          multiplier: 0.5
          start: 30
          end: 60
      links:
        Tr2_C06_2/0.4:
          mod_capacity:
            multiplier: 0.0
            start: 10
            end: 20
  scenario2:
    prob: 0.0001
    components:
      pv:
        ren:
          [name: pv1]
          multiplier: 0.5

```

Figura 2.

```

scenarios:
  scenario1:
    prob: 0.00001
    components:
      pv:
        mod_capacity:
          multiplier: 0.5
          start: 30
          end: 60
      links:
        Tr2_C06_2/0.4:
          mod_capacity:
            multiplier: 0.0
            start: 10
            end: 20
  scenario2:
    prob: 0.0001
    components:
      pv:
        ren:
          [name: pv1]
          multiplier: 0.5

```

Figura 2: Esempio di file di configurazione degli scenari per il calcolo delle incertezze

Come si evince, sotto la chiave “scenarios”, sono elencabili gli scenari considerati; in questo caso due, aventi nome “scenario1” e “scenario2” rispettivamente. Ciascuno scenario è caratterizzato da una probabilità che tale evento accada e la descrizione di quali componenti e collegamenti (linee o convertitori) sono soggetti a disservizi nello scenario considerato. Per ogni componente, sono ammesse due macro-tipologie di incertezze: variazioni della capacità nominale, specificabile tramite il codice “mod_capacity”, e variazioni del profilo di produzione per simulare errori nella previsione delle quantità, tramite il codice “mod_profile”. Ad esempio, nel primo scenario (scenario1), l’impianto fotovoltaico con nome “pv” è soggetto ad un guasto temporaneo tra l’istante di simulazione 30 (start) e l’istante finale 60 (end) che gli riduce la capacità al 50% (multiplier: 0.5), mentre il trasformatore “Tr2_C06_2/0.4” è soggetto ad un guasto completo (multiplier: 0.0) tra l’istante t=10 e t=20 della simulazione. Nel secondo scenario (“scenario2”), si propone l’esempio dell’aggiornamento della previsione fotovoltaica che invece risulta essere il 50% del valore inizialmente previsto. In particolare, quando il comando “mod_profile” è usato, viene modificato ogni codice scenario specificato nella sotto lista, in particolare il profilo “ren” che rappresenta il profilo specifico per la risorsa fotovoltaica, come descritto nella LA 1.9 e qui non ripetuto per brevità. Per ciascun profilo da modificare, il codice accederà alla colonna specificata dal campo “name” del file csv dei file storici e tale colonna verrà moltiplicata per il coefficiente “multiplier”. Quando il campo “name” non è prodotto, viene scalato con il campo “multiplier” il profilo precedentemente caricato per tale risorsa tramite l’inizializzazione discussa nella seguente sezione.

3.2. Simulazione degli scenari di guasto per la gestione EMS rolling-horizon

Definito il protocollo di gestione del sistema e la struttura di come gli scenari di guasto sono definiti, si propone il metodo simulativo di cui in Figura 3. Anzitutto, il modello EMS, di cui alla LA 1.9, è eseguito per identificare il dispacciamento previsionale del sistema, sulla base delle serie storiche e del file di configurazione del sistema. Dopodiché, la parte simulativa inerente agli scenari viene inizializzata, tramite il caricamento del file YAML degli scenari e poi eseguita: per ogni scenario ed istante temporale, prima il metodo aggiorna lo scenario corrente sulla base dello scenario considerato, e successivamente l’approccio rolling-horizon descritto nel capitolo precedente viene applicato per aggiornare le incertezze correnti. Quanto tutti gli scenari ed intervalli temporali sono stati correttamente eseguiti, allora le informazioni di affidabilità sono agglomerate per produrre le grandezze di affidabilità di interesse: l’energia non servita (ENS), l’ENS specifica per ogni utente (LPENS), il costo dell’ENS (EIC) ed il costo dell’ENS per ogni utente (LPEIC). Tali parametri sono descritti in dettagli nel capitolo successivo.

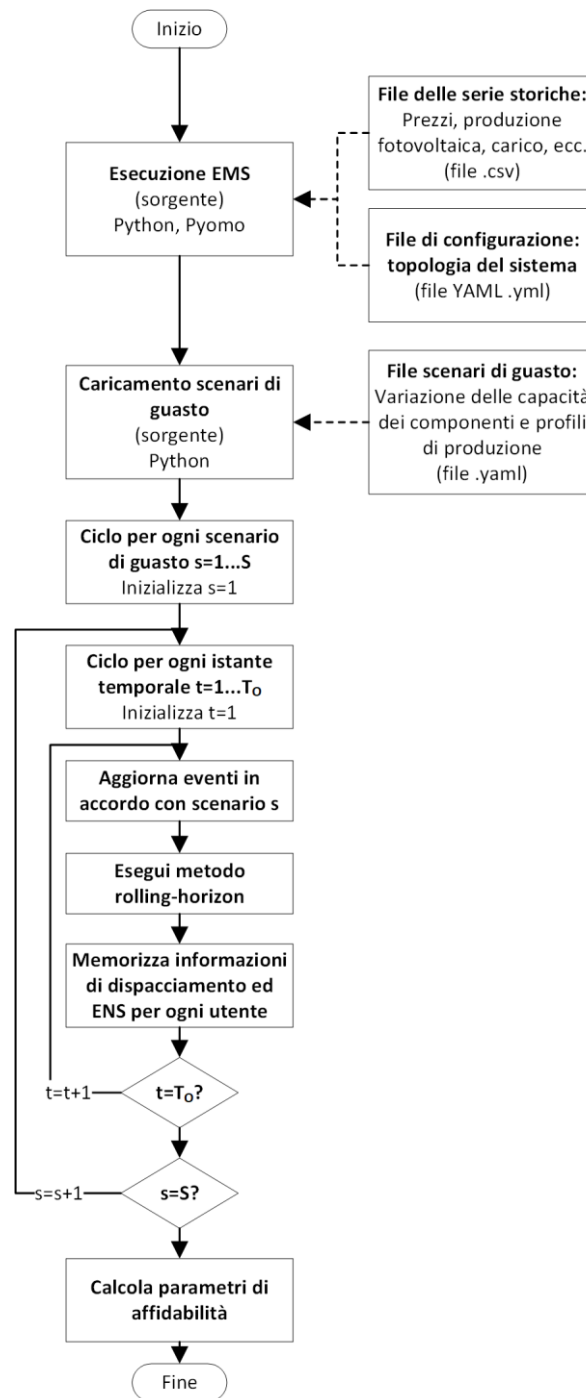


Figura 3: Algoritmo per la simulazione delle incertezze

4. Metodo di gestione standard (GS) – caso base

4.1. Descrizione

In questa sezione, si descrive il sistema di gestione di sistemi AC/DC basato su logiche a lista di priorità che può essere ritenuto il caso base per la valutazione dei vantaggi del modello EMS previsionale proposto.

In sistemi tradizionali, le logiche di gestione dei sistemi sono tipicamente svolte tramite semplici logiche basate su una lista di regole, per cui le risorse sono dispacciate in base al loro minor costo marginale: prima vengono utilizzate le risorse rinnovabili, qualora presenti, poi l'energia accumulata in batteria ed infine si acquista energia dalla rete. L'eccesso di energia rinnovabile è immagazzinato negli accumuli disponibili o altrimenti venduta al mercato elettrico; inoltre, l'accumulo non è usato per vendere energia in rete in quanto è trattenuta per fare autoconsumo. Si osserva che questa metodologia, pertanto, non richiede alcuna previsione, a differenza del RHS, però, per lo stesso motivo, non è in grado di anticipare le future necessità del sistema e quindi rischia di produrre inefficienze rispetto al metodo RHS.

Questo metodo di gestione è stato sviluppato e implementato con una logica iterativa con lo scopo di replicare la gestione delle incertezze per ogni istante temporale come discusso nella sezione precedente. In particolare, l'approccio seguito è riassunto come mostrato in Figura 4. Si osserva che le principali differenze rispetto al caso EMS tradizionale risiedono proprio nel tipo di gestione.

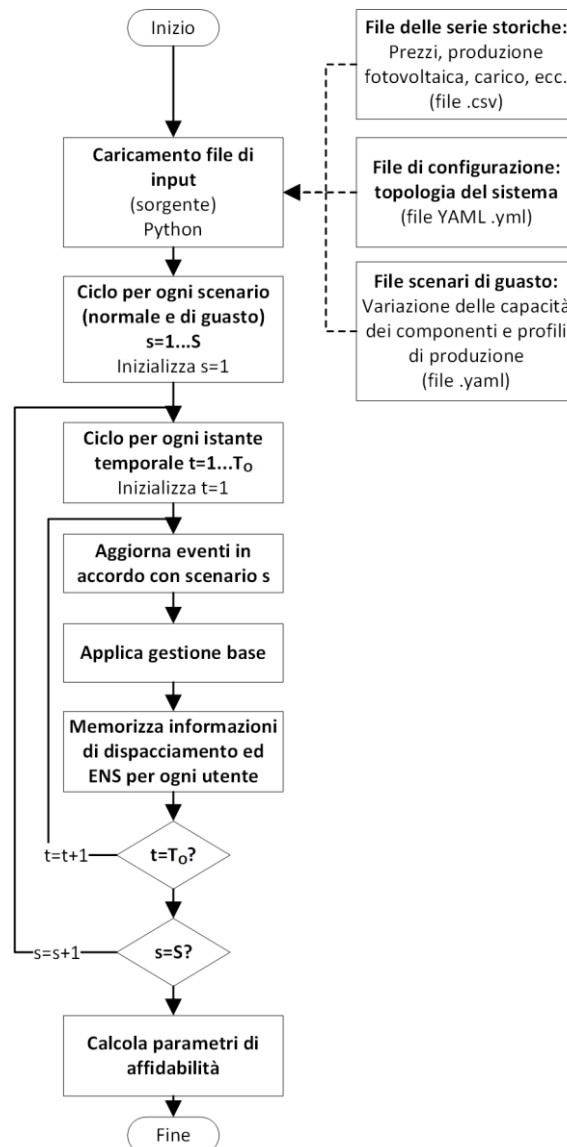


Figura 4: Metodo di gestione nel caso base

4.2. Differenze del metodo GS rispetto al metodo predittivo RHS

Le differenze principali tra il metodo GS ed il metodo RHS sono di seguito riassunte per porre le basi per un confronto accurato dei risultati.

- Il metodo RHS richiede previsioni delle risorse di produzione e della domanda per l'orizzonte temporale successivo al tempo reale, mentre il metodo GS non richiede alcuna previsione in quanto basato su regole di priorità.
- Il metodo GS, non essendo predittivo, non ottimizza il dispacciamento tenendo in considerazione i benefici futuri dell'azione corrente, per cui i risultati possono essere sub-ottimali rispetto al RHS.
- Il metodo RHS richiede un metodo di ottimizzazione più avanzato, per cui l'architettura hardware deve essere leggermente più complessa rispetto al metodo GS che può essere implementato nella gran maggioranza dei PLC attuali. In ogni caso, le necessità del metodo RHS sono facilmente ottenibili con mezzi hardware anche a basso costo attualmente disponibili.

5. Parametri di affidabilità

In questa sezione sono definiti i parametri usati per le analisi di affidabilità considerate in questo studio. Si osserva che le quantità considerate in questo report considerano gli scenari di guasti considerati in precedenza, incluso lo scenario base in cui non si verificano guasti o errori di previsione significativi.

5.1. Energia non fornita da ciascun utente (LPENS)

L'energia non fornita per ciascun utente, o componente di carico, è quantificata come la grandezza riportata in (1), dove $P_{l,t}^{LC}$ rappresenta la quantità di energia non servita per ogni istante temporale t e componente di carico l ed s rappresenta lo scenario corrente. π_s denota la probabilità che lo scenario s si verifichi.

$$LPENS_l = \sum_{s=1}^S \pi_s \sum_t P_{l,t}^{LC} \quad (1)$$

5.2. Energia non fornita per il sistema (ENS)

L'energia non fornita per l'intero sistema corrisponde alla somma dei contributi dell'energia non fornita di ciascun componente di carico, o utenza, come riportato in (2). π_s denota la probabilità dello scenario s .

$$ENS = \sum_l LPENS_l = \sum_{s=1}^S \pi_s \sum_{l,t} P_{l,t}^{LC} \quad (2)$$

5.3. Costo di interruzione per ciascun utente (LPEIC)

Il costo sostenuto per l'interruzione di componente di carico è individuato con l'equazione (3), dove c_l^{LC} è il corrispondente costo unitario specifico per il carico l ed s è lo scenario di guasto corrente. π_s denota la probabilità dello scenario s .

$$LPEIC_l = \sum_{s=1}^S \pi_s \sum_t c_l^{LC} P_{l,t}^{LC} \quad (3)$$

5.4. Costo totale per le interruzioni (EIC)

Infine, il costo totale sostenuto dal sistema è individuato dall'equazione (4) come la somma dei contributi dei singoli carichi. π_s denota la probabilità dello scenario s .

$$EIC = \sum_l LPEIC_l = \sum_{s=1}^S \pi_s \sum_{t,l} c_t^{LC} P_{t,l}^{LC} \quad (4)$$

6. Caso studio

6.1. Descrizione

Per applicare e mostrare i benefici del modello proposto, il modello di cui alla sezione 2 e **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** è stato applicato ad un caso studio equivalente a quello della LA 1.9 e confrontato con la gestione standard definita alla sezione 4, per la valutazione dei parametri di affidabilità di cui alla sezione 4.

In particolare, il caso studio è applicato alla unità metropolitana evidenziata in Figura 5 che si compone di produzione da fonte rinnovabile (fotovoltaica), batterie elettrochimiche e domanda elettrica per alimentare i convogli e gli ausiliari di stazione.

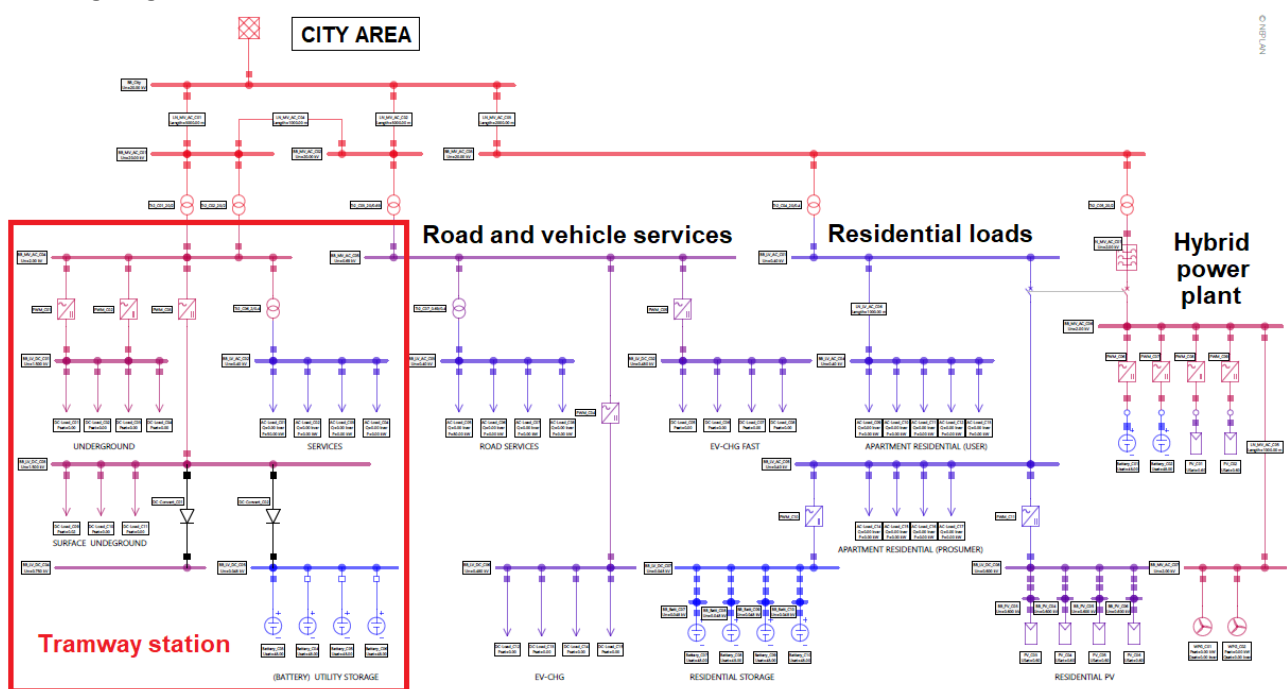


Figura 5: area selezionata per il caso studio

Lo schema del modello è mostrato in Figura 6, includendo le taglie dei componenti principali.

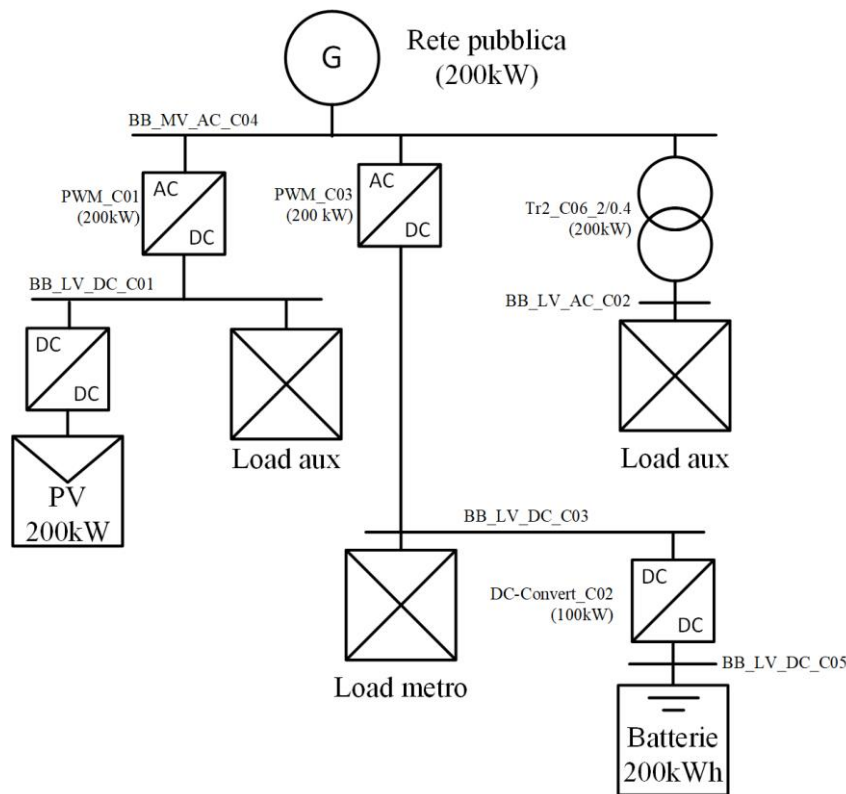


Figura 6: Rappresentazione schematica del caso studio

6.2. Parametri

Come nel caso della LA 1.9, per effettuare un'analisi realistica, la simulazione è stata effettuata usando dati di carico reali prelevati da una stazione di tramvia a San Fermo, VA, Italia, con risoluzione temporale di 15 minuti e potenza di picco attorno ai 120 kW. I carichi ausiliari sono assunti pari a 2 kW. Invece, il profilo di produzione fotovoltaico è stato ottenuto col metodo descritto in [11] ed accessibile tramite il sito web renewables.ninja.

I prezzi di acquisto (180 €/MWh) e vendita (50 €/MWh) dell'energia elettrica sono stati scelti in accordo con i prezzi del 2021 [12]. Il costo della potenza di picco è assunto pari a 2.5 €/kW quando la potenza scambiata con la rete eccede gli 80 kW, valore ritenuto essere il valore di picco già ottenuto.

Infine, le batterie sono operate tra il 10% ed il 90% della loro capacità nominale con un'efficienza pari al 96% (roundtrip); l'efficienza di conversione dei trasformatori e convertitori è pari a 98%.

6.3. Scenari di incertezza

Con il fine di testare il software, il caso studio è eseguito su quattro scenari per ogni metodo di gestione, come sintetizzato in Tabella 1. Si osserva che sia il metodo Rolling-Horizon (RHS) proposto, che la Gestione Standard (GS), descritti precedentemente sono testati per ogni configurazione operativa con lo scopo di confrontare i risultati qualitativamente e quantitativamente.

Tabella 1: Scenari di guasto simulati

| Simulazione | Probabilità | Condizioni di guasto ed incertezza | Metodi di gestione |
|--------------------|-------------|---|--------------------|
| Condizione normale | 0.9996 | Tutto operativo | RHS, GS |
| Scenario 1 | 0.0001 | <ul style="list-style-type: none"> Fotovoltaico -50% capacità Tr2_C06_2/0.4 – 50% capacità; intervallo 2.5-10am | RHS, GS |
| Scenario 2 | 0.0001 | <ul style="list-style-type: none"> PWM_C03 -50% capacità; intervallo 2.5-10am | RHS, GS |
| Scenario 3 | 0.0001 | <ul style="list-style-type: none"> PWM_C03 -50% capacità; intervallo 2.5-10am Battery -50% capacità; 2.5am-5.30pm | RHS, GS |

7. Risultati

In questa sezione si riportano i risultati ottenuti per i casi studio proposti.

7.1. Condizione normale

In Figura 7 si confrontano i risultati in termini di distribuzione del carico e dell'autoconsumo tra la gestione standard (GS) e quella proposta Rolling-Horizon (RHS). Si osserva come, in condizioni nominali, entrambe le gestioni siano in grado di operare correttamente senza energia non servita; infatti, in entrambi i casi ENS è pari a zero. Nel caso GS, si osserva un lieve calo delle perdite rispetto al caso RHS, poiché le batterie vengono sfruttate meno rispetto al RHS, quindi le perdite sono minori. D'altro canto, l'uso maggiore delle batterie condotto dal RHS permette di incrementare l'autoconsumo, come mostrato in Figura 7, che comporta minori costi operativi per il sistema.

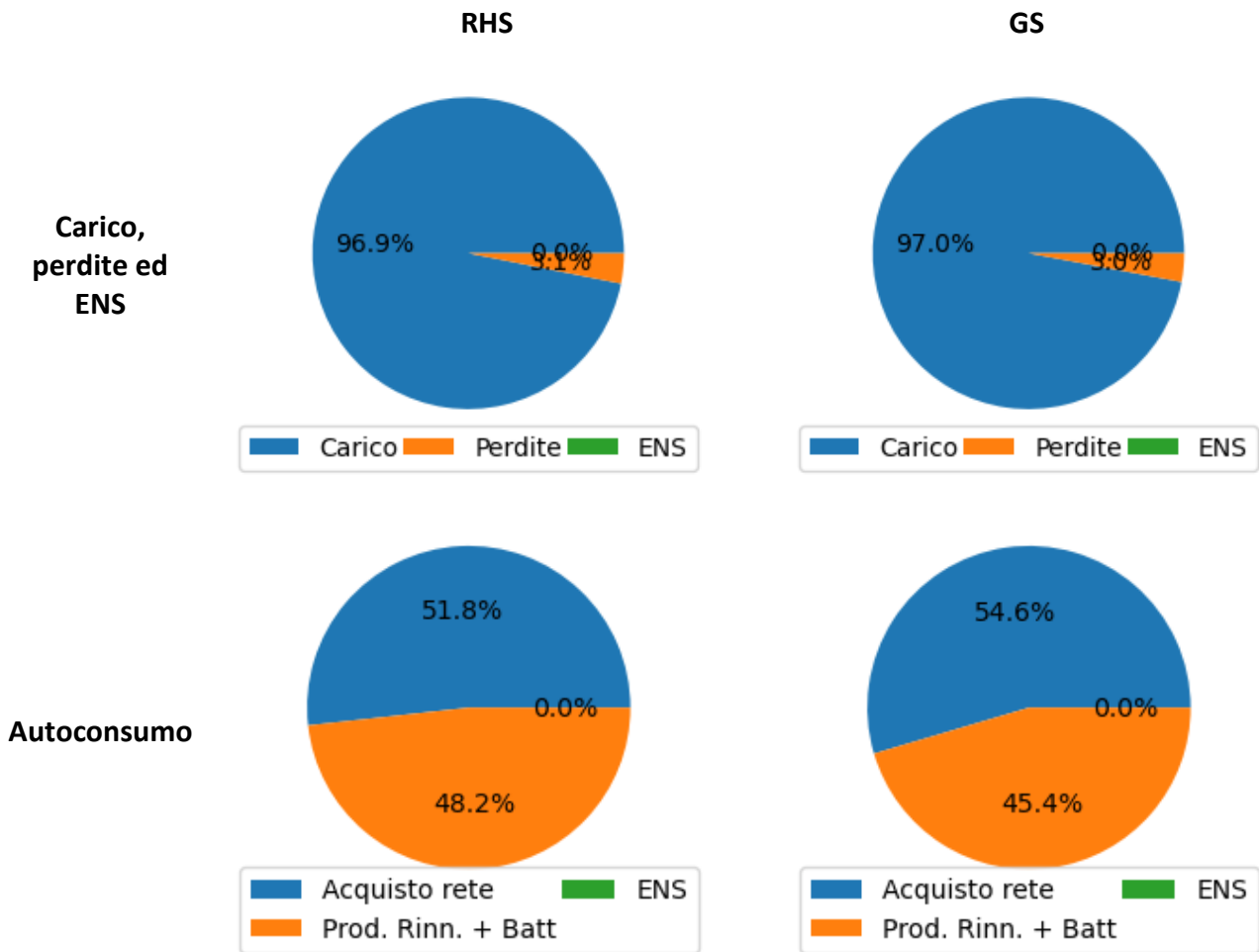


Figura 7: Confronto tra la gestione RHS e GS per le condizioni normali di funzionamento

Per mostrare con maggior dettaglio le differenze tra i due dispacciamenti, si riporta in Figura 8 il dispacciamento delle risorse ai nodi BB_MV_AC_C04, BB_LV_DC_C03 e BB_LV_DC_C05, rispettivamente nodo di connessione con la rete, nodo del carico DC e nodo in cui è collegata la batteria. In particolare, si osserva che nel nodo connesso alla rete (BB_MV_AC_C04), il dispacciamento RHS gestisce meglio la potenza acquistata dalla rete e permette di ridurre la potenza di picco assorbita dalla rete (curva blu), rispetto al caso GS. Ciò permette, nel caso RHS di auto-consumare completamente la potenza rinnovabile (curva verde), che nel caso RHS non è mai venduta direttamente alla rete, mentre nel caso GS si verifica eccesso di produzione per cui parte dell'energia viene venduta: la curva blu nel caso GS diventa infatti negativa in alcune ore centrali della giornata. L'elemento chiave tra le due gestioni è l'uso più efficiente dell'accumulo, come si evince nell'ultima riga di Figura 8, che implica che sebbene l'accumulo sia stressato maggiormente nel caso RHS rispetto al GS, ciò risulta profittevole in termini di funzione obiettivo.

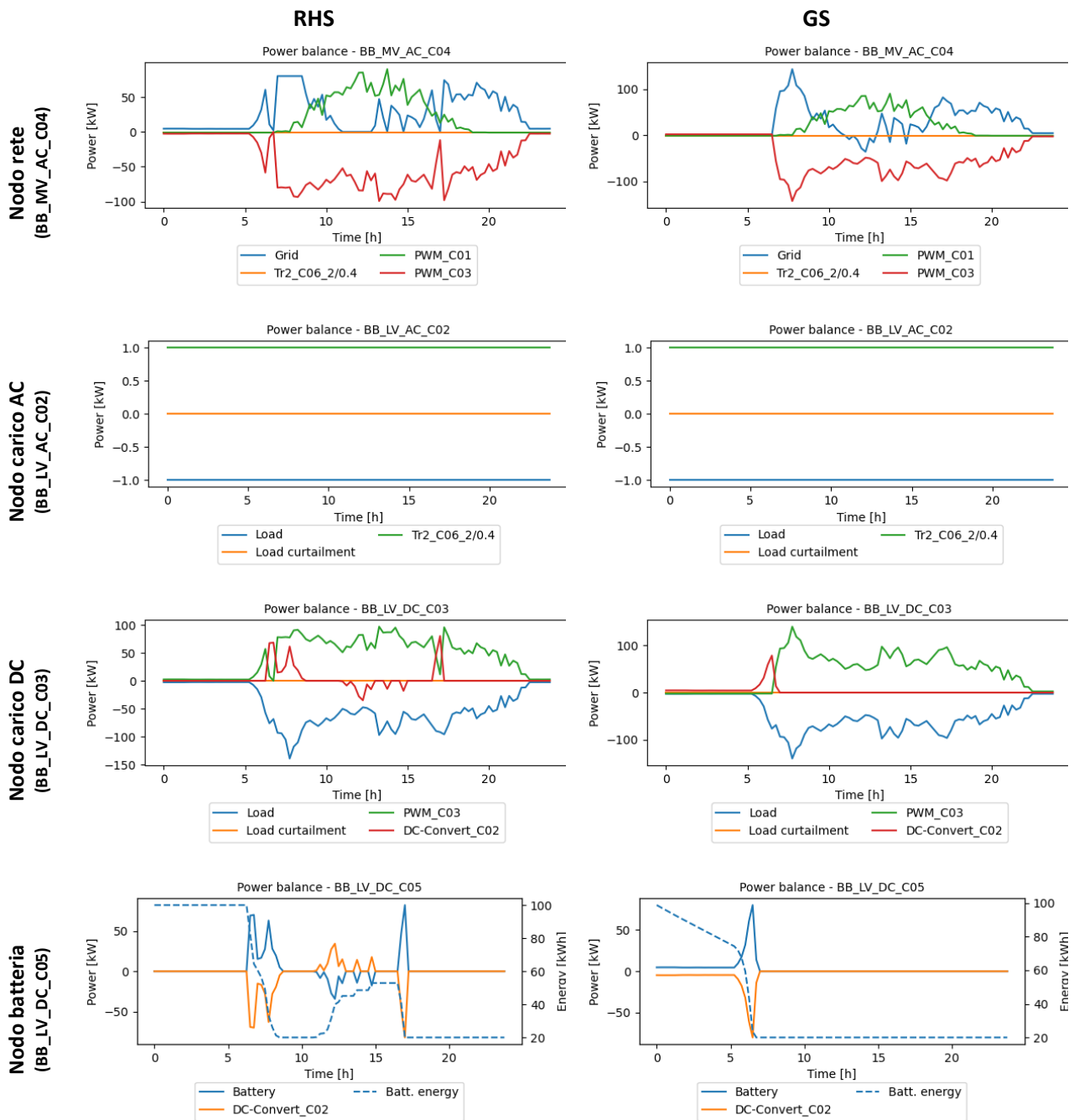


Figura 8: Confronto dei dispacciamenti tra le gestioni RHS e GS nella condizione nominale

7.2. Scenario di guasto 1

In Figura 9 si mostrano i risultati sintetici dello scenario di guasto 1, in cui viene simulato un guasto al trasformatore Tr2_C06_2/0.4 ed una riduzione di potenza disponibile del fotovoltaico a causa di errori di previsione. In particolare, i due metodi da un punto di vista energetico si comportano in modo equivalente: non si apprezzano significative differenze in termini di valori aggregati di energia per categoria, in quanto la ridotta produzione fotovoltaica riduce le possibilità del RHS di migliorare le performance rispetto al GS. Però, come osservato successivamente dai grafici e commenti alla Figura 10, il metodo RHS risulta comunque più efficiente in termini di potenza di picco rispetto al caso GS. In questo scenario, l'ENS nel caso RHS risulta leggermente maggiore del caso GS poiché, come osservato in Figura 10, attorno alle ore 17 la rete è usata fino al picco di carico fino ad ora utilizzato (80 kW) e dato il picco di carico impostato (80 kW) e data la penalità

(2.5€/kW) legata all'aumento del picco di potenza che è maggiore del costo dell'ENS (6 €/kWh che in 15 minuti pesano come 1.5 €/kW nell'intervallo di simulazione).

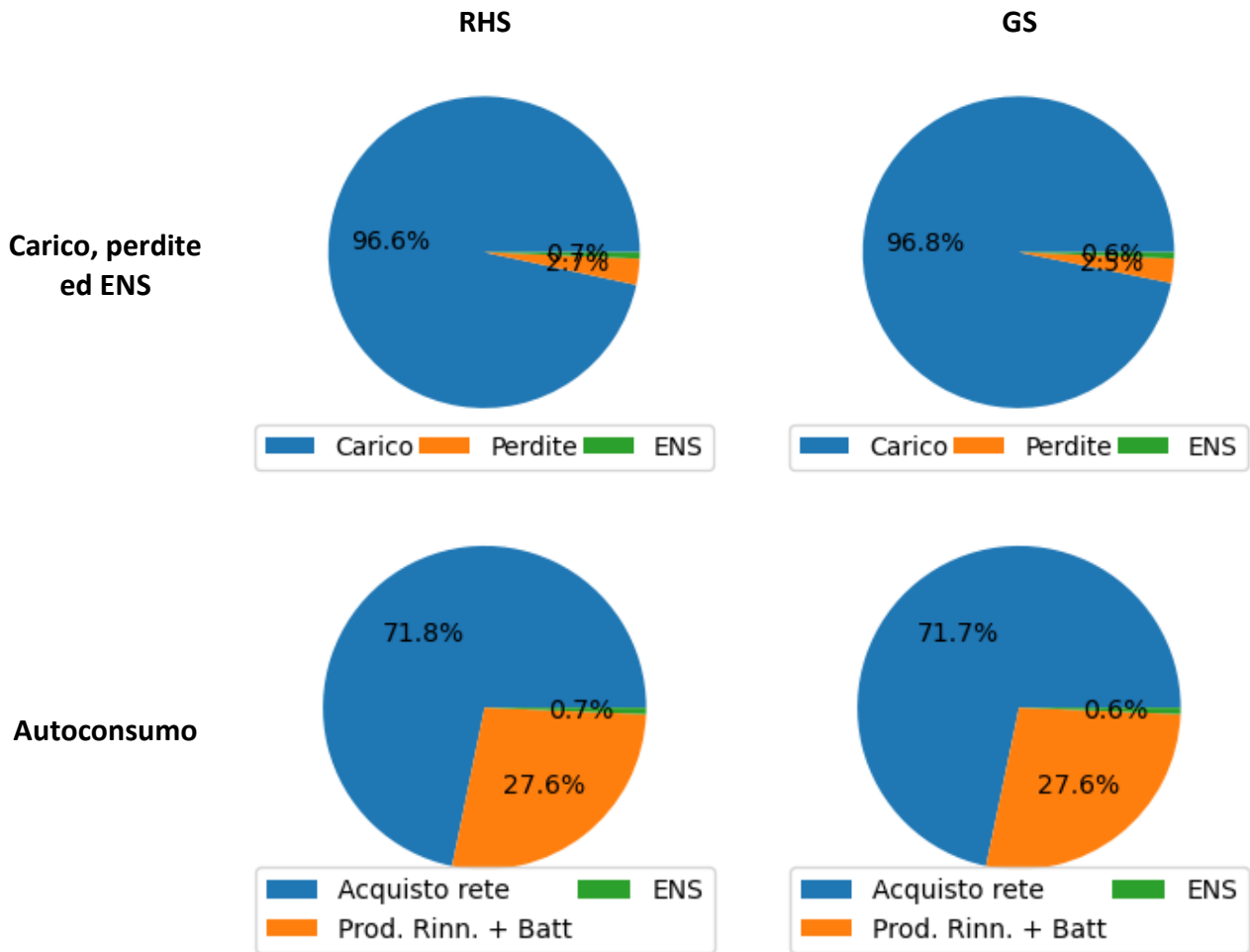


Figura 9: Confronto tra la gestione RHS e GS per la condizione di guasto 1

Per mostrare con maggior dettaglio le differenze tra i due dispacciamenti, si riporta in Figura 10 il dispacciamento delle risorse ai nodi BB_MV_AC_C04, BB_LV_AC_C02 e BB_LV_DC_C05, rispettivamente nodo di connessione con la rete, nodo del carico AC con il guasto e nodo in cui è collegata la batteria. In particolare, si osserva che, come nello scenario base, nel nodo connesso alla rete (BB_MV_AC_C04), il dispacciamento RHS gestisce meglio la potenza acquistata dalla rete e permette di ridurre la potenza di picco assorbita dalla rete (curva blu), rispetto al caso GS. L'elemento chiave è l'uso più efficiente dell'accumulo di Figura 10, che permette di ridurre l'uso della potenza di picco nel caso RHS. A causa della riduzione della potenza disponibile dal fotovoltaico (curva verde), in questo scenario di simulazione, l'energia del fotovoltaico è completamente auto-consumata anche nello scenario GS: la curva blu, infatti, non è mai negativa.

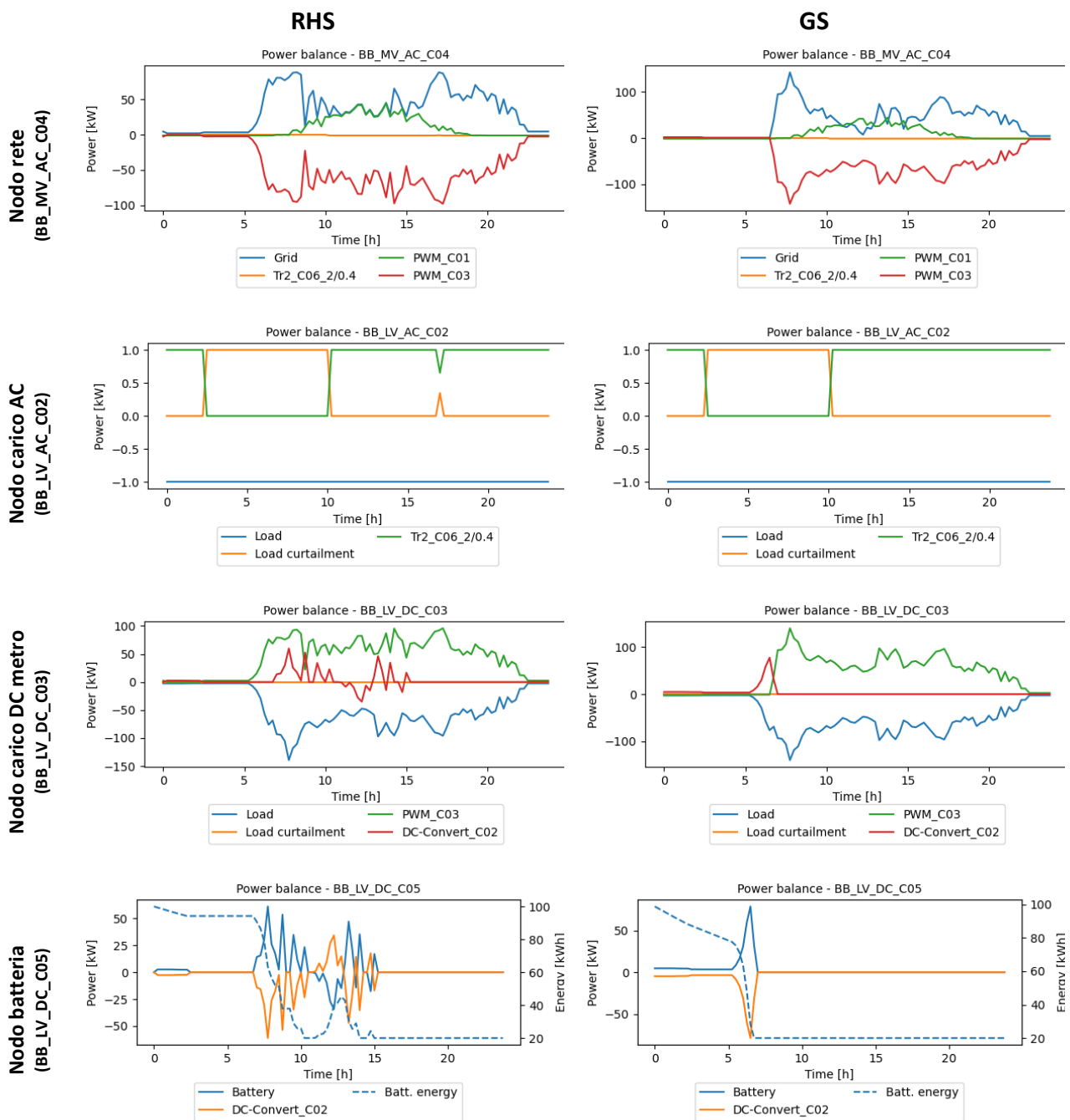


Figura 10: Confronto dei dispacciamenti tra le gestioni RHS e GS nella condizione di guasto dello scenario 1

7.3. Scenario di guasto 2

In Figura 11 si mostrano i risultati sintetici dello scenario di guasto 2, in cui viene simulato un guasto al convertitore PWM_C03 che collega il nodo in cui la rete è disponibile ed il nodo di carico principale che alimenta la tramvia e dove sono anche collocate le batterie. In particolare, i due metodi da un punto di vista energetico si comportano in modo equivalente: non si apprezzano significative differenze in termini di valori aggregati di energia per categoria, in quanto la ridotta produzione fotovoltaica riduce le possibilità del RHS di migliorare le performances rispetto al GS. Però, come osservato successivamente dai grafici e commenti alla Figura 12, il metodo RHS risulta comunque più efficiente in termini di potenza di picco rispetto al caso GS.

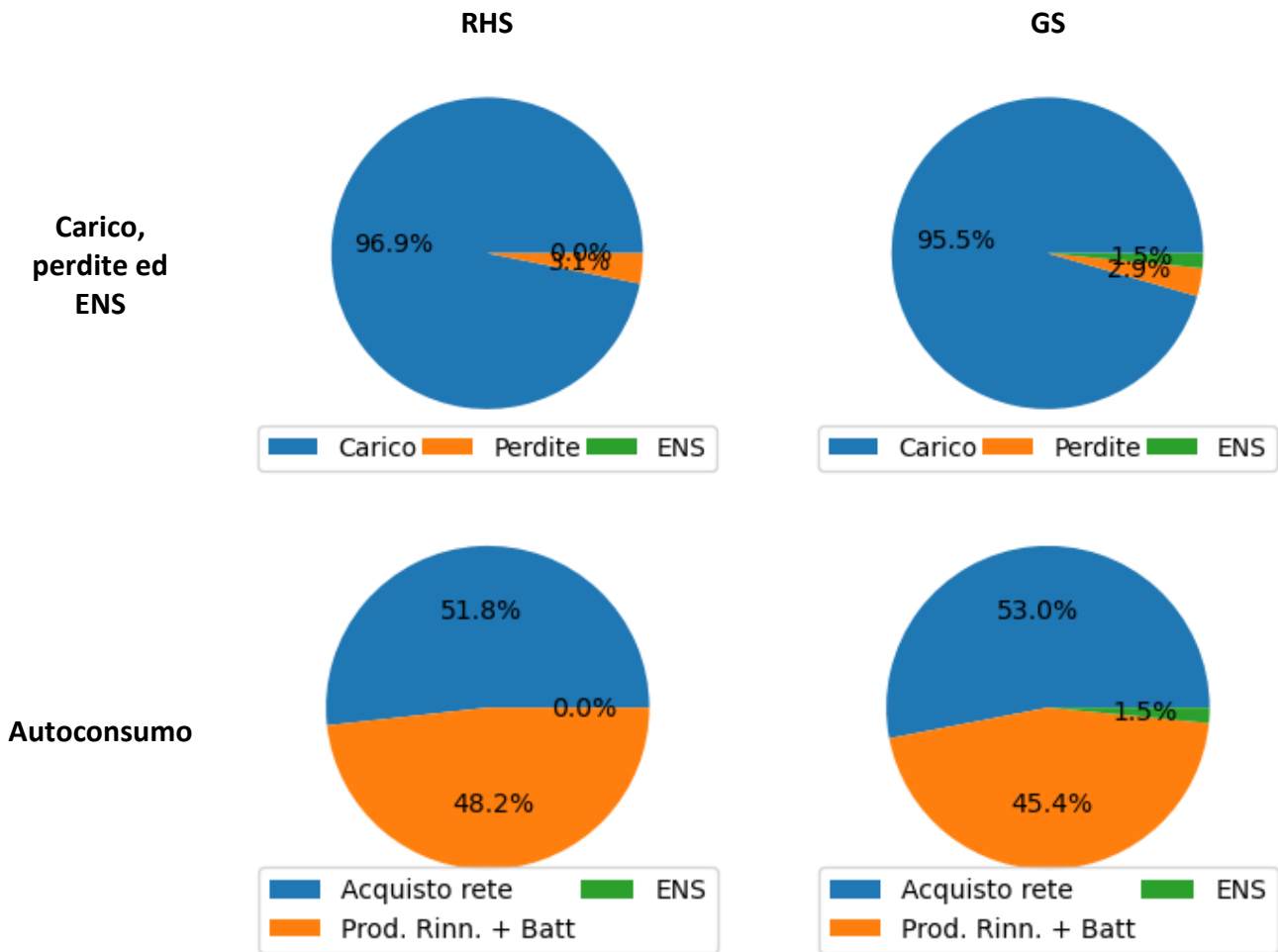


Figura 11: Confronto tra la gestione RHS e GS per la condizione di guasto 2

Per mostrare con maggior dettaglio le differenze tra i due dispacciamenti, si riporta in Figura 12 il dispacciamento delle risorse ai nodi BB_MV_AC_C04, BB_LV_DC_C03 e BB_LV_DC_C05, rispettivamente nodo di connessione con la rete, nodo del carico DC con alimentazione della tramvia e nodo in cui è collegata la batteria. In particolare si osserva che, il dispacciamento RHS è in grado di ottenere maggiori prestazioni del caso GS sia in termini di ridotta potenza di picco verso la rete, come evinto dalla figura nella prima riga di Figura 12, che nella capacità di garantire pieno servizio, in quanto non si verificano disservizi, a differenza del caso GS, come mostrato nella seconda riga in Figura 12. Nel caso RHS, il picco di carico raggiunge 80kW, mentre nel caso GS, tale valore raggiunge 100kW. Inoltre, come evidenziato dalla immagine nella prima riga di Figura 12, l'energia rinnovabile disponibile è completamente immagazzinata in batteria nel caso RHS e sfruttata in autoconsumo, mentre ciò non avviene nel caso GS.

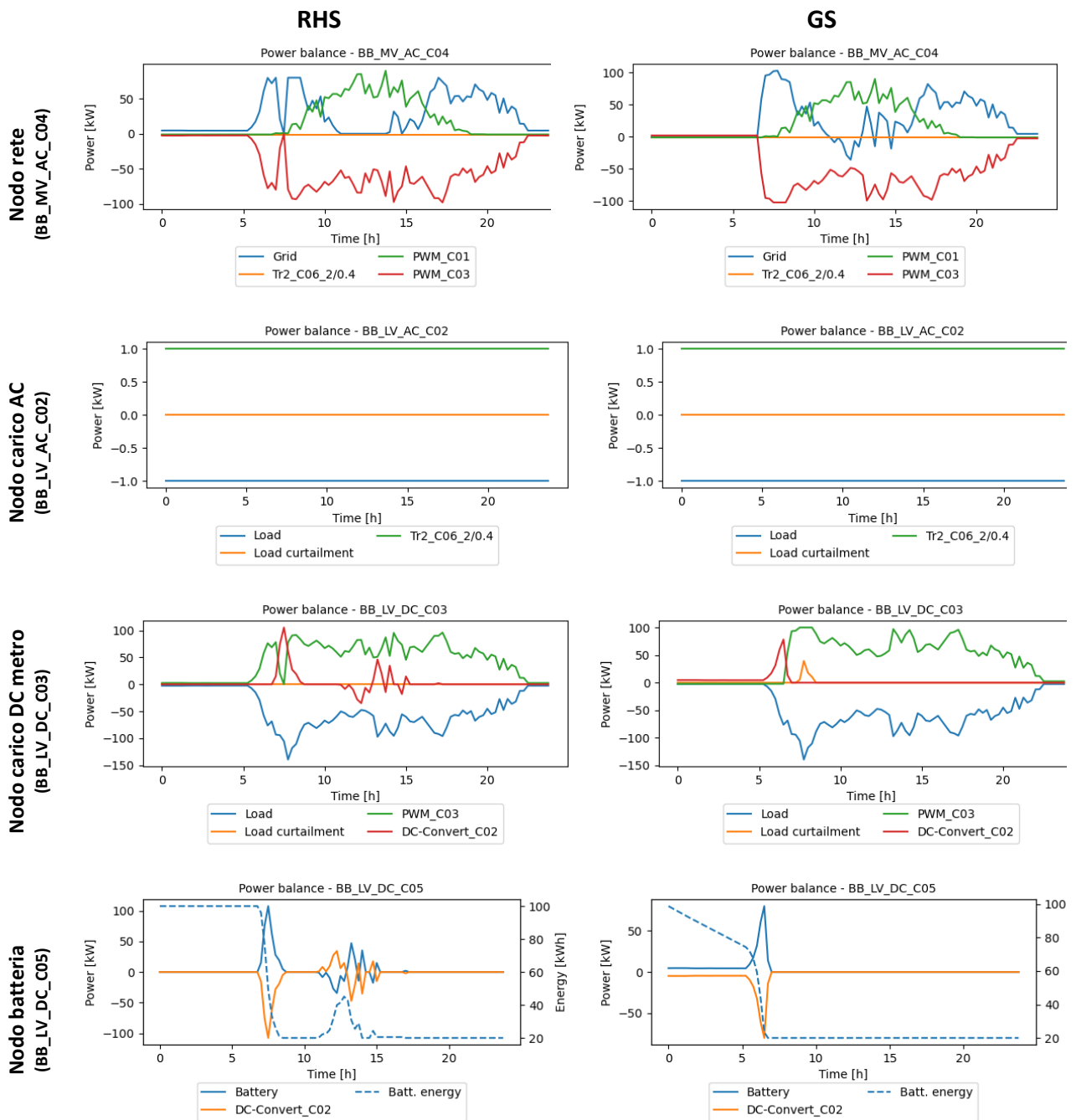


Figura 12: Confronto dei dispacciamenti tra le gestioni RHS e GS nella condizione di guasto dello scenario 2

7.4. Scenario di guasto 3

In Figura 13 si mostrano i risultati sintetici dello scenario di guasto 3, in cui viene simulato un guasto alla batteria connessa al nodo BB_LC_DC_C03 combinato ad un guasto al convertitore PWM_C03 oggetto dello scenario 2. Questo scenario ha lo scopo di far vedere l'effetto combinato di questi due guasti e valutare come la strategia RHS risponde a tale analisi rispetto allo scenario GS.

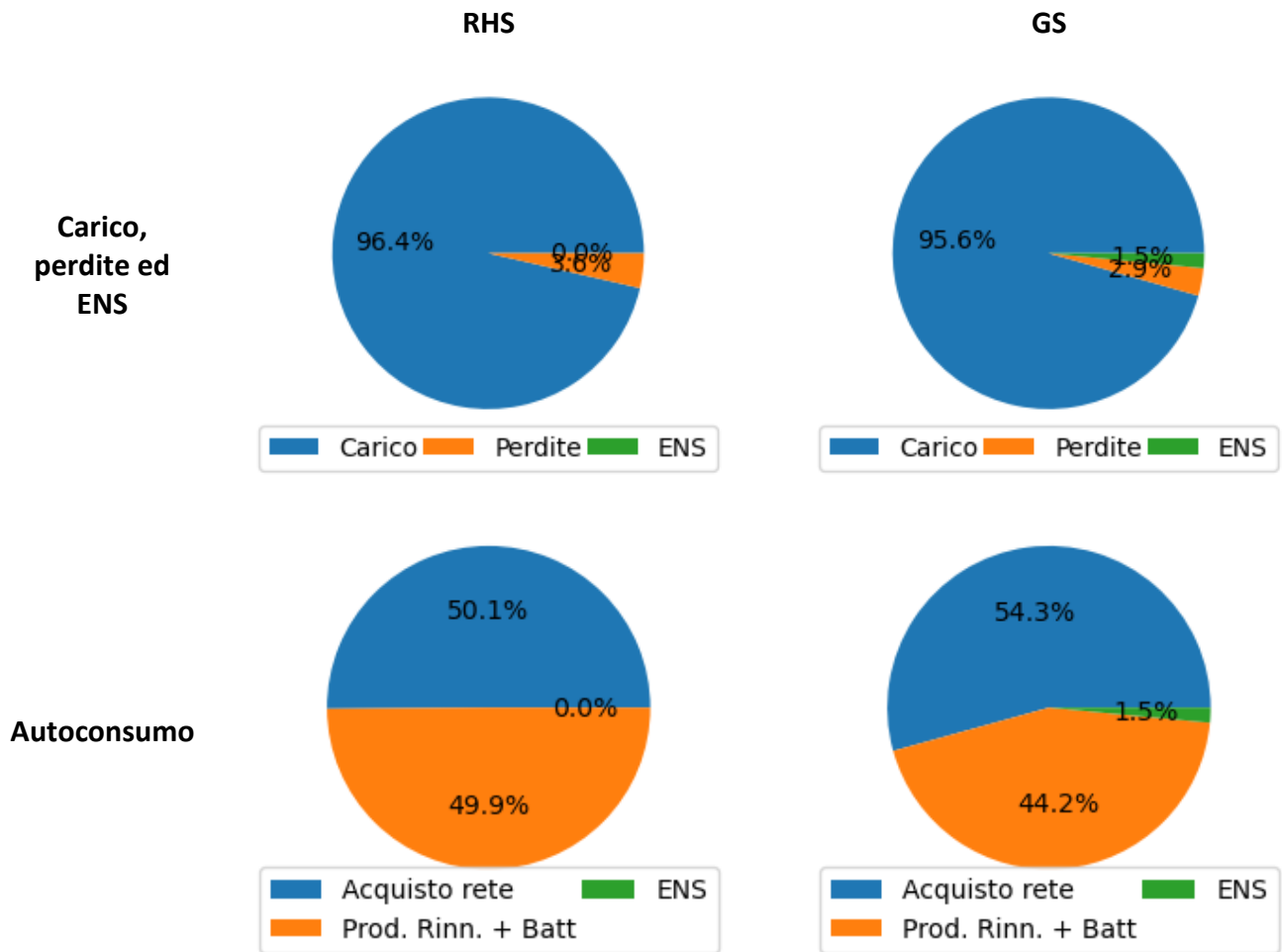


Figura 13: Confronto tra la gestione RHS e GS per la condizione di guasto 3

Per mostrare con maggior dettaglio le differenze tra i due dispacciamenti, si riporta in Figura 14 il dispacciamento delle risorse ai nodi BB_MV_AC_C04, BB_LV_AC_C02 e BB_LV_DC_C05, rispettivamente nodo di connessione con la rete, nodo del carico con il guasto e nodo in cui è collegata la batteria. In particolare, i grafici risultano essere piuttosto simili rispetto a quelli di Figura 12, però la strategia RHS riesce comunque a gestire il sistema con una capacità ridotta rispetto senza riduzione dell'affidabilità e del servizio, mentre nel caso GS ciò non accade e si ha un deterioramento delle prestazioni.

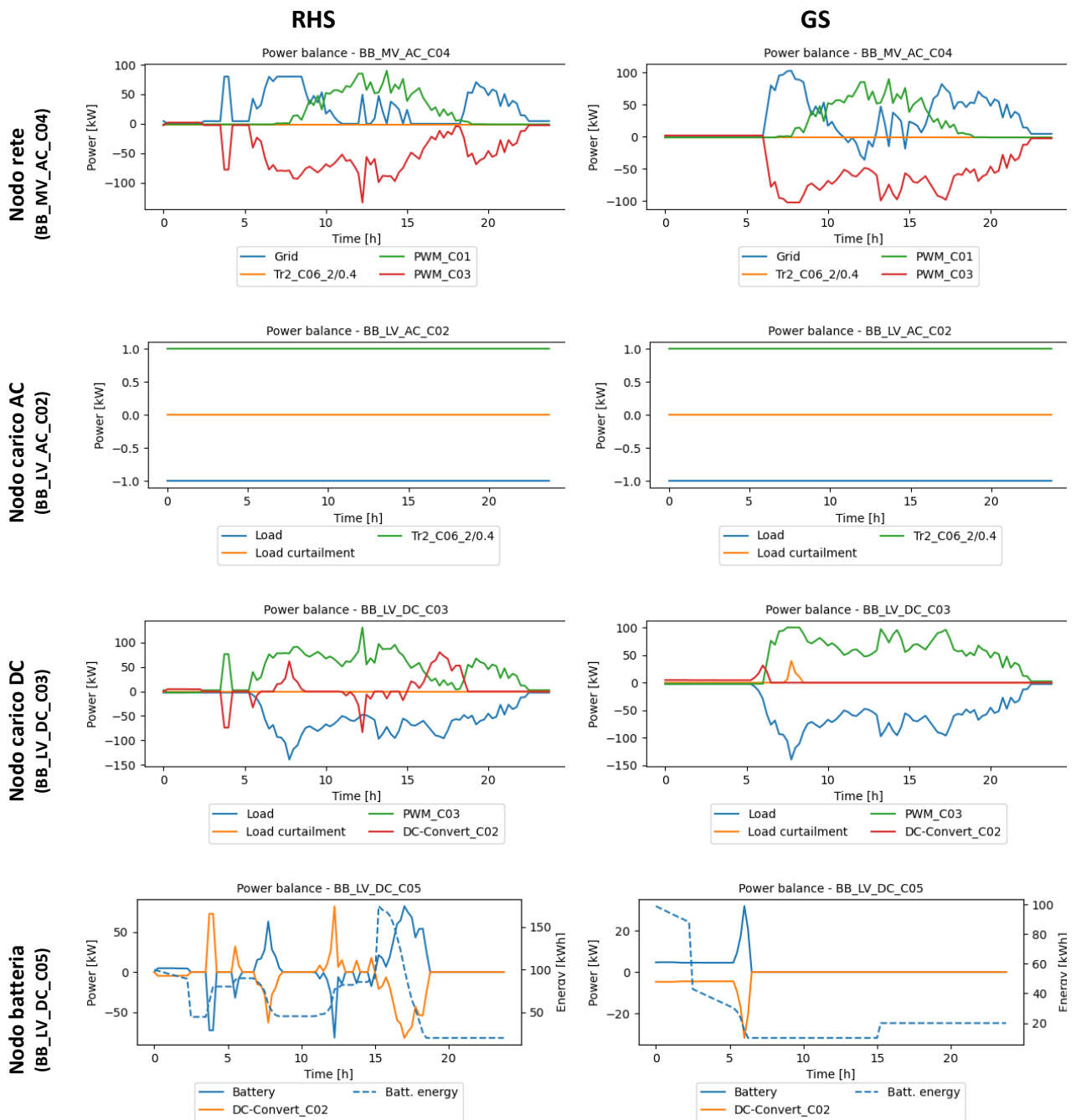


Figura 14: Confronto dei dispacciamenti tra le gestioni RHS e GS nella condizione di guasto dello scenario 3

7.5. Parametri di affidabilità

I valori dei parametri di affidabilità, definiti quantitativamente nella sezione 5 per il sistema considerato e sugli scenari 1, 2 e 3 definiti nella sezione 6, sono riassunti in Tabella 2 e Tabella 3 rispettivamente per il sistema (ENS ed EIC) e per ciascun utente (LPENS e LPEIC). In particolare, si osserva confrontando i valori che il metodo proposto RHS è in grado di ridurre significativamente i valori di tali grandezze, per cui si evince che sia in grado di rispondere in maniera più efficace ai guasti ed aggiornare il dispacciamento non appena nuove informazioni sono rese disponibili, specialmente rispetto al metodo base GS. Il metodo RHS non è in grado di migliorare l'affidabilità del nodo BB_LV_AC_C02, come mostrato in Tabella 3, in quanto negli scenari di guasto considerati, quando il trasformatore Tr2_C06_2/0.4 (scenario 2) si guasta, il metodo predittivo non ha modo di agire per migliorare le condizioni di esercizio del nodo considerato. Invece, la qualità del servizio del nodo BB_LV_DC_C03 è sensibilmente migliorata per mezzo della gestione intelligente dell'accumulo gestita dal

metodo RHS che permette di evitare di evitare di ridurre il carico quando il convertitore PWM_03 è soggetto ad un guasto parziale temporaneo.

Tabella 2: Parametri di affidabilità per il sistema

| | ENS (Wh) | EIC (€) |
|------------|----------|---------|
| RHS | 0.78 | 0.004 |
| GS | 4.44 | 0.03 |

Tabella 3: Parametri di affidabilità per ciascun punto di consumo

| | ENS (Wh) | | EIC (€) | |
|---|----------|------|---------|------|
| | RHS | GS | RHS | GS |
| Nodo carico AC BB_LV_AC_C0 | 0.78 | 0.78 | 4.7 | 4.65 |
| Nodo carico DC ausiliari (BB_LV_DC_C01) | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Nodo carico DC metro (BB_LV_DC_C03) | 0.0 | 3.67 | 0.0 | 2.20 |

Infine, Tabella 4 riporta i valori di dettaglio dell'ENS per ogni scenario, nodo di carico e gestione simulata per il caso proposto che, combinati corrispondono ai risultati in Tabella 2; l'equivalente tabella per il EIC è omessa per semplicità in quanto analoga ai risultati riportati in Tabella 4. In particolare, Tabella 4 conferma ulteriormente la capacità del metodo predittivo di ridurre l'ENS attesa per ciascun scenario (Caso normale e gli scenari da 1 a 3), comparandola con il valore atteso che è significativamente inferiore rispetto al valore di ENS di ogni scenario in quanto la probabilità di ogni scenario è molto piccola (10^{-4}), che quindi rende il valore atteso molto piccolo.

Tabella 4: LPENS ed ENS per ogni scenario, nodo di carico e metodo di gestione in kWh

| Scenario | Nodo carico AC BB_LV_AC_C02 | | Nodo carico DC ausiliari (BB_LV_DC_C01) | | Nodo carico DC metro (BB_LV_DC_C03) | |
|------------------------------|--------------------------------|--------|--|-----|--|--------|
| | RHS | GS | RHS | GS | RHS | GS |
| Caso normale | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Scenario 1 | 7.84 | 7.75 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Scenario 2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 18.33 |
| Scenario 3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 18.33 |
| Valore atteso [LPENS] | 0.0008 | 0.0008 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0037 |

8. Conclusioni

L'attività di ricerca svolta ha permesso lo sviluppo di un metodo di gestione predittivo ed un approccio simulativo per la valutazione delle incertezze e parametri di affidabilità per reti miste AC/DC. Il metodo proposto è stato inoltre comparato ad un metodo standard di gestione, definito e sviluppato in questa attività, per valutare il miglioramento delle prestazioni del metodo proposto rispetto ad un caso base. La metodologia ha dimostrato di essere capace di adattarsi a scenari di guasto arbitrari ed anche trattare errori nella previsione delle risorse di produzione e domanda elettrica. Il caso studio proposto per una rete mista AC/DC per un sistema tramviario ha confermato che il metodo predittivo riduce significativamente sia l'Energia Non Servita (ENS) che il corrispondente equivalente costo economico (EIC). Il software e metodologia sviluppati, che permettono l'applicazione e simulazione per reti arbitrarie AC/DC con scenari di guasto definibili in modo arbitraria, può supportare l'operatività di gestori di rete elettriche locali anche per la valutazione delle grandezze di affidabilità, nonché la base per lo sviluppo di attività di ricerca future su sistemi integrati AC/DC e la loro affidabilità.

Riferimenti

- [1] Terna, “Terna.it,” 2021. <https://www.terna.it/it>.
- [2] S. Barsali, M. Ceraolo, R. Giglioli, and D. Poli, “Aggregation and management of the demand in a deregulated electricity market,” in *2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings*, 2003, vol. 4, pp. 584–587, doi: 10.1109/PTC.2003.1304786.
- [3] Arera, “Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE),” 2019. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/19/322-19.htm>.
- [4] D. Fioriti, A. Frangioni, and D. Poli, “Optimal sizing of energy communities with fair revenue sharing and exit clauses : Value , role and business model of aggregators and users,” *Appl. Energy*, vol. 299, no. May, p. 117328, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117328.
- [5] J. Lowitzsch, C. E. Hoicka, and F. J. van Tulder, “Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future?,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 122, p. 109489, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109489.
- [6] GSE, “GSE autoconsumo collettivo e comunità energetiche,” 2021. <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile>.
- [7] Terna, “Progetti Pilota Terna,” 2017. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel>.
- [8] L. Bartolucci, S. Cordiner, V. Mulone, V. Rocco, and J. L. Rossi, “Renewable source penetration and microgrids: Effects of MILP – Based control strategies,” *Energy*, vol. 152, pp. 416–426, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.03.145.
- [9] D. Fioriti, R. Giglioli, D. Poli, G. Lutzemberger, A. Micangeli, R. Del Citto, I. Perez-Arriaga, and P. Duenas-Martinez, “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, doi: 10.1016/j.epr.2018.03.020.
- [10] YAMML, “YAMML.org,” 2021. <https://yaml.org/>.
- [11] S. Pfenninger and I. Staffell, “Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data,” *Energy*, vol. 114, pp. 1251–1265, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [12] ARERA, “ARERA,” 2021. <https://www.arera.it/it/index.htm>.