

ENEA

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



MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA



Ricerca di Sistema elettrico

Sviluppo e validazione di azioni di controllo in regime stazionario e dinamico per il miglioramento dell'affidabilità di reti AC/DC

S. Favuzza, M. G. Ippolito, F. Massaro,
R. Musca, G. Zizzo, A. Boni, V. Porgi



**Università
degli Studi
di Palermo**

Report RdS/PTR2021/062

SVILUPPO E VALIDAZIONE DI AZIONI DI CONTROLLO IN REGIME STAZIONARIO E DINAMICO PER IL MIGLIORAMENTO DELL’AFFIDABILITÀ DI RETI AC/DC

S. Favuzza, M. G. Ippolito, F. Massaro, R. Musca, G. Zizzo, A. Bonì, V. Porgi

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: 1.13. Sviluppo e validazione di azioni di controllo in regime stazionario e dinamico per il miglioramento dell'affidabilità di reti AC/DC.

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 *“Scenari energetici e azioni di controllo in regime stazionario e dinamico per il miglioramento dell'affidabilità di reti AC/DC in MT e BT”*.

Responsabile scientifico ENEA: Maria Valenti

Responsabile scientifico: Salvatore Favuzza

Indice

ACRONIMI	4
SOMMARIO.....	6
1 INTRODUZIONE	7
2 CONTROLLO DEI CONVERTITORI DI POTENZA NELLE MICRORETI IBRIDE	8
2.1 INTRODUZIONE	8
2.2 TECNICHE DI CONTROLLO IN DC	9
2.2.1 <i>Controllo master-slave</i>	10
2.2.2 <i>Voltage Margin Control</i>	11
2.2.3 <i>Droop Control</i>	11
3 CONTROLLI PER LE MICRORETI IBRIDE AC/DC	14
3.1 INTRODUZIONE	14
3.2 MICRORETI IBRIDE.....	14
3.3 CONTROLLI IN REGIME STATICO PER LA TRANSIZIONE DAL FUNZIONAMENTO ORDINARIO AL FUNZIONAMENTO IN EMERGENZA	16
3.4 CONTROLLI IN REGIME DINAMICO PER LA TRANSIZIONE DAL FUNZIONAMENTO ORDINARIO AL FUNZIONAMENTO IN EMERGENZA .	18
4 ANALISI IN REGIME STATICO.....	21
4.1 INTRODUZIONE	21
4.2 ANALISI DI LOAD FLOW – SEZIONE UNDERGROUND	22
4.2.1 <i>Analisi di load flow – Stato CA1-2020 simulazione 1</i>	23
4.2.2 <i>Analisi di load flow – Stato CA1-2020 simulazione 2</i>	28
4.2.3 <i>Analisi di load flow – Stato CA1-2040 simulazione 1</i>	30
4.3 ANALISI DI LOAD FLOW SEZIONE EVH	33
4.3.1 <i>Analisi di load flow Stato CA2-2020 Simulazione 1</i>	33
4.3.2 <i>Analisi di load flow Scenario CA2-2020 Simulazione 2</i>	42
4.3.3 <i>Analisi di load flow – Stato CA2-2040 DEC simulazione 3</i>	50
4.4 ANALISI DI LOAD FLOW SEZIONE RESIDENZIALE	56
4.4.1 <i>Analisi di load flow – Stato CA3-2020 (simulazione 1)</i>	57
4.4.2 <i>Analisi di load flow – Stato CA3-2040 Simulazione 1</i>	61
5 ANALISI IN REGIME DINAMICO	66
5.1 INTRODUZIONE	66
5.2 SEZIONE UNDERGROUND.....	66
5.1 SEZIONE CAR PARKING	69
5.2 SEZIONE RESIDENTIAL	72
5.3 CONSIDERAZIONI SUL CONTROLLO DI GRID-FORMING.....	75
5.3.1 <i>Potenza in grid-forming</i>	75
5.3.2 <i>Inerzia del sistema</i>	76
5.3.3 <i>Analisi delle microreti nello scenario 2040</i>	76
6 ANALISI DELLE MICRORETI DURANTE UN CORTOCIRCUITO IN DC	81
6.1 INTRODUZIONE	81
6.2 METODOLOGIA.....	81
6.3 ANALISI DELLA CITY AREA NETWORK.....	84
6.3.1 <i>Sezione rete - Area Metropolitana</i>	87
6.3.2 <i>Sezione EVH</i>	88
6.3.3 <i>Sezione Residential</i>	90
6.4 ANALISI DELLA PORT AREA NETWORK	91
6.5 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE.....	94

7	CALCOLO DEGLI INDICATORI.....	95
7.1	PREMESSA	95
7.2	INDICATORE TI: DURATA DELLE INTERRUZIONI.....	95
7.3	INDICATORE E _{NS} : ENERGIA NON FORNITA.....	95
7.4	INDICATORE NG: GENERAZIONE FLESSIBILE.....	95
7.5	INDICATORE ST: RISERVA DELLO STORAGE.....	96
7.6	INDICATORE GF: CAPACITÀ DI GRID-FORMING	96
7.7	INDICATORE RI: RAPPORTO DI INERZIA	96
7.8	CALCOLO DEGLI INDICATORI.....	97
7.8.1	<i>Sezione Underground (CA1)</i>	97
7.8.2	<i>Sezione EVH (CA2)</i>	98
7.8.3	<i>Sezione Residential (CA3)</i>	98
7.8.4	<i>Port Area (PA)</i>	99
7.9	CONSIDERAZIONI SUI VALORI OTTENUTI.....	100
8	CONCLUSIONI.....	101
9	ALLEGATO 1 – CONTROLLI PER LA TRANSIZIONE DI UNA GENERICA RETE AL FUNZIONAMENTO IN EMERGENZA. 102	
10	ALLEGATO 2 – CODICI PER IL CONTROLLO DELLE MICRORETI TEST.....	104
10.1	SEZIONE UNDERGROUND.....	104
10.2	SEZIONE RESIDENTIAL AREA	108
10.3	SEZIONE CAR PARK.....	114
10.4	SEZIONE PORT AREA.....	124
11	BIBLIOGRAFIA.....	135

Acronimi

AC	Alternative Current
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
AT	Alta Tensione
BT	Bassa Tensione
CC	Carico Controllabile/flessibile
DC	Direct Current
DEC	Decentralized
BC	Scenario energetico basato sulla media dei dati degli scenari BAU e CEN
BESS	Indicatore che valuta la percentuale di Storage
CA	City Area
CPP	Conventional Power Point
DR	Demand Response
DRA	Dispositivo di Richiusura Automatica
EPS	Emergency Power Supply
BESS	Battery Energy Storage Systems
EV	Electric Vehicle
EVH	Sezione di ricarica veicoli elettrici nella rete
EVfast	Veicoli elettrici a ricarica veloce
EVslow	Veicoli elettrici a ricarica lenta
FCR	Frequency Containment Reserve
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FLEX	Indicatore di flessibilità
FRNP	Fonti rinnovabili non programmabili
FV	Fotovoltaico
i_1	Indice di autonomia della microrete
i_2	Indice di flessibilità
i_3	Indice di capacità di modulazione
IR	Inertial Rserve
LA	Linea di attività
MT	Media Tensione
MVAC	Media Tensione in corrente alternata
PA	Port Area
PCC	Point of Common Coupling
p.u.	Per Unit
PV	Photovoltaic
REN	Renewable Energy Network
RES	Indicatore che valuta la percentuale di generazione da fonte rinnovabile
RSE	Ricerca Sistema Energetico
SOC	State of Charge
SOCmin	SOC minimo
SOCmax	SOC massimo
TSO	Transmission System Operator
UPS	Uninterruptible Power Supply

V1G	Vehicle-to-Grid: scambi energetici monodirezionali
V2G	Vehicle-to-Grid: scambi energetici bidirezionalica
WF	Wind Farm: area produzione eolica
WP	Working Paper

Sommario

Il presente report descrive i risultati della linea di attività LA1.13 “Sviluppo e validazione di azioni di controllo in regime stazionario e dinamico per il miglioramento dell’affidabilità di reti AC/DC” del WP - 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) del Progetto 2.7 - Modelli e strumenti per incrementare l’efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell’elettricità.

La LA1.13 ha lo scopo di definire soluzioni per il miglioramento dell’affidabilità di reti AC/DC in configurazione *grid-on* e *grid-off*, basati su azioni di controllo sia in regime stazionario che dinamico. Tali azioni, in particolare, saranno implementate sui casi studio individuati nella LA 1.6. L’attività prevederà la definizione, l’implementazione e la simulazione di specifiche logiche di controllo atte a migliorare l’affidabilità in presenza di differenti eventi di failure.

Le logiche di controllo riguardano linee di *back-up*, generatori, carichi e sistemi di accumulo per il miglioramento dell’affidabilità.

Il miglioramento dell’affidabilità e della continuità di servizio per ciascuna configurazione (LA 1.5) viene valutato attraverso i seguenti parametri/indicatori di sistema:

- (i) durata delle interruzioni TI;
- (ii) rapporto N_g tra il numero di generatori che possono ridurre contemporaneamente la propria produzione di energia ed il numero complessivo di generatori, mediato sulla base delle taglie dei generatori presenti in una microrete;
- (iii) riserva di energia ST dei sistemi di accumulo installati rispetto al consumo giornaliero della rete/microrete/porzione di rete funzionante in isola;
- (iv) energia non fornita Ens;
- (v) indicatori dinamici GF e RI.

1 Introduzione

La LA1.13 ha sinergie con altre LA di progetto, come riportato in Tabella 1.

Tabella 1. Sinergie con le altre LA di progetto.

LA	Titolo	Commento
1.5	Progettazione e costruzione delle configurazioni di reti ibride di lavoro	Le configurazioni di base vengono usate nella LA1.13 per definire le azioni di controllo per il miglioramento dell'affidabilità e la continuità di servizio.
1.6	Definizione e analisi di stati del sistema per la valutazione dell'affidabilità di reti ibride AC/DC in MT/BT in configurazione grid-on e grid-off	Per i casi studio maggiormente significativi individuati in LA1.6 vengono implementate delle azioni di controllo per il miglioramento dell'affidabilità e la continuità di servizio.
1.15	Modello aggregato per la stima dell'affidabilità di reti ibride AC/DC in MT e BT in ambiente simulativo e relativo manuale di uso.	Gli indicatori e le logiche di controllo definite vengono utilizzate in LA1.15 per la definizione del modello aggregato.

2 Controllo dei convertitori di potenza nelle microreti ibride

2.1 Introduzione

La transizione verso le reti attive pone il problema del controllo delle microreti. Quali obiettivi debba perseguire la logica di funzionamento del sistema di controllo di una microrete è una questione fondamentale ancora aperta. Tra i possibili obiettivi perseguibili, i principali sono:

1. più efficace integrazione e migliore utilizzazione dei generatori basati su fonti di energia rinnovabile;
2. benefici ambientali;
3. incremento dell'efficienza della rete e miglior sfruttamento dei componenti;
4. creazione di nuove opzioni di gestione dei consumi energetici e dei costi per i consumatori;
5. riduzione dei costi di esercizio e dei costi dovuti a congestione della rete;
6. dimensionamento più economico dei componenti di rete e riduzione dei costi di installazione;
7. miglioramento della *power quality*, dell'affidabilità e della continuità del servizio;
8. riduzione della probabilità di guasto, interruzione o *blackout*;
9. riduzione dei tempi di ripristino del servizio elettrico;
10. maggiore sicurezza della rete;
11. mantenimento delle condizioni di sicurezza per le persone.

Data la varietà e la molteplicità di obiettivi perseguibili e di funzioni implementabili, il sistema di controllo di una microrete deve includere:

- un sistema di telecomunicazioni che permetta di collegare tutti i dispositivi presenti nella rete;
- metodi di controllo avanzati;
- componenti di rete innovativi ed in grado di scambiare dati;
- supporto decisionale ed interfaccia umana;
- *sensing*, misure e *metering* dell'energia immessa o prelevata dalla rete da ciascun operatore.

Inoltre, come è noto, il controllo nelle microreti si esplica a livello locale o a livello globale in relazione agli obiettivi che si vogliono perseguire.

La regolazione di tensione e frequenza in una rete ad elevata penetrazione di risorse energetiche distribuite, come le microreti presentate nel report della LA1.6 [1], si esplica controllando adeguatamente i generatori, i carichi flessibili e i sistemi di accumulo, al fine di consentire l'inseguimento del carico e della produzione da fonti rinnovabili, entrambi elementi che presentano un elevato grado di aleatorietà.

La così detta regolazione primaria, che si effettua normalmente utilizzando un controllo di tipo '*droop*', a seguito di una perturbazione, consente di raggiungere un nuovo punto di funzionamento stabile ma con valori di tensione e frequenza diversi da quelli iniziali di *set-point*. Il livello immediatamente successivo di regolazione, la regolazione secondaria, ha come scopo quello di ristabilire i valori di *set-point* di tensione e frequenza. Infine, la regolazione terziaria, che si riferisce ad un orizzonte temporale di diverse ore, restituisce un dispacciamento di massima dei *set-point* dei generatori per conseguire obiettivi di massima efficienza energetica e quindi di riduzione dei costi e di limitazione delle emissioni.

Le possibili architetture adottabili per il sistema di controllo sono di tre tipi:

- centralizzato;
- distribuito;
- gerarchico.

2.2 Tecniche di controllo in DC

Una rete di distribuzione in DC presenta differenti obiettivi di controllo rispetto ad una rete AC; se infatti in AC il principale obiettivo di controllo è la regolazione di frequenza, in DC il principale obiettivo di controllo è la regolazione di tensione in modo da garantire un corretto funzionamento dei dispositivi connessi alla rete stessa.

La variazione della tensione del bus DC nelle *microgrid* DC è dovuta a variazioni improvvise dei carichi, alle variazioni di energia in ingresso e/o all'errore di *feedback* di tensione o corrente, ecc. La deviazione tra la tensione di uscita dei convertitori è il principale motivo delle correnti di circolazione tra le sorgenti DC.

Alla regolazione della tensione, nelle microreti DC si affianca un ulteriore obiettivo di controllo detto di "*power sharing*", che ha lo scopo principale di evitare il sovraccarico dei convertitori.

Le modalità di controllo di rete di distribuzione in corrente continua possono essere suddivise in quattro categorie: controlli di tipo centralizzato, di tipo decentralizzato, di tipo distribuito e controlli gerarchici. (Figura 1).

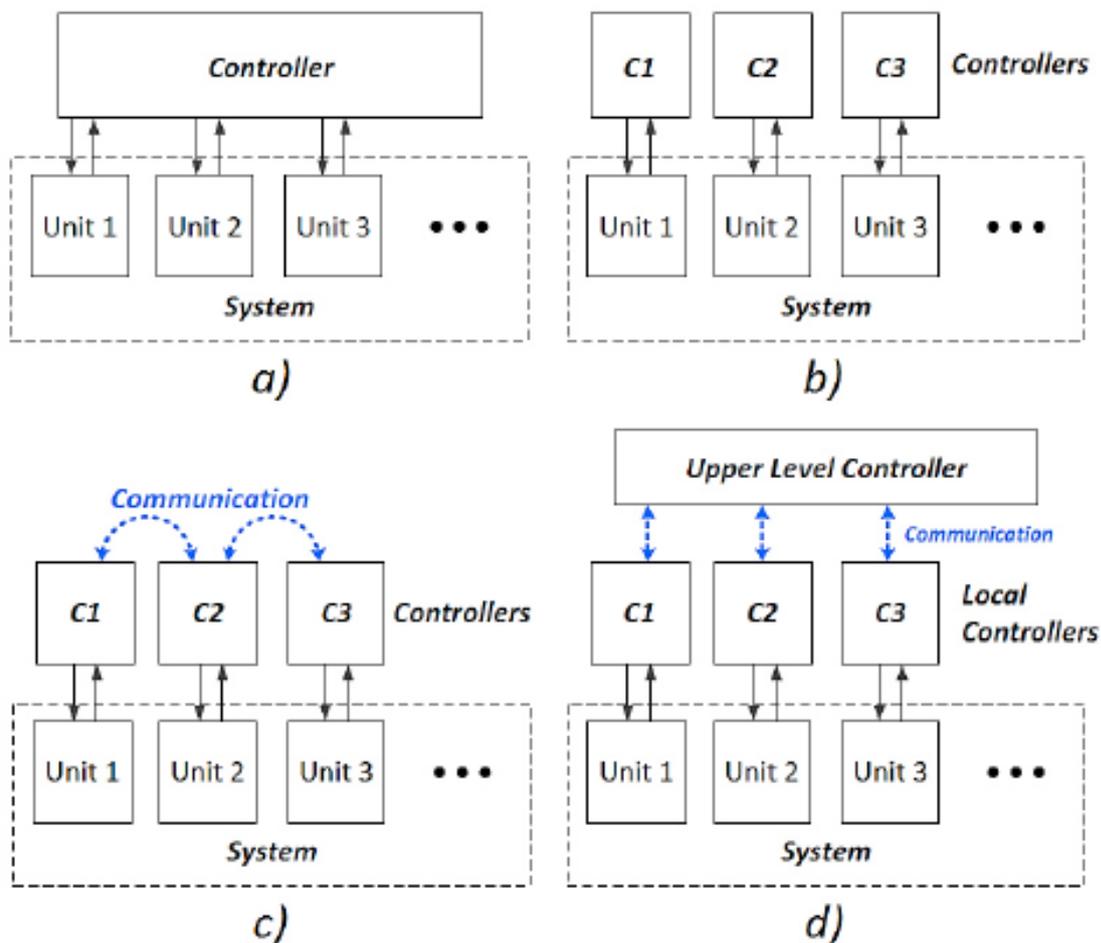


Figura 1. Struttura dei controlli di rete; a) controllo centralizzato; b) controllo decentralizzato; c) controllo distribuito; d) controllo gerarchico.

I controlli centralizzati sono caratterizzati dalla presenza di un unico dispositivo di controllo che riceve le informazioni da tutta la rete e si occupa della gestione di tutti i convertitori del sistema.

Il vantaggio di un controllo centralizzato risiede nella capacità di regolazione dello stesso, poiché il controllore centrale possiede una visione generale dell'intero sistema che gli consente di operare al meglio.

Questa soluzione presenta però una scarsa flessibilità ed affidabilità, dato che un singolo guasto al controllore centrale può provocare il collasso del sistema. Essendo inoltre necessari sia un sistema di comunicazione che un'adeguata potenza di calcolo, questo tipo di controllo si adatta maggiormente ad applicazione in reti non molto estese e con un numero limitato di dispositivi connessi.

Nei controlli decentralizzati ogni convertitore agisce in modo indipendente basando la regolazione esclusivamente sulle condizioni presenti ai propri morsetti, rendendo superflua la comunicazione tra i convertitori presenti nella rete. Rispetto al caso precedente l'affidabilità del sistema aumenta dato che la perdita di un convertitore non determina necessariamente la perdita della stabilità dell'intero sistema. La mancanza di comunicazione tra i convertitori si ripercuote però sulle prestazioni del controllo, le quali possono risultare non ideali per la rete o non molto precise. Esempi di controlli decentralizzati sono il controllo *Master-slave*, il *Voltage Margin Control* e il *Droop*.

I controlli distribuiti sono così chiamati perché permettono di distribuire tra i vari convertitori della rete le funzioni che, nei controlli centralizzati, sono svolte dal controllore centrale. La presenza di un mezzo di comunicazione tra questi convertitori permette lo scambio delle informazioni necessarie per una gestione coordinata della rete. Rispetto al controllo centralizzato la quantità di dati scambiati dai convertitori è ridotta e permette l'utilizzo di una linea di comunicazione a ridotta larghezza di banda. Nei controlli distribuiti la mancanza di comunicazione non presuppone il collasso del sistema che può invece continuare a lavorare, seppur con funzionalità limitate.

I controlli gerarchici presentano più livelli di controllo e garantiscono migliori prestazioni del sistema, in quanto è possibile implementare, specialmente nei livelli superiori, funzionalità avanzate di gestione e regolazione di rete.

In seguito, si tratteranno alcune tipologie di controllo decentralizzate quali: il controllo *Master-slave*, il *Voltage Margin Control* e il *Droop* [2].

2.2.1 Controllo *master-slave*

In questo caso un solo convertitore, generalmente quello di taglia maggiore, ha il compito di regolare la tensione dell'intera rete (*master*), mentre gli altri convertitori lavorano a potenza costante (Figura 2).

Il nodo *master* dovrà erogare o assorbire la potenza necessaria a soddisfare il bilancio di potenza, garantendo una tensione costante. In caso di perdita del convertitore *master* la rete diventa instabile [3]-[4].

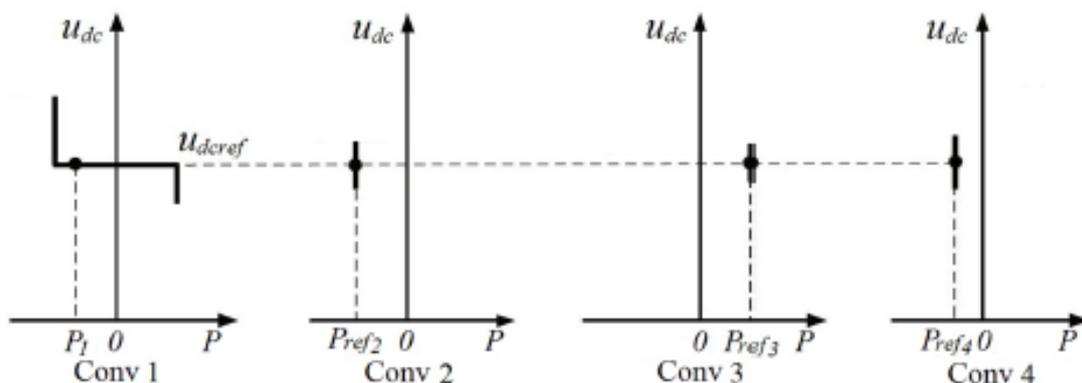


Figura 2. Curve caratteristiche di quattro convertitori controllati in *Master-Slave*.

2.2.2 Voltage Margin Control

Con il controllo di tipo *Voltage Margin* i convertitori sono tarati in modo da funzionare a potenza costante entro un certo margine di tensione ΔV , differente per ogni nodo e a tensione costante una volta superato tale margine, come rappresentato in Figura 3 [5].

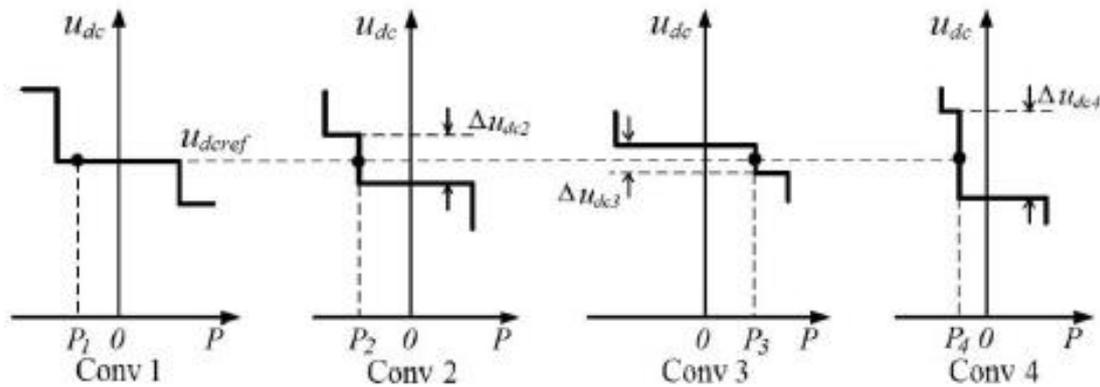


Figura 3. Curve caratteristiche di quattro convertitori controllati in *Voltage Margin Control*.

In condizioni di funzionamento ordinarie, il controllo è analogo al *master-slave*, ma, quando il convertitore che sta stabilendo la tensione di riferimento subisce un fuori servizio o supera i propri limiti di potenza erogabile, il punto di lavoro di ogni convertitore si sposta, portando il convertitore con un ΔV più piccolo ad entrare nel funzionamento a tensione costante.

Quando il convertitore preposto alla regolazione di tensione va fuori servizio si ha un periodo di tempo in cui la tensione della rete non è regolata, dando origine ad oscillazioni di tensione di ampiezza anche non indifferente. Questo periodo ha una durata che dipende dal tempo impiegato dal controllo dei convertitori della microrete a spostare il punto di lavoro e a far intervenire un altro convertitore nella regolazione di tensione.

Per limitare la durata di questo transitorio, nella taratura dei convertitori è necessario impostare un margine di tensione più piccolo possibile, in modo che intervenga più rapidamente la funzione di *back-up* del convertitore. Di contro, un margine di tensione più ampio facilita la taratura del controllo specialmente in reti con numerosi dispositivi, evitando che la tensione sia regolata da più convertitori contemporaneamente, condizione non accettabile in quanto origine di oscillazioni del sistema.

2.2.3 Droop Control

Il *droop control* nelle reti in DC prende spunto dal controllo omonimo adottato nelle reti in corrente alternata per suddividere la potenza tra più gruppi di generazione in parallelo. Tramite il *droop* (caratteristica assegnata a ogni convertitore), a fronte di una variazione di carico si determina una variazione di tensione e i gruppi più potenti modificano maggiormente il loro contributo di potenza rispetto a quelli più piccoli, evitando che si creino situazioni di forte squilibrio (Figura 4).

Il *droop control* è ampiamente utilizzato, senza la necessita di misurazioni né comunicazioni tra i convertitori, è altamente affidabile e ha un basso costo.

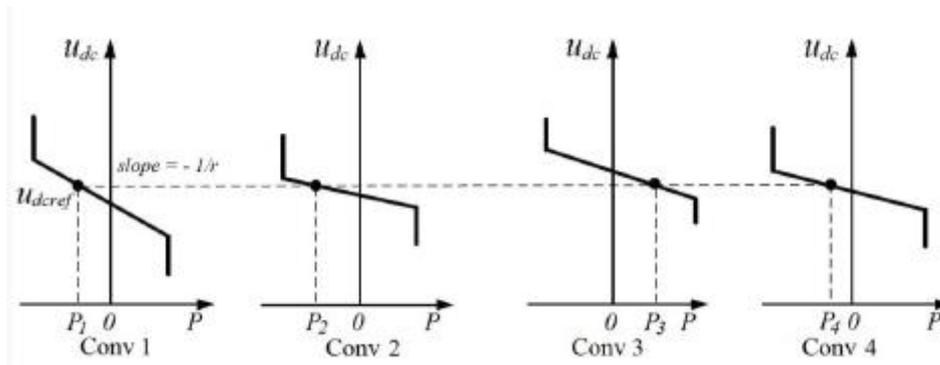


Figura 4. Curve caratteristiche di quattro convertitori in Droop.

E' possibile implementare un controllo di tipo *Voltage Margin Control* con *Droop*, utilizzando la regolazione di tipo *droop* per tutti i convertitori eccetto quello di potenza maggiore che rimane regolato a tensione costante.

La Figura 5 mostra la caratteristica di regolazione dei vari convertitori.

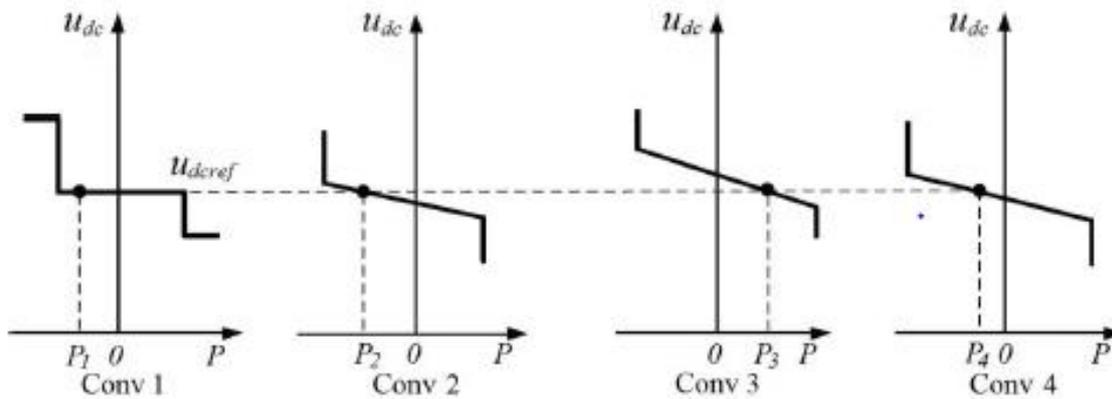


Figura 5. Curve caratteristiche di quattro convertitori in Voltage Margin con Droop.

Tramite il *Voltage Margin* con *Droop*, *VMD*, si supera la difficoltà della selezione del margine di tensione dei convertitori presente nel *Voltage Margin Control* e la regolazione della tensione risulta più precisa rispetto al solo *Droop*.

Rispetto al *Voltage Margin Control*, infatti, non è più necessario attendere l'attivazione della funzione di *back-up* di uno dei convertitori rimasti, perché grazie alla caratteristica di *droop* la tensione risulta comunque controllata anche durante il raggiungimento del nuovo punto di lavoro.

Nel controllo tradizionale i coefficienti di *droop*, che possono essere rappresentati da resistenze virtuali di generatore, sono ottenuti sulla base della potenza nominale. La Figura 6 illustra un modello semplificato di generazione distribuita con due generatori in parallelo e le resistenze interne di generatore.

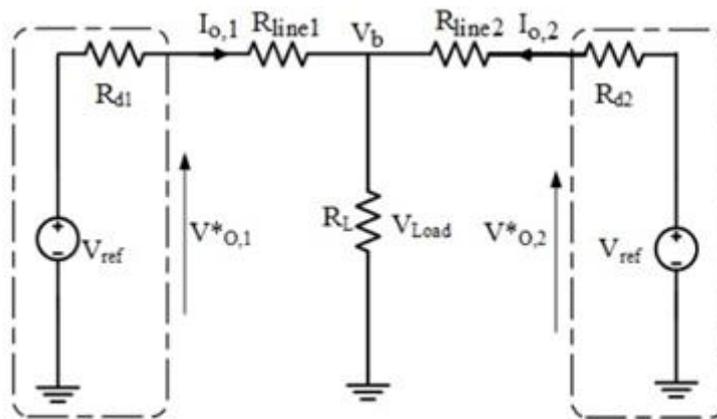


Figura 6. Modello semplificato con due generatori in parallelo [2].

Il *droop control* presenta un limite legato ad una scarsa accuratezza nella suddivisione del carico tra i convertitori a causa dell'effetto dell'impedenza del cavo di collegamento tra i convertitori e la microrete. Tale fattore influenza anche la variazione della tensione in uscita ai convertitori. Per superare tali limiti è possibile implementare l'*adaptive droop control*.

L'*Adaptive Droop Control* utilizza un *tracker* di primo ordine per ottenere parametri variabili del *droop*. Questa tecnica minimizza la deviazione della tensione e l'errore nella condivisione del carico.

L'errore di condivisione del carico tra i convertitori può essere diminuito selezionando opportunamente i coefficienti di *droop*; la migliore condivisione può essere ottenuta con un'elevata resistenza virtuale, tuttavia, questo porta ad aumentare la variazione di tensione di ogni convertitore (Figura 7).

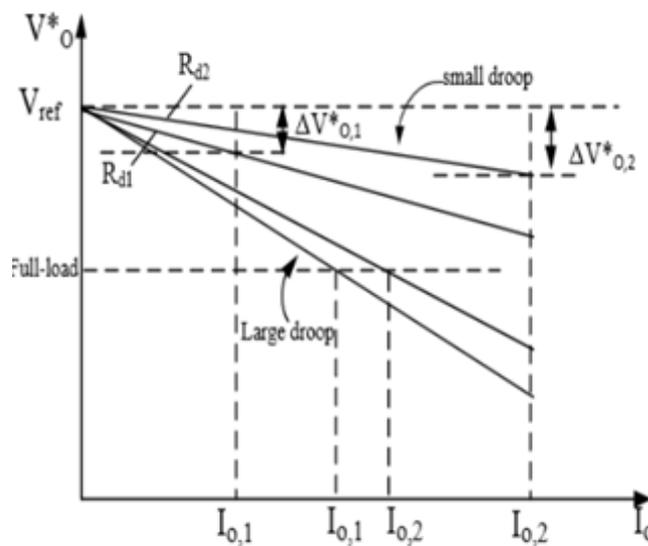


Figura 7. Condivisione del carico e profili in tensione [2].

3 Controlli per le microreti ibride AC/DC

3.1 Introduzione

Nella LA1.6 sono stati definiti diversi eventi di *failure*:

- fuori servizio del *bus* di alimentazione (fuori servizio di una linea, di un trasformatore o di un convertitore);
- guasto (cortocircuito o interruzione) in una linea di collegamento;
- improvvisa perdita di generazione o di carico con conseguente squilibrio delle potenze nell'impianto;
- creazione di isole involontarie;
- malfunzionamento di un dispositivo di protezione;
- malfunzionamento di un generatore (non necessariamente dell'unico non di alimentazione);
- malfunzionamento del sistema di controllo di una risorsa flessibile.
- malfunzionamento del sistema di distacco dei carichi.

Ai fini del presente studio, è possibile raggruppare gli eventi di *failure* distinguendo tra:

- eventi di *failure* che portano al funzionamento in isola di parte della rete ibrida;
- eventi di *failure* che richiedono il supporto in regime statico della rete DC alla rete AC;
- eventi di *failure* che richiedono il supporto in regime dinamico della rete DC alla rete AC.

Nei primi due casi su elencati si manifesta la necessità del passaggio da una gestione ordinaria ad una gestione in emergenza delle risorse energetiche distribuite.

Inoltre, nella stessa LA, sono stati analizzati diversi casi studio per verificare l'impatto di diversi scenari energetici sull'affidabilità delle microreti DC e ibride AC/DC.

Individuati i casi studio maggiormente significativi tra quelli riportati in [1], si vuole, nella presente sezione, definire specifiche logiche di controllo dei sistemi di interfaccia e di generatori, sistemi di accumulo e carichi tenendo conto delle caratteristiche delle reti ibride oggetto di studio. Gli schemi di controllo definiti verranno modellizzati e implementati in ambiente digitale, mediante impiego di linguaggi di modellizzazione e di *software* di simulazione analitica dedicati al calcolo scientifico quali Neplan, Matlab, Python, etc. Infine, i modelli implementati saranno esaminati in simulazione sia in regime stazionario che dinamico nei successivi capitoli.

3.2 Microreti ibride

La

Figura 8 rappresenta la *City Area Network*. La rete presenta aree in DC e in AC con risorse distribuite di vario genere: generatori FV ed eolici, carichi semplici e carichi controllabili, accumuli elettrici statici e per trazione (EVH connessi in modalità V2G e V1G).

Nella rete si individuano tre aree caratterizzate da risorse diverse:

- area *underground* (metropolitana);
- area EVH (parcheggio veicoli elettrici);
- area residenziale.

La

Figura 9 rappresenta la *Port Area Network* alimentata dalla rete a monte a 20 kV tramite una stazione AT/MT non rappresentata in figura. La rete presenta aree in DC e in AC con risorse distribuite di vario genere: generatori FV ed eolici, carichi ordinari e carichi controllabili, accumuli elettrici statici e per trazione (EVH connessi in modalità V2G e V1G), una sezione di *coldironing* per le navi ormeggiate nel porto.

Le due reti sono state implementate in ambiente Neplan 360 [6] e il loro funzionamento in isola è stato analizzato nella LA 1.6 [7]-[8].

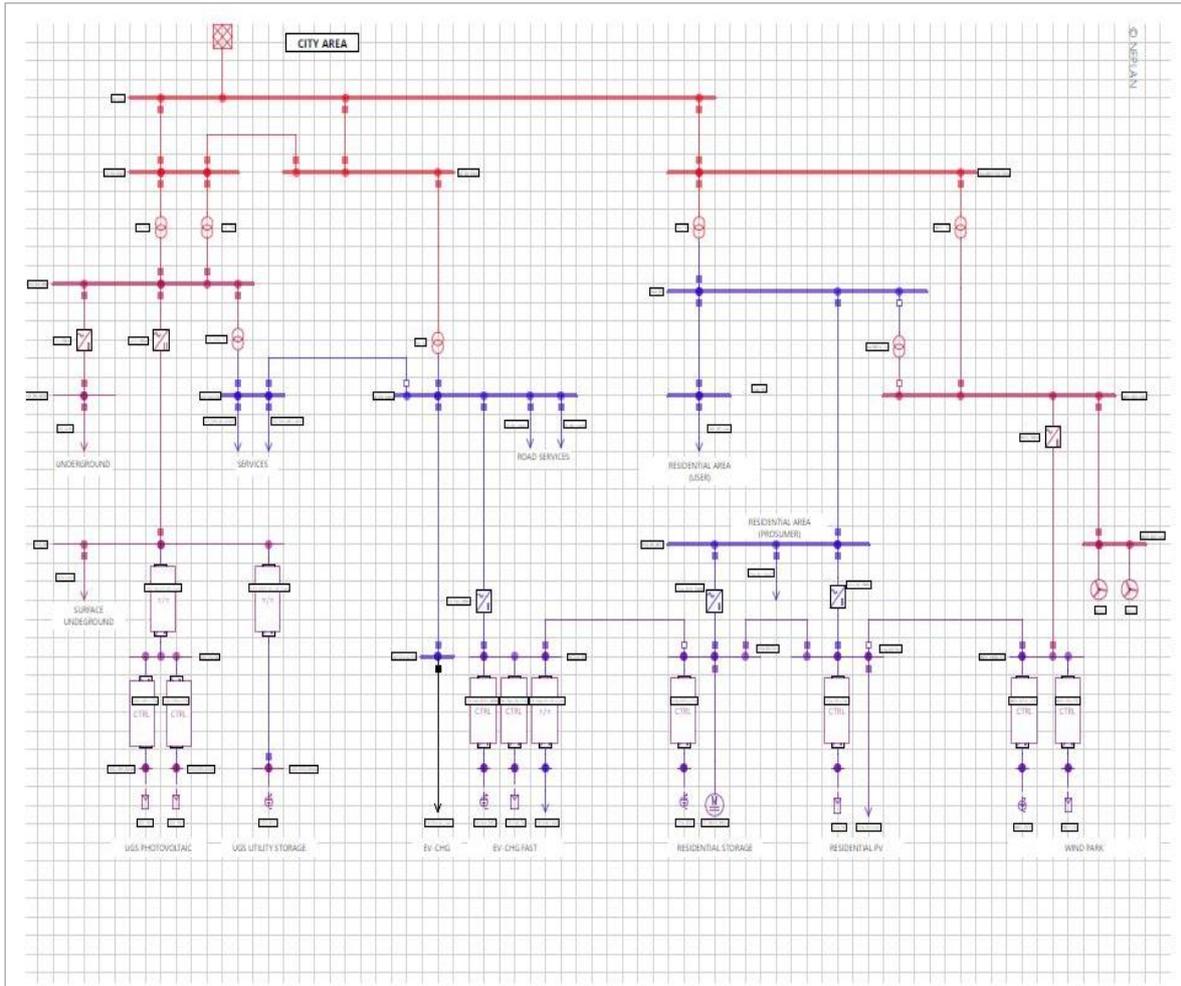


Figura 8. City Area Network.

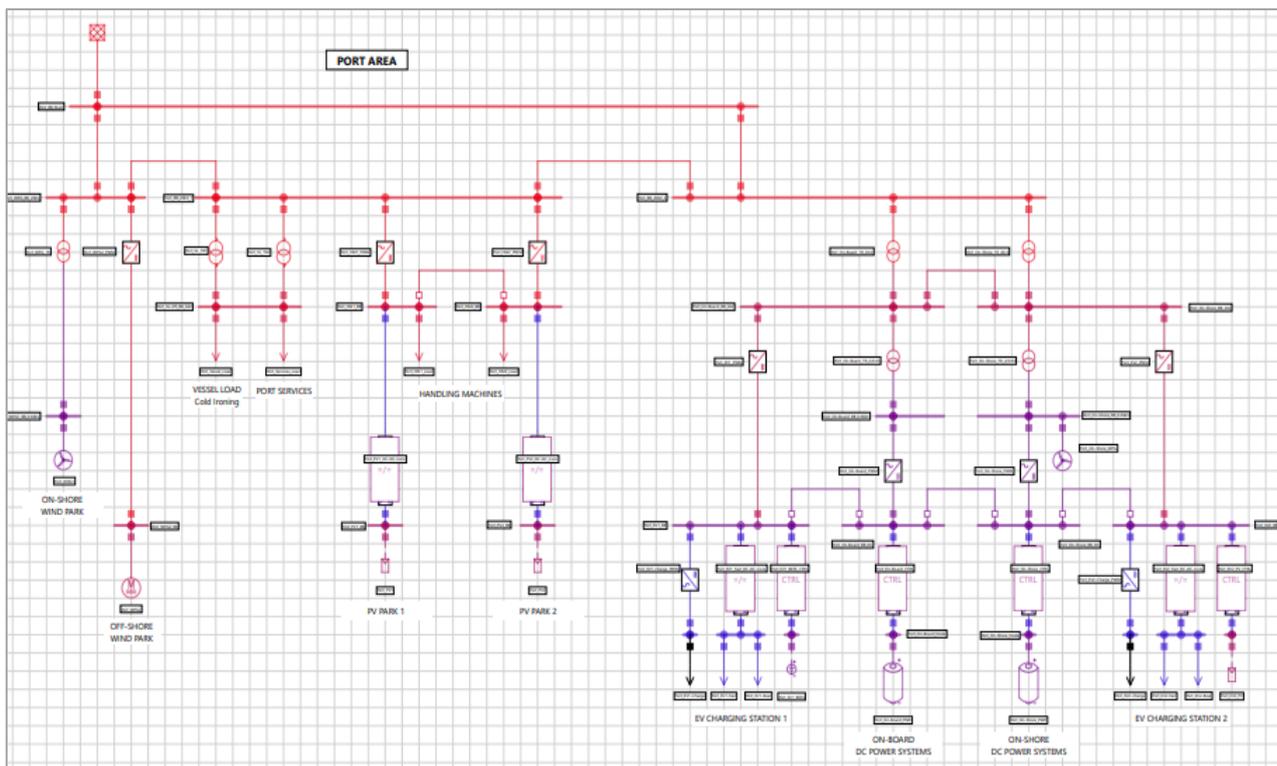


Figura 9. Port Area Network.

3.3 Controlli in regime statico per la transizione dal funzionamento ordinario al funzionamento in emergenza

I controlli dei componenti della rete sono stati definiti preliminarmente in [1] distinti per le quattro reti test. A partire dall'esperienza acquisita in simulazione e dai successivi sviluppi degli altri WP, tali controlli vengono di seguito riproposti con opportune migliorie (Tabella 2) e, in generale, per qualunque tipologia di rete.

Quanto riportato in tabella è stato tradotto in un algoritmo in linguaggio Python trasferito ad ENEA per la realizzazione del *software* di simulazione del modello aggregato per la stima dell'affidabilità di reti ibride AC/DC in MT e BT prodotto della LA 1.16.

Il codice è riportato in Allegato 1 al presente *report*.

L'Allegato 2 riporta il codice particolarizzato per le reti test presentate in [1].

Tabella 2. Controllo dei componenti in caso di failure per la transizione dal funzionamento *grid-on* a quello in *isola*.

Priorità di azione	Modalità di controllo dei componenti	
0	Sistema di controllo della microrete	La modalità di funzionamento in emergenza si attiva soltanto per guasti permanenti, quindi, si assume che si attivi dopo l'intervento delle protezioni in stazione e le richiuse lenta e rapida del DRA del distributore.
1	Linee di back-up	Si chiudono le linee di <i>back-up</i> se in grado di collegare la rete priva di alimentazione ad una sorgente secondaria.
2	Generazione	Se presenti, gli impianti di generazione da FER della rete in emergenza funzionano sempre alla massima potenza. Se la produzione supera la richiesta del carico, la differenza viene iniettata nelle linee di <i>back-up</i> . Se le linee di <i>back-up</i> non hanno portata sufficiente, la produzione viene ridotta fino ad un limite tollerabile dalle linee stesse. Se non ci sono linee di <i>back-up</i> , la generazione locale impone tensione e frequenza nella rete in isola passando da una modalità di funzionamento in <i>grid-following</i> a una modalità di funzionamento in <i>grid-forming</i> . Gli inverter dei generatori regolano contemporaneamente la tensione delle porzioni di microreti DC relative.
3	Storage	Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax. Se la potenza fornita dall'impianto di generazione locale supera la potenza dei carichi e il SOC è minore di quello massimo, la potenza generata in eccesso è utilizzata per caricare le batterie. Se la potenza fornita dall'impianto di generazione locale è inferiore alla potenza dei carichi e il SOC è maggiore di quello minimo, la potenza richiesta in eccesso è fornita dalle batterie. Se nessuna delle due condizioni è verificata, le batterie si trovano in <i>stand-by</i> . Le batterie alimentano i relativi carichi privilegiati in modalità EPS. In assenza di altri convertitori l'inverter che interfaccia le batterie alla rete in AC impone tensione e frequenza nella rete in isola passando da una modalità di funzionamento in <i>grid-following</i> a una modalità di funzionamento in <i>grid-forming</i> . Tra i sistemi di accumulo che possono contribuire al funzionamento in emergenza della rete vengono incluse le stazioni di ricarica rapide di veicoli elettrici in grado di funzionare in modalità V2G.
4	Carichi	Se non esistono linee di <i>back-up</i> o se pur esistendo non hanno una sufficiente capacità di trasporto e se la generazione locale o i sistemi di accumulo non sono in grado di soddisfare i carichi locali, si distaccano i carichi ritenuti non essenziali in modo da assicurare il bilancio tra potenza generata e potenza richiesta. Tra i carichi distaccabili vengono incluse le stazioni di ricarica lente di veicoli elettrici non in grado di funzionare in modalità V2G.

3.4 Controlli in regime dinamico per la transizione dal funzionamento ordinario al funzionamento in emergenza

Nella transizione dal regime ordinario a quello di emergenza a causa di un evento di *failure*, in accordo a quanto riportato in Tabella 2, potrebbe essere necessario che uno o più dei convertitori di potenza presenti nella microrete in emergenza siano chiamati a funzionare con un controllo del tipo *grid-forming* (siano essi convertitori di interfaccia tra la sezione AC e quella DC o convertitori di unità di generazione o accumulo). Tale tipologia di controllo è ancora in fase di studio e ad oggi sono presenti solo alcuni impianti pilota prevalentemente allacciati alle reti MT [9]-[23]. La maggior parte delle pubblicazioni sull'argomento si inquadrano negli ultimi cinque anni e, pertanto, sono diversi i punti ancora aperti. La Figura 10 sintetizza i vantaggi e gli svantaggi dell'utilizzo delle due strategie.

GRID-FOLLOWING	GRID-FORMING
sorgente controllata di corrente	sorgente controllata di tensione
<ul style="list-style-type: none"> + controllo di corrente + controllo P & Q + FRT e fault recovery 	<ul style="list-style-type: none"> + controllo di tensione e frequenza + load tracking autonomo + black start
<ul style="list-style-type: none"> - no controllo di tensione e frequenza - sensibilità PLL - riduzione inerzia del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> - no controllo diretto di corrente - limitazioni e overloading - oscillazioni di potenza a bassa frequenza
no stand-alone no integrazione 100%	funzionamento stand-alone integrazione 100% (?)
comunemente utilizzato per sorgenti grid-connected (WT, PV, BESS)	oggetto di ricerca scientifica (tecnologia ancora non consolidata)

Figura 10. Confronto tra controllo di tipo *grid-following* e controllo di tipo *grid-forming*.

Per studiare la transizione dal funzionamento ordinario a quello in emergenza nelle diverse reti test si è individuato un convertitore principale per il quale è stato previsto il funzionamento con un controllo in *grid-forming* e si è implementato in Neplan 360 il codice di controllo in linguaggio Symdef.

Il convertitore viene simulato in Neplan come un generico AC *disperse generator* (Figura 11) controllato per mezzo del codice in Symdef e i cui parametri sono impostati nella scheda "Dynamic Analysis" della finestra di controllo. La Figura 12 riporta un esempio di settaggio dei parametri per il controllo in *grid-forming*.

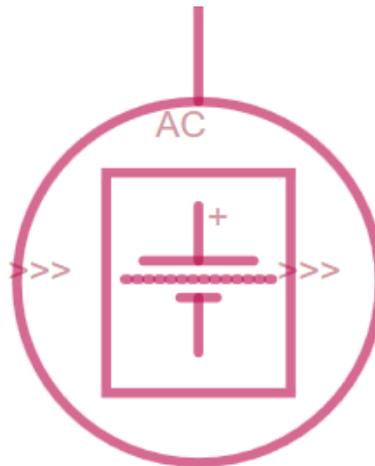


Figura 11. Componente AC Disperse generator in Neplan 360.

AC disperse generator

Model name: GFORMVSM Active

Parameters	Value		Selected element	Load flow result
lftype	2		+	x
Sr	100		+	x
Ur	10		+	x
Sb	100		+	x
Ub	10		+	x
wset	1		+	x
kv	1		+	x
tv	0.001		+	x
wb	314		+	x
fn	50		+	x
H	3		+	x
R	0.05		+	x
Rvirt	0		+	x
Xvirt	0.1		+	x

Update

Copy Paste Export Set as Default OK Cancel Help

Figura 12. Finestra di settaggio dei parametri del generatore funzionante in grid-forming.

Nella Figura 12 appaiono:

- la tensione, la potenza e la pulsazione di base (U_b , S_b e w_b rispettivamente) del componenti i cui parametri sono interamente espressi in p.u.;

- la tensione nominale e la potenza nominale (U_r e S_r rispettivamente) che dipendono dalla tensione nominale del nodo AC a cui il convertitore è connesso e dalla taglia del convertitore per lo specifico caso studio;
- l'inerzia e il coefficiente di *droop* (H e R), la cui scelta influenza la prontezza di risposta del convertitore come sarà meglio mostrato nei capitoli seguenti;
- il *set-point* di frequenza e la frequenza nominale (w_{set} e f_n rispettivamente);
- la resistenza e l'impedenza virtuale (R_{virt} e X_{virt} rispettivamente).

Oltre al controllo in *grid-forming* dei convertitori, il controllo in regime dinamico prevede, al verificarsi di una transizione della rete verso un funzionamento in isola d'emergenza, il distacco immediato dei carichi non essenziali nel momento in cui i generatori e i sistemi di accumulo non sono in grado di alimentare la rete.

4 Analisi in regime statico

4.1 Introduzione

Nella LA 1.6 sono state effettuate diverse simulazioni di eventi di *failure* sia per la *City Area* che per la *Port Area network*. Dall'analisi dei risultati ottenuti in simulazione e dei valori assunti dagli indicatori globali definiti in [1], si è concluso che i contributi di FER, *storage* e carichi flessibili nei diversi scenari energetici dal 2020 al 2040 non sembrano influenzare l'esito dello studio e che, sicuramente, i casi più significativi da analizzare sono quelli relativi alla sezione EVH ed *underground*, caratterizzati da una maggiore probabilità di mantenere il proprio funzionamento in isola. Infatti, analizzando i dati riportati in [1]:

- nel 33% delle simulazioni effettuate per la sezione *underground* della *city area network* è possibile mantenere l'isola;
- nel 86,67% delle simulazioni effettuate per la sezione EVH per la *city area network* è possibile mantenere l'isola;
- nel 26,67% delle simulazioni effettuate per la sezione residenziale per la *city area network* è possibile mantenere l'isola.

I valori percentuali medio-alti ottenuti per la sezione *underground* e la sezione EVH sono giustificati dal fatto che si tratta di servizi/attività con una richiesta di carico più o meno costante senza variazioni repentine nel tempo e pertanto facilmente alimentabili tramite generazione da FER e/o *storage*. Tale situazione invece non si verifica per la sezione residenziale e la rete portuale che presentano un profilo di carico giornaliero molto variabile nel tempo.

Lo studio condotto in [1], avendo il solo scopo di valutare l'impatto dei diversi scenari energetici in caso di *failure* nelle diverse reti test, non considera la richiusura delle linee di *back-up* presenti nella *City Area Network*, che vengono invece tenute in considerazione dai controlli definiti nella sezione 3.3 del presente report.

Inoltre, lo stesso studio non considera l'impatto della transizione dal regime ordinario a quello in emergenza sui flussi di potenza attiva e reattiva nelle microreti.

Pertanto, di seguito vengono approfonditi con delle analisi di *load flow* dei casi tra quelli descritti in [1] al fine di mostrare l'impatto dei controlli definiti nella sezione 3.3 nelle tre porzioni della *City Area Network*.

L'analisi di *load flow* viene effettuata in ambiente Neplan 360 per tre diverse condizioni di funzionamento:

- funzionamento in pre-guasto, al fine di determinare i flussi di potenza e i valori delle tensioni ai nodi nel funzionamento ordinario;
- funzionamento in emergenza, al fine di determinare i flussi di potenza e i valori delle tensioni ai nodi nel funzionamento con le linee di *back-up* chiuse e l'eventuale regolazione di potenza reattiva da parte dei generatori locali;
- funzionamento in isola, al fine di determinare i flussi di potenza e i valori delle tensioni ai nodi nel funzionamento in assenza di linee di *back-up* o con queste aperte e l'eventuale regolazione di potenza reattiva da parte dei generatori locali.

E' da sottolineare che l'analisi di *load flow* in isola consente di determinare le perdite di potenza attiva e reattiva nella microrete nonché l'impegno dei convertitori nel fornire potenza reattiva. Tali dati consentono di correggere al ribasso i tempi di autonomia della microrete nel funzionamento in isola determinati in [1]. Tuttavia, come sarà mostrato nel seguito, le perdite e l'impegno di potenza reattiva non sono significativi, pertanto l'analisi precedentemente presentata mantiene la sua validità generale.

Sebbene una delle conclusioni dello studio in [1] era quella di ritenere significativi soltanto i casi relativi alle sezioni EVH ed *underground*, nel presente capitolo vengono analizzati anche alcuni casi studio relativi alla sezione residenziale. Viene invece tralasciato lo studio della *Port Area Network* la quale presenta una probabilità molto bassa di funzionare in isola.

4.2 Analisi di load flow – Sezione Underground

Per verificare il funzionamento dei controlli definiti nella sezione 3.3 è necessario effettuare un'analisi di *load flow* della Sezione *Underground* della *City Area Network* dopo il manifestarsi del guasto (

Figura 13). Lo studio è focalizzato sui seguenti punti:

- analizzare come si distribuiscono i flussi di potenza nelle linee;
- analizzare il profilo delle tensioni ai nodi della rete.

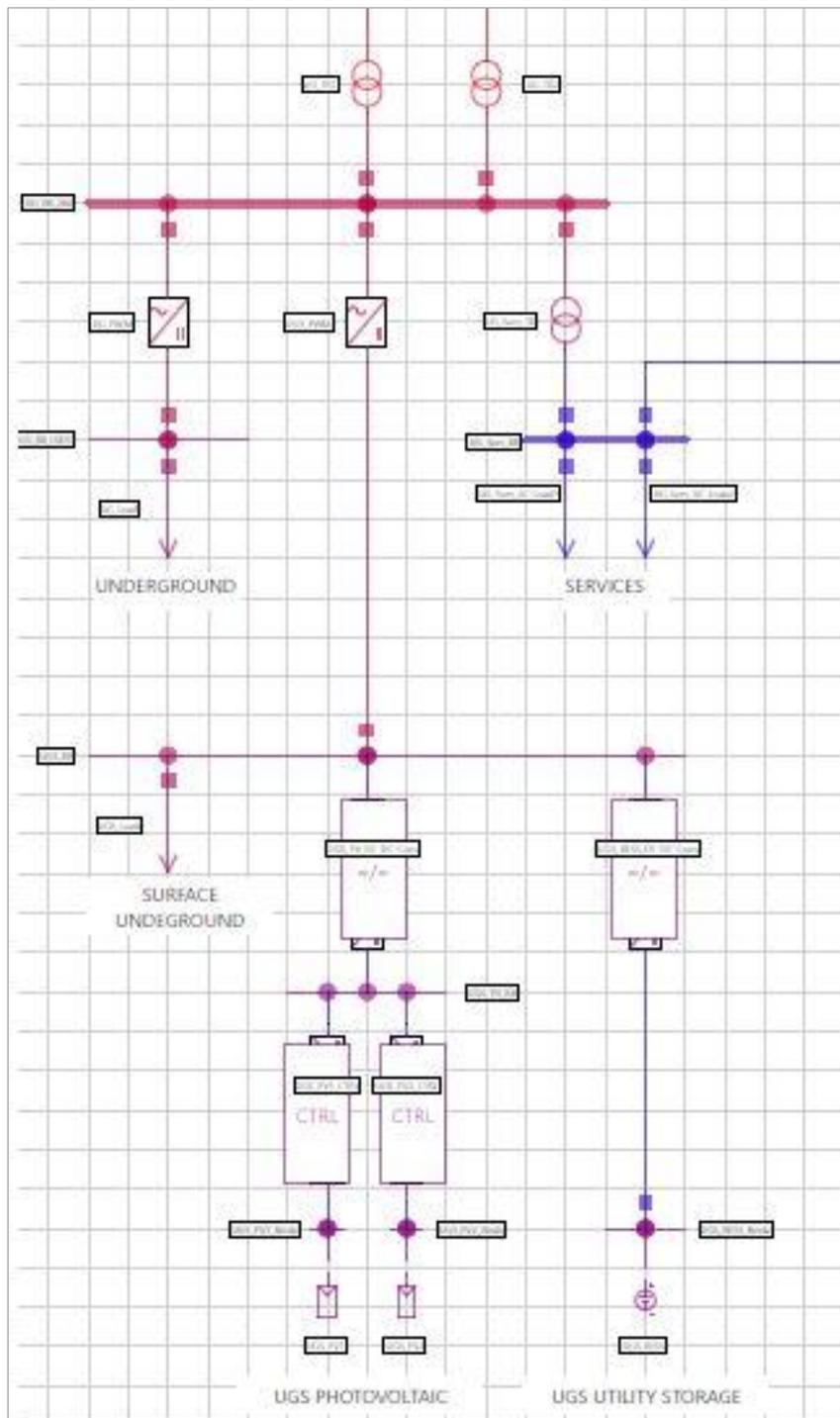


Figura 13. Sezione *Underground* della *City Area Network*

Per una più facile lettura dei casi studio, di seguito viene utilizzata la stessa codifica usata in [1] per la loro identificazione.

4.2.1 Analisi di load flow – Stato CA1-2020 simulazione 1

Si fa riferimento alla simulazione 1 con i dati riportati nelle seguenti tabelle (Tabella 3, Tabella 4).

Tabella 3. Descrizione del guasto simulato e dei dati dello storage.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	DATI STORAGE			
m	Corrispondente	Istante	Ora			TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
10	ottobre	72	18:00	45 min	18:45	250	41%	00:58	00:37

Tabella 4. Descrizione dei carichi e generatori del sistema underground durante il guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Metropolitana [kW]	Generazione PV [kW]	Storage [kW]	CC:CaricoControllabile [kW]	% CC	PV+STORAGE-CC [kW]	METRO [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO [kW]
18:00	186,04	10,31	175,73	0,00	0,00	186,04	186,04	0,00
18:15	186,04	1,09	184,95	0,00	0,00	186,04	186,04	0,00
18:30	186,04	1,09	0,00	-184,95	99,41	186,04	186,04	0,00
18:45	186,04	1,09	0,00	-184,95	99,41	186,04	186,04	0,00

Come è possibile notare dalla Figura 14 il carico è nettamente maggiore della produzione fotovoltaica; pertanto, risulta necessario l'intervento dello *storage* che però può erogare per soli 37 minuti in quanto presenta un SOC pari al 41 % con un corrispettivo tempo di scarica non adeguato all'intera durata del guasto.

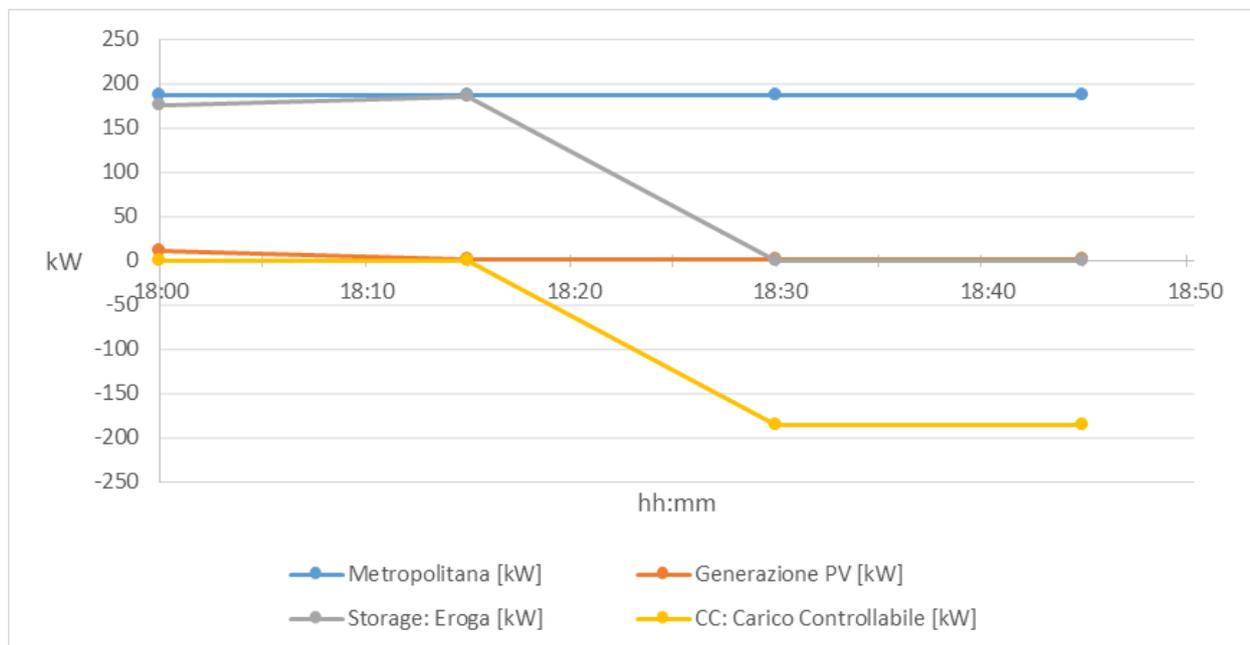


Figura 14. Comportamento durante il guasto della sezione Underground: Scenario 2020 – Simulazione 1.

Analisi di load flow in condizioni di pre-guasto

Per effettuare l'analisi di *load flow* in ambiente Neplan si parte da una simulazione in condizioni di funzionamento ordinarie:

- la linea di *back-up* che collega la sezione underground con la sezione EVH è aperta;
- il carico assorbito come riportato in tabella è di 186,94 kW ripartito in 100 kW per l'alimentazione della metropolitana e 86,94 kW per i servizi;
- lo *storage* non immette potenza in rete;
- i generatori fotovoltaici erogano 10,31 kW;
- si stanno alimentando i servizi di superficie che richiedono una potenza di 400 kW.

Come si nota in Figura 15, le tensioni hanno un andamento ottimale, discostandosi molto poco dalla tensione di riferimento (massima deviazione 0,28%).

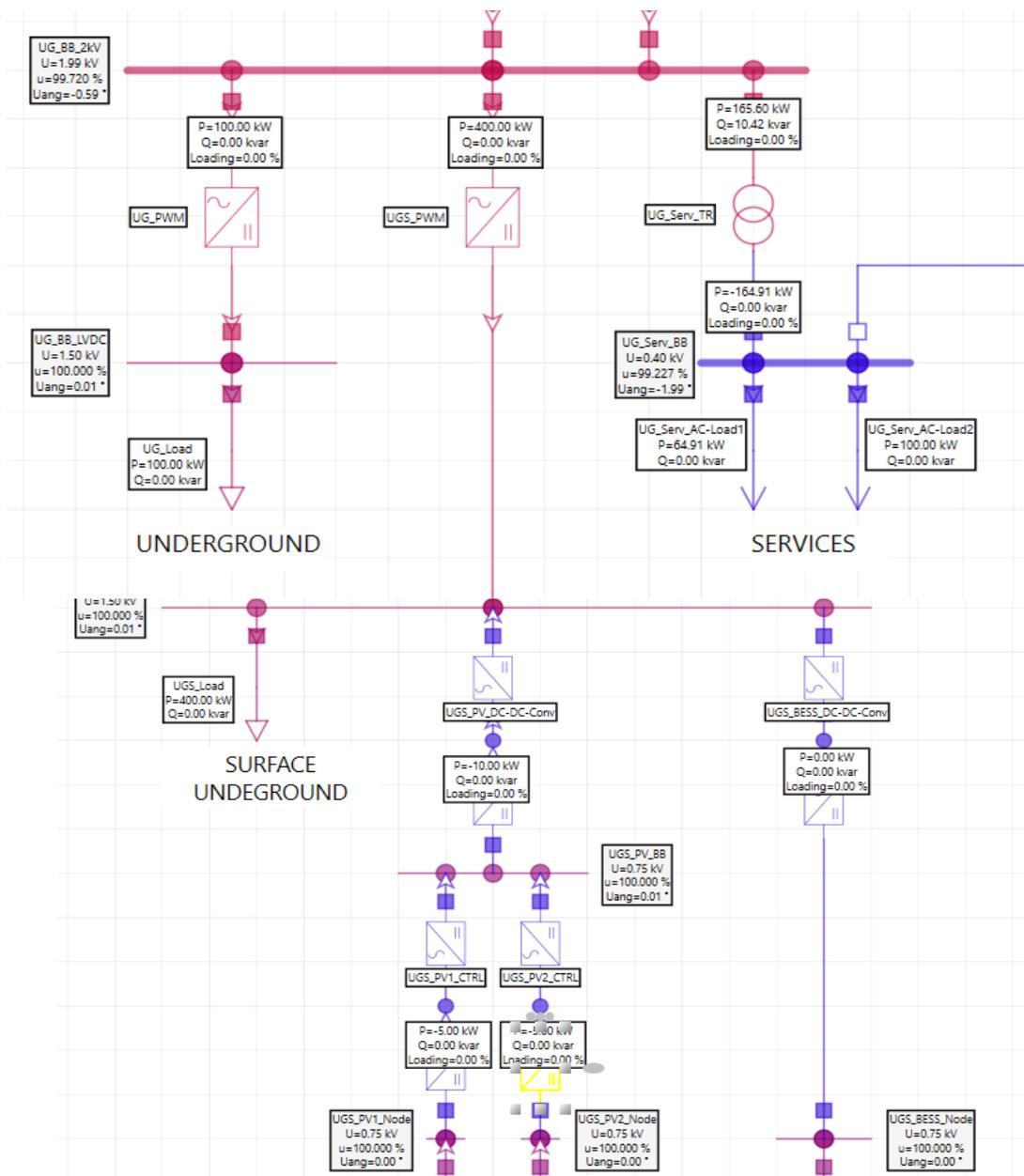


Figura 15. Analisi in pre-guasto della sezione *Underground*.

Analisi di load flow in condizioni di emergenza

Nelle condizioni di emergenza valide per l'intervallo di guasto simulato precedentemente si presentano i seguenti valori (Tabella 5).

Tabella 5. Valori del carico assorbito, generazione fotovoltaico e storage.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Carico assorbito - rete Metropolitana [kW]	Generazione PV [kW]	Storage [kW]	CC:CaricoControllabile [kW]	% CC	PV+STORAGE-CC [kW]	METRO [kW]
18:00	186,04	10,31	175,73	0,00	0,00	186,04	186,04

In ambiente Neplan è necessario quindi verificare le seguenti condizioni:

- la linea a 20 kV che alimenta la sezione *underground* è sezionata;
- la linea di *back-up* che collega la sezione *underground* con la sezione EVH è chiusa in emergenza;
- lo *storage* immette potenza in rete;
- i generatori immettono 10 kW;
- i servizi di superficie non sono alimentati (si è verificato che la linea di *back-up* non è in grado di portare una potenza sufficientemente elevata).

Si ottengono i seguenti risultati (Figura 16)

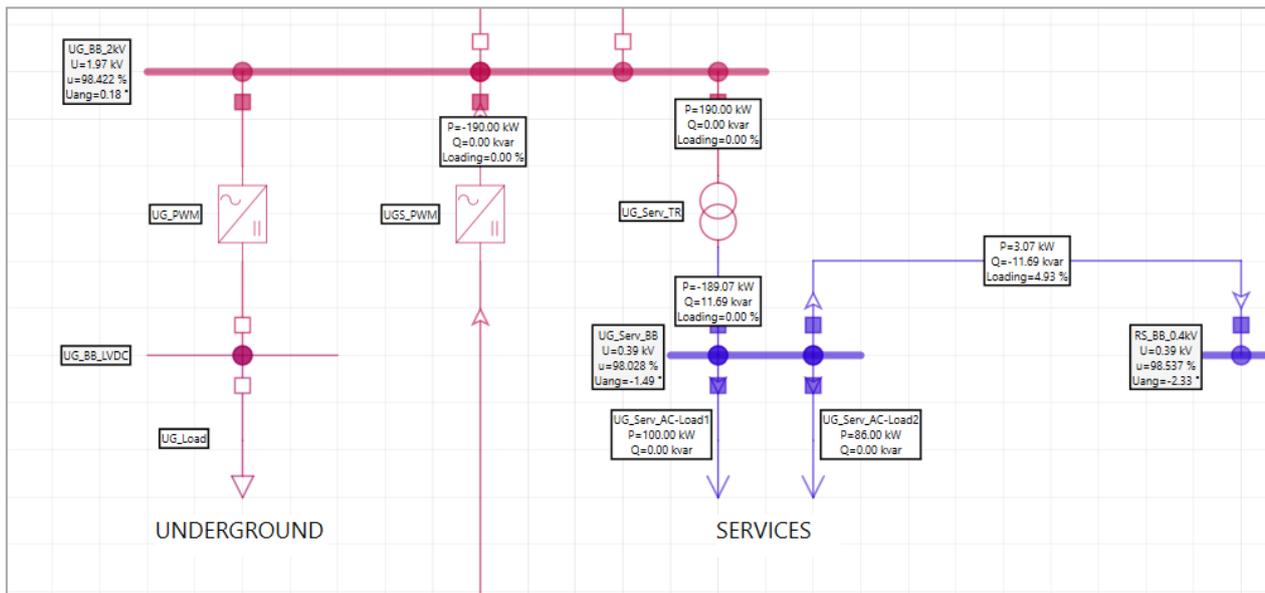


Figura 16. Risultati dell'analisi di load flow con linea di back-up chiusa.

Il distacco dei carichi non essenziali permette di mantenere i livelli di tensione in AC entro i limiti stabiliti, in particolare:

- le tensioni dei nodi sono superiori al 90 % e inferiori al 110 % della tensione di riferimento (2 kV);
- la linea di *back-up* non si sovraccarica.

In questo caso, in presenza di *storage*, i limiti sono pienamente rispettati senza necessità di regolazione di potenza reattiva da parte dei convertitori della microrete.

Il problema nasce quando lo *storage* non è più in grado di immettere potenza attiva in rete. In questo caso il profilo delle tensioni scende notevolmente.

Come si può notare in

Figura 17 la tensione scende sotto il 30 % dal valore di riferimento e la linea di *back-up* è in sovraccarico.

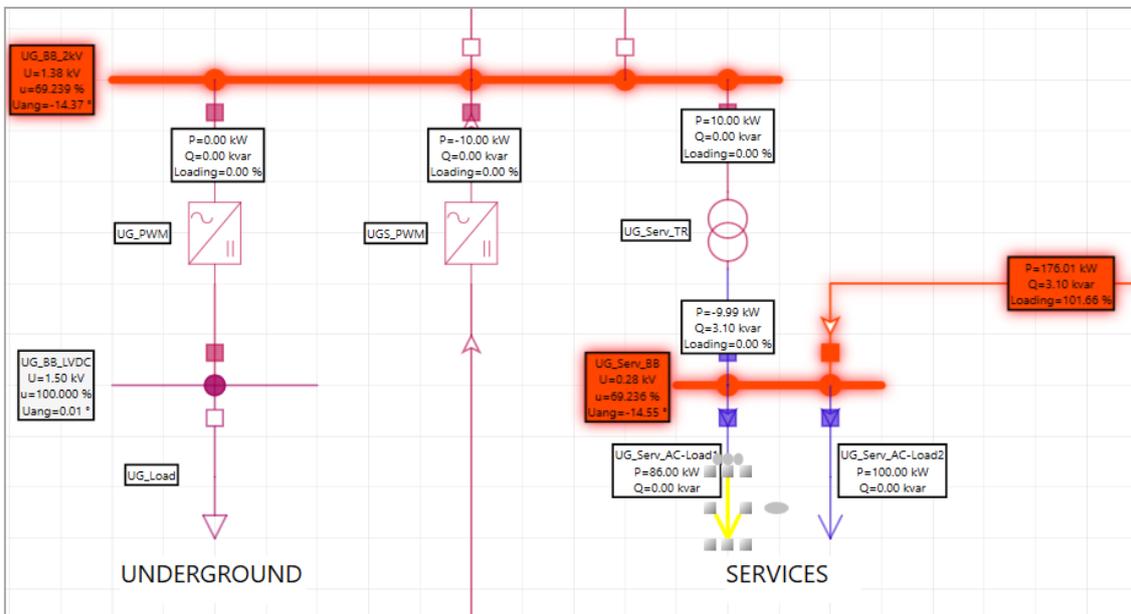


Figura 17. Risultati dell'analisi di load flow con linea di *back-up* chiusa e *storage* assente.

Si dovrebbe regolare la potenza reattiva del convertitore UGS_PWM; tuttavia, il limite della potenza immessa dal fotovoltaico non permette di effettuare questa regolazione, per cui l'unica soluzione potrebbe essere il distacco di ulteriori 100 kW e un'erogazione di 10 kVAR da parte del convertitore in modo che la tensione lato AC sia appena al di sopra del limite minimo del 90% della tensione nominale (Figura 18).

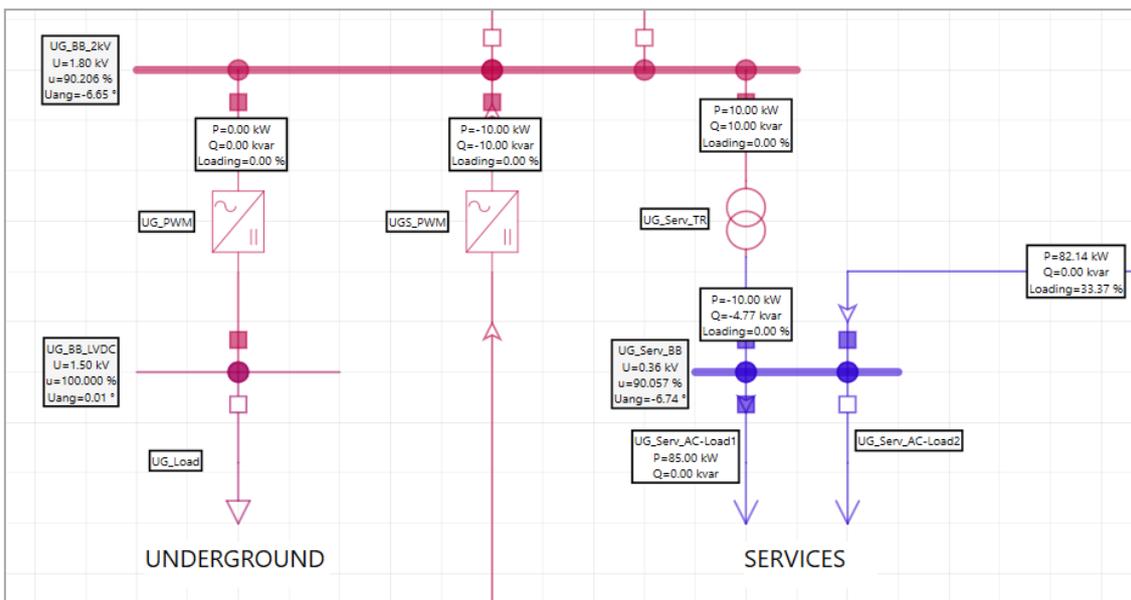


Figura 18. Risultati *load flow* con linea di *back-up* chiusa, distacco di ulteriore carico e regolazione di reattivo.

Come si vede dai risultati, la linea di *back-up* non si sovraccarica e i livelli di tensione sono entro il *range* stabilito di variabilità. Il problema non si pone in tutti i casi in cui il SOC dello *storage* ha valore superiore a quello simulato. Inoltre, in simulazione il guasto si presenta alle ore 18:00, con una produzione fotovoltaica di 10 kW, in orari ottimali la generazione da rinnovabile può arrivare a 100 kW. Nella

Figura 19 si può notare cosa avviene con la produzione di 100 kW da fotovoltaico (ore 12:15 del mese di maggio) e *storage* assente.

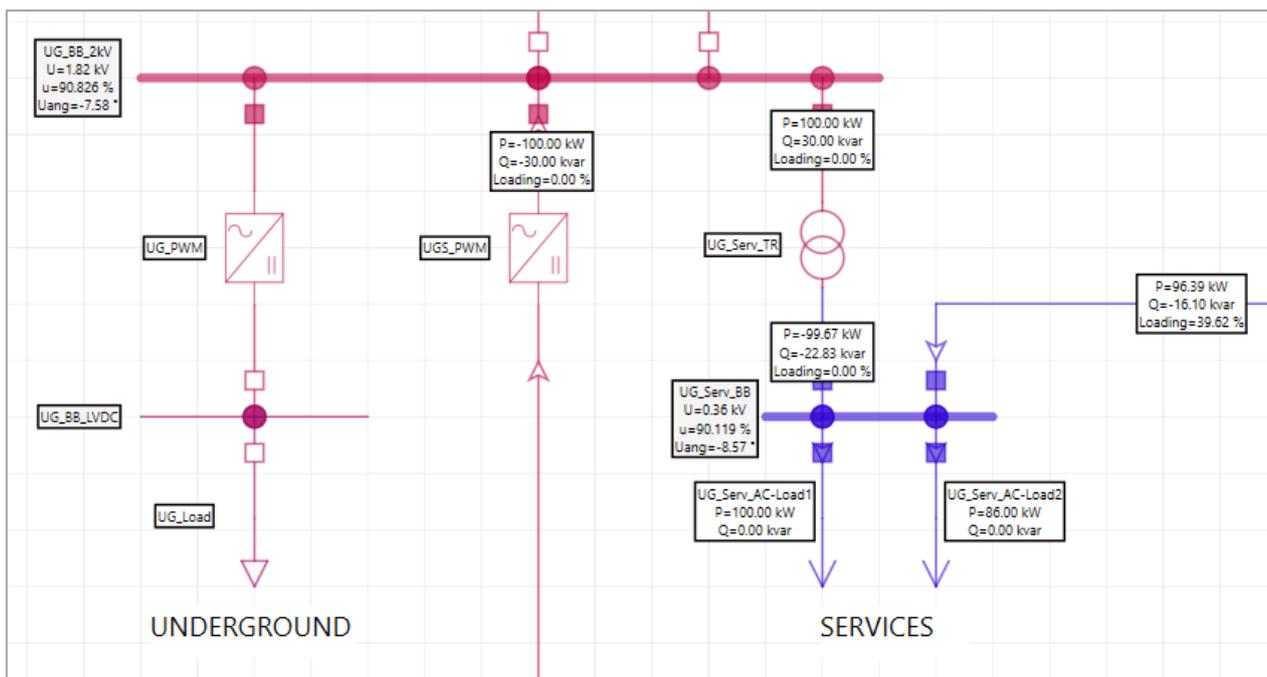


Figura 19. Risultati dell'analisi di load flow in assenza di storage ma con funzionamento ottimale di fotovoltaico e regolazione di potenza reattiva.

In questo caso non è stato necessario ridurre il carico di ulteriori 100 kW. La potenza reattiva fornita dal convertitore è 30 kVAR, la linea di *back-up* non è in sovraccarico e le tensioni dei nodi rispettano il *range* di emergenza (tensione minima pari al 90,83 % della tensione nominale).

Analisi di load flow nel funzionamento in isola

La rete potrebbe, per svariati motivi, ricondursi a un funzionamento in *islanding*; un esempio potrebbe essere un sovraccarico della linea di *back-up* oppure una caduta di tensione eccessiva su di essa. In quest'ultimo caso i convertitori attivano i servizi di regolazione di tensione, riportando la rete al corretto funzionamento, ma in caso di fallimento del tentativo la rete può riconfigurarsi in isola (Figura 20).

Nelle condizioni previste in Tabella 5, con un'erogazione di 7 kVAR da parte del convertitore si riesce a mantenere un profilo ottimale di tensione nella rete AC senza distaccare ulteriore carico.

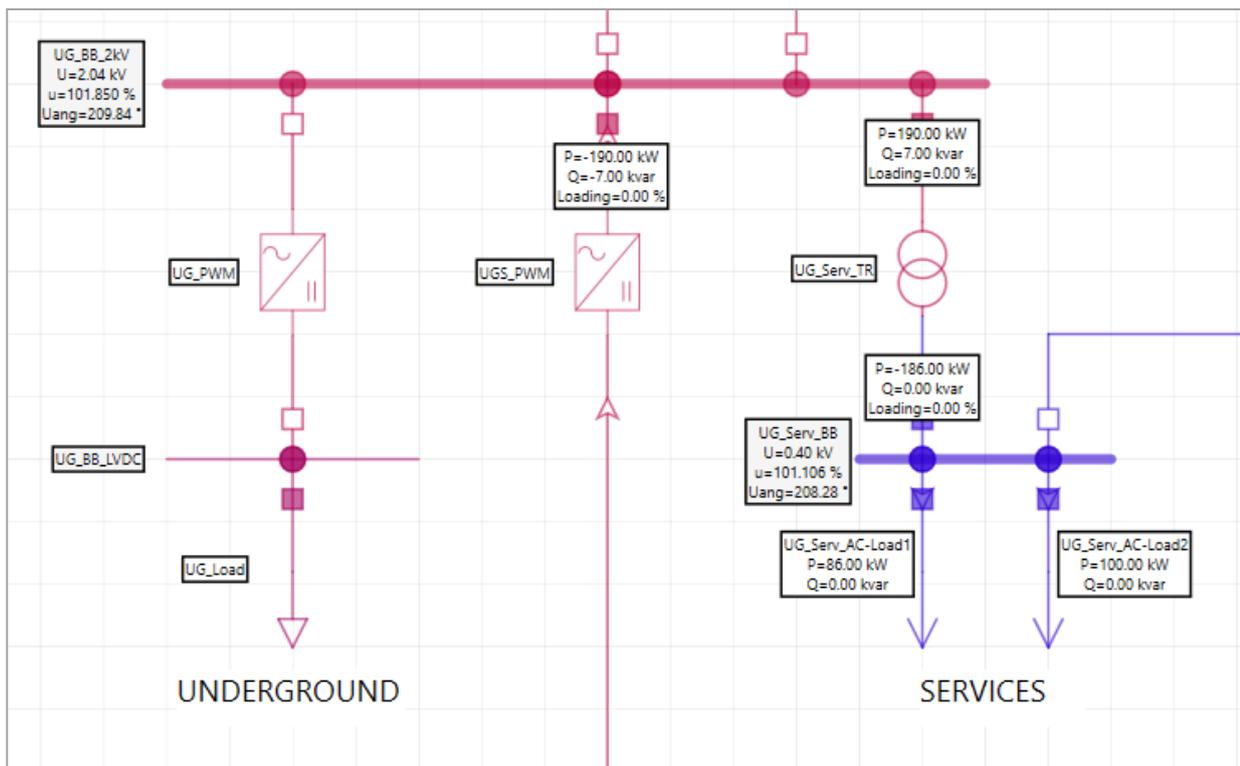


Figura 20. Caso in isola con bilancio energetico e regolazione di potenza reattiva.

4.2.2 Analisi di load flow – Stato CA1-2020 simulazione 2

Si fa riferimento alla Tabella 6 e alla Figura 21.

Come è possibile notare, in questo caso il carico è nettamente maggiore della produzione fotovoltaica che risulta pressoché nulla in quanto il guasto si verifica alle 06:45; anche lo storage non dà contributo.

In questo caso non si ripete l’analisi in pre-guasto perché le condizioni di funzionamento della rete sono molto simili a quelle del caso precedente (il carico è anche inferiore al precedente), né ha senso condurre l’analisi della rete in isola in quanto non sono presenti risorse distribuite in grado di supportarne il funzionamento.

Viene, pertanto, analizzato il solo funzionamento in emergenza con la linea di back-up chiusa.

Tabella 6. Descrizione dei carichi e generatori del sistema underground durante il guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Metropolitana [kW]	Generazione PV [kW]	Storage [kW]	CC:CaricoControllabile [kW]	% CC	PV+STORAGE-CC [kW]	METRO [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO [kW]
06:45	164,91	0,00	0,00	-164,91	100,00	164,91	164,91	0,00
07:00	164,91	1,09	0,00	-163,82	99,34	164,91	164,91	0,00
07:15	164,91	1,09	0,00	-163,82	99,34	164,91	164,91	0,00
07:30	164,91	1,45	0,00	-163,46	99,12	164,91	164,91	0,00

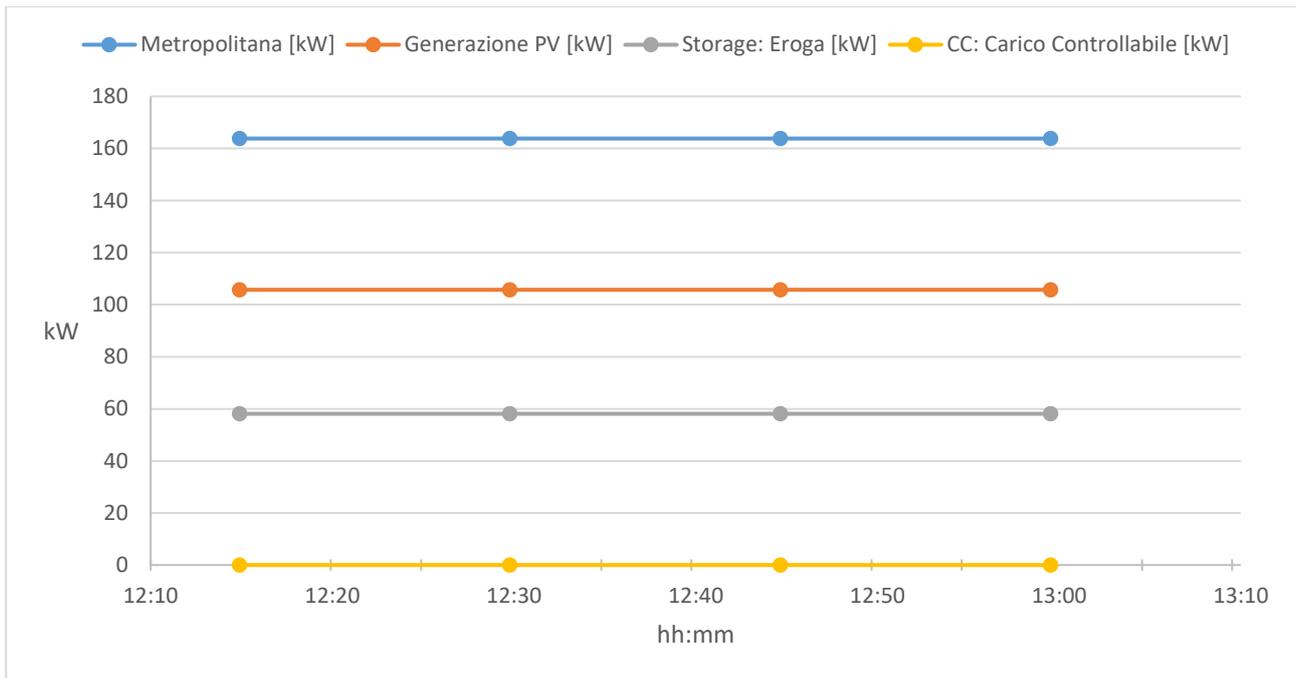


Figura 21. Andamento del carico e della generazione.

Analisi di load flow in condizioni di emergenza

Le condizioni di lavoro sono le seguenti:

- la linea a 20 kV che alimenta la sezione *underground* è sezionata;
- la linea di *back-up* che collega la sezione *underground* con la sezione EVH è chiusa in emergenza;
- lo *storage* non immette potenza in rete;
- i servizi di superficie non sono alimentati.

L'analisi di *load flow* fornisce i risultati in Figura 22.

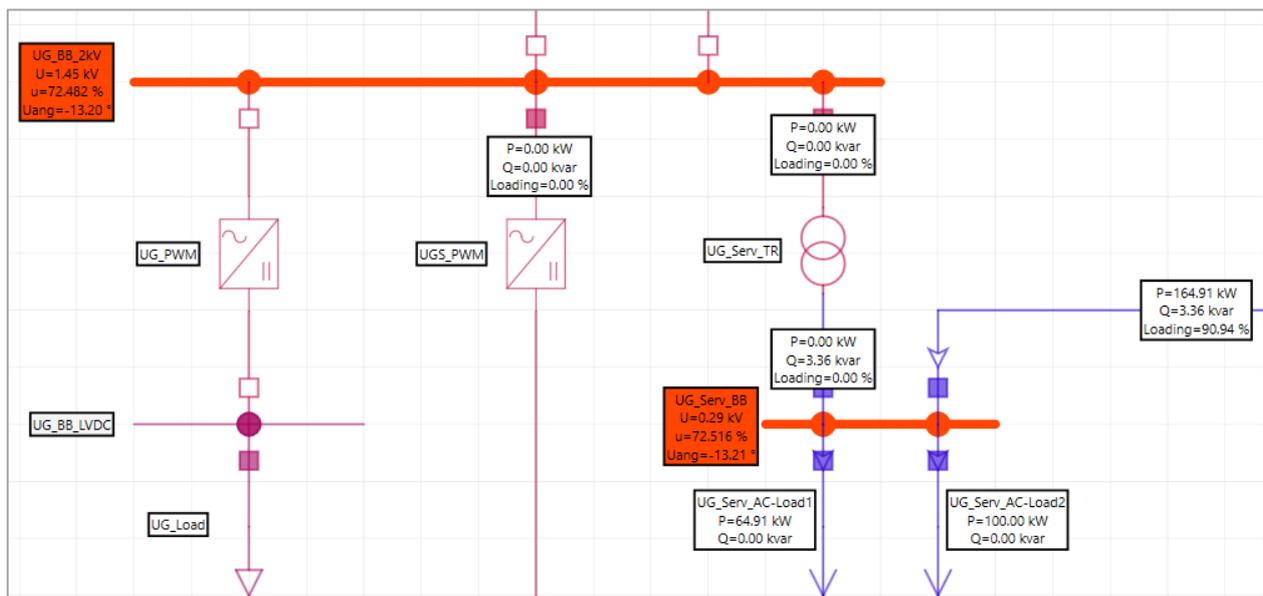


Figura 22. load flow in emergenza CA1-2020, simulazione 2.

La linea di *back-up* è ai limiti del funzionamento ordinario e la tensione ai nodi non rispetta i requisiti stabiliti per la modalità in emergenza in quanto si ha una caduta di tensione di circa il 28%.

Il funzionamento in emergenza con linee di *back-up* non è quindi consentito a meno che non si distacchino dei carichi essenziali.

4.2.3 Analisi di *load flow* – Stato CA1-2040 simulazione 1

Si fa riferimento alla simulazione 1 con i dati riportati nella Tabella 7.

Tabella 7. Descrizione del guasto simulato e dei dati dello *storage*.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	DATI STORAGE			
m	Corrispondente	Istante	Ora			TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
11	novembre	93	23:15	45 min	00:00	250	54%	00:43	00:52

Come descritto in [1], attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 8 sono riportati i dati relativi al carico, alla generazione e allo *storage* durante l'intervallo di guasto.

Tabella 8. Descrizione dei carichi e dei generatori durante il guasto

Intervallo di guasto [hh:mm]	Metropolitana [kW]	Generazione PV [kW]	Storage [kW]	CC:CaricoControllabile [kW]	% CC	PV+STORAGE-CC [kW]	METRO [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO [kW]
23:15	183,72	0,00	183,72	0,00	0,00	183,72	183,72	0,00
23:30	183,72	0,00	183,72	0,00	0,00	183,72	183,72	0,00
23:45	183,72	0,00	183,72	0,00	0,00	183,72	183,72	0,00
00:00	183,72	0,00	183,72	0,00	0,00	183,72	183,72	0,00

Nella Figura 23 vengono mostrati i diagrammi con gli andamenti dei vari profili di interesse durante l'intervallo di guasto.

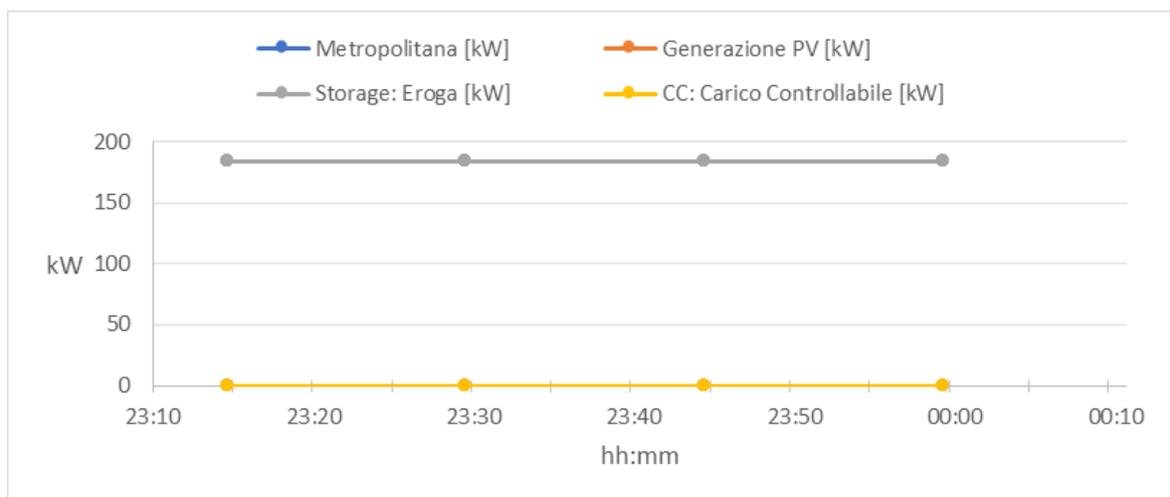


Figura 23. Andamento del carico e della generazione.

Come è possibile notare, il guasto avviene alle 23:15, pertanto la produzione fotovoltaica è nulla per l'intera durata del guasto. È dunque necessario l'intervento dello *storage* che presenta un SOC pari al 54% a cui corrisponde un tempo di scarica di 52 minuti alla sua potenza nominale. Di seguito vengono analizzate soltanto le condizioni di funzionamento in emergenza con linea di *back-up* chiusa ed in isola in quanto la condizione pre-guasto è molto simile a quella analizzata nel caso CA1-2020 simulazione 1.

Analisi di load flow in condizioni di emergenza

Valutando in ambiente Neplan il caso in cui si passa alla modalità di emergenza, si ritrovano le seguenti condizioni:

- la linea a 20 kV che alimenta la sezione *underground* è sezionata;
- la linea di back up che collega la sezione *underground* con la sezione EVH è chiusa in emergenza;
- lo *storage* immette potenza in rete;
- i servizi di superficie non sono alimentati.

Si ottengono i risultati riportati in Figura 24.

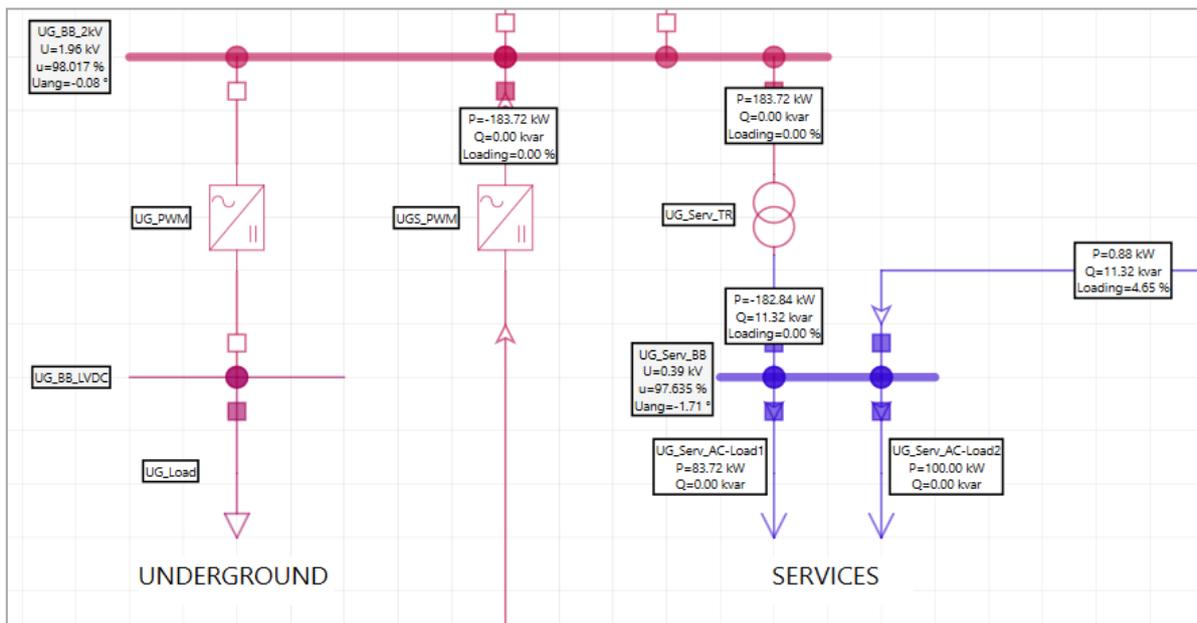


Figura 24. Scenario 2040, sezione *underground* in modalità emergenza.

Il distacco dei carichi essenziali e la chiusura della linea di *back-up* permettono di mantenere i livelli di tensione a valori ottimali (tensione minima lato AC 98,17% della tensione nominale) senza erogazione di potenza reattiva da parte dei convertitori della microrete. Tutta la potenza reattiva viene fornita attraverso la linea di *back-up*.

Se lo *storage* non riuscisse ad erogare la potenza richiesta dai carichi, si otterrebbe lo scenario in Figura 25. In tale situazione, la linea di *back-up* si sovraccarica e il profilo di tensione non può essere rispettato (tensione minima 66,47% della tensione nominale della rete AC), per cui anche in questo caso è necessario distaccare i carichi essenziali e quindi il funzionamento della rete è compromesso.

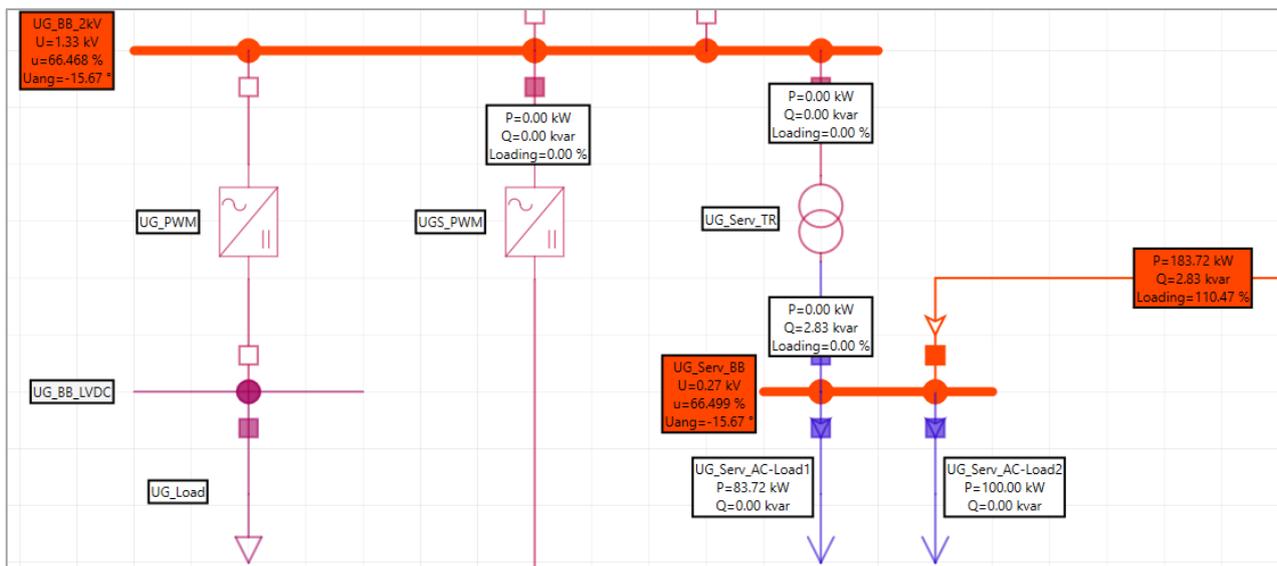


Figura 25. Scenario 2040, assenza di storage nella sezione underground.

Analisi di load flow in condizioni di islanding

Nel caso in cui lo storage riesca a mantenere il bilancio energetico e per qualsiasi ragione il tentativo di chiusura della linea di back-up fallisca, si può passare al funzionamento in isola; volendo valutare il funzionamento in questa condizione si ottengono i risultati riportati in Figura 26.

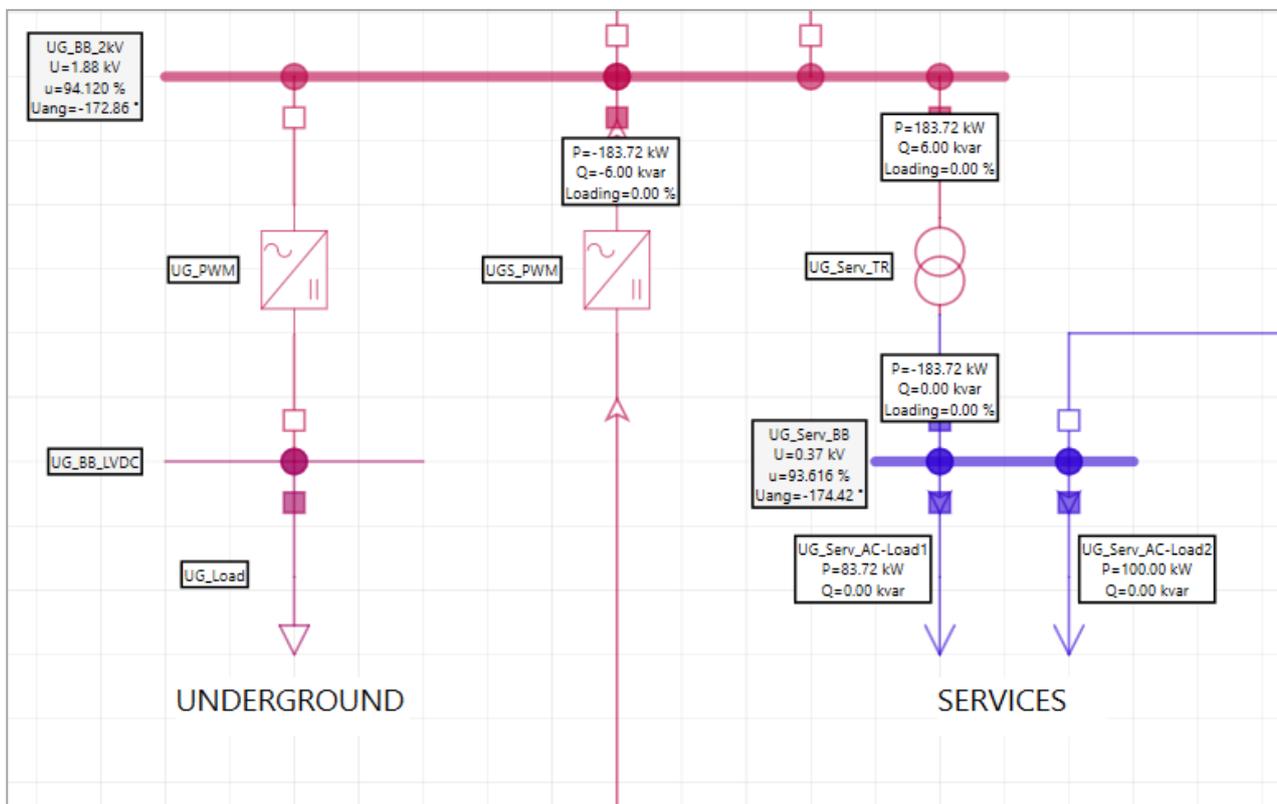


Figura 26. Sezione Underground scenario 2040, funzionamento in isola.

Il convertitore UGS_PWM deve erogare una potenza reattiva di 6 kVAR per permettere il funzionamento della rete nei limiti di tensione consentiti.

4.3 Analisi di load flow sezione EVh

In questa sezione vengono esaminati alcuni casi studio appartenenti agli scenari energetici CA2-2020 e CA2-2040DEC. Per ciascuno scenario si esaminerà un caso dove, al manifestarsi del guasto, si ha il funzionamento in isola della rete e il caso in cui invece la rete non riesce a mantenere tale funzionamento.

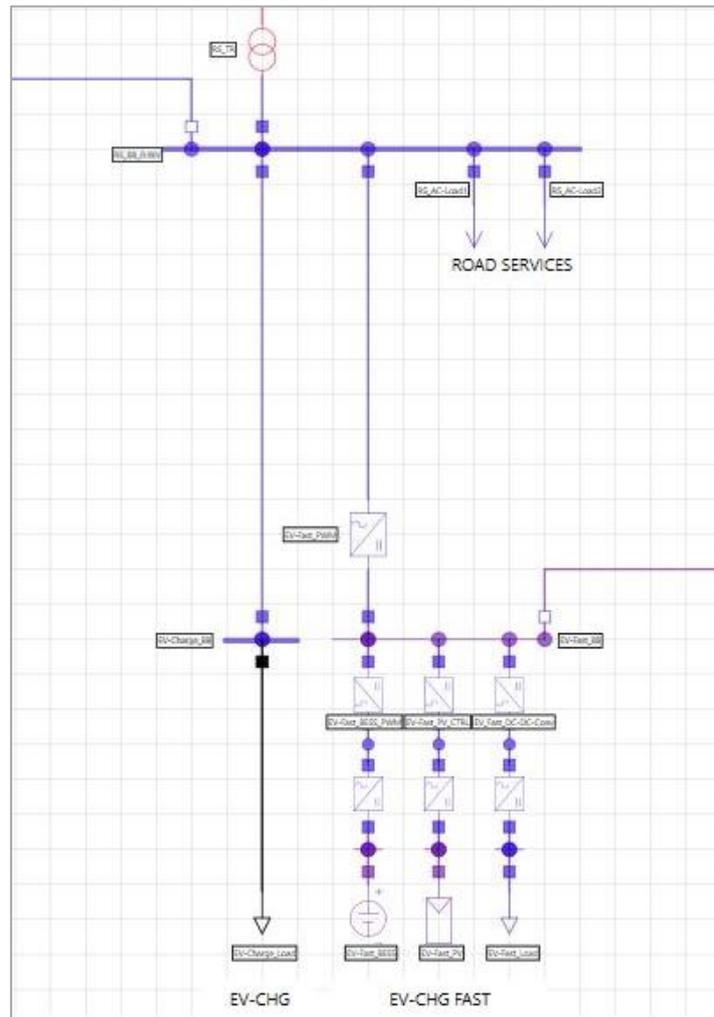


Figura 27. Sezione EVh

In questo caso, nel funzionamento in isola e in emergenza si dà la precedenza all'alimentazione dei servizi stradali (illuminazione stradale, illuminazione parcheggio, videosorveglianza, segnaletica luminosa e sistemi di telecomunicazione) e poi alla ricarica delle auto elettriche parcheggiate.

Pertanto, l'impianto fotovoltaico e i sistemi di accumulo fissi vengono utilizzati per alimentare prima i servizi stradali e poi le auto in sosta. Inoltre, in questo modo si evita il taglio della produzione fotovoltaica che non può essere immessa in rete.

4.3.1 Analisi di load flow Stato CA2-2020 Simulazione 1

Si fa riferimento alla Simulazione 1 dello Stato CA2-2020. Nelle tabelle di seguito riportate vengono mostrati i dati caratterizzanti la rete in esame. Come mostrato in Figura 28, la sezione EV della *City Area Network* va in isola al verificarsi del guasto. La generazione fotovoltaica è tale da non essere in grado di mantenere in isola la zona parcheggio, a tal fine i sistemi di controllo intervengono secondo le logiche previste, ovvero staccando le utenze ritenute non essenziali, quali: la guardiola custode; gli EV a ricarica lenti; gli EV a ricarica veloce.

Tabella 9. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
4	Autunno	9	Settembre	73	18:15	45 min	19:00	1	2

Tabella 10. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	tcarica [hh:mm]	tscarica [hh:mm]
EV1	23	2:40	0:31

Tabella 11. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	tcarica [hh:mm]
EV1	67	3:04
EV2	12	10:24

Tabella 12. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	tcarica [h]	tscarica [h]
25	32	1:09	0:26

Tabella 13. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo Diguasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	PV-LOAD [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
18:15	1,60	1,40	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-1,40	1,40	0,00
18:30	1,43	1,57	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-1,57	1,57	0,00
18:45	1,17	0,00	1,83	0,00	1,83	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-1,83	1,83	0,00
19:00	0,94	0,00	2,06	0,00	2,06	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-2,06	2,06	0,00

Lo storage interviene erogando l'energia necessaria a mantenere in isola la rete per circa 26 minuti prima della sua completa scarica. Scaricatosi lo storage, le azioni di controllo riconnettono in rete gli EV a ricarica veloce in modalità V2G per riequilibrare la rete.

In questo caso, dato che sono presenti due linee di back-up, saranno analizzate due diverse condizioni di funzionamento in emergenza chiudendo di volta in volta una delle due linee.

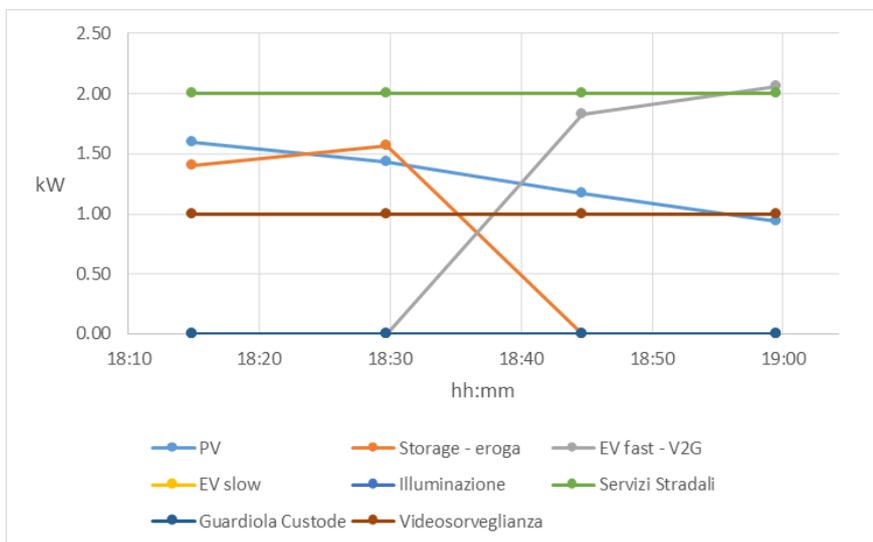


Figura 28. Andamento del carico e della generazione.

Analisi di load flow in condizioni di pre-guasto

In ambiente Neplan si parte da una Simulazione di *load flow* in condizioni di funzionamento ordinarie. La sezione di rete che alimenta l'area parcheggio presenta le seguenti caratteristiche:

- la linea di *back-up* che collega la sezione EVs con la sezione *Underground* è aperta;
- la linea di *back-up* che collega la sezione EVs con la sezione *Residential* è aperta;
- lo *storage* è in fase di carica ($P_{ass.} = 25$ kW);
- il campo fotovoltaico sta producendo ($P_{gen.} = 1,60$ kW);
- nell'area parcheggio vi sono 2 EVs a ricarica lenta in stato di carica ($P_{ass.} = 6$ kW);
- nell'area parcheggio vi è 1 EV a ricarica veloce in stato di carica ($P_{ass.} = 10$ kW);
- si stanno alimentando i servizi di superficie, ovvero: guardiola custode, videosorveglianza e servizi stradali ($S_{ass.} = 4$ KVA – $\cos\varphi = 0,95$);

La Figura 29 di seguito mostra i risultati dell'analisi di *load flow* della rete oggetto di studio. Esaminando i risultati si verifica che le tensioni ai nodi presentano un andamento ottimale, discostandosi di poco dalla tensione di riferimento (99,78% della tensione nominale lato AC).

Analisi di load flow in condizioni di emergenza

Nel presente paragrafo si vuole eseguire un'analisi di *load flow* facendo l'ipotesi che al verificarsi del guasto lo *storage* sia scarico e, affinché la rete mantenga il funzionamento in isola, la domanda di energia venga soddisfatta chiudendo le linee di *back-up* che collegano la sezione EVh con il resto della *City Area Network*.

Nelle figure di seguito riportate si vuole indicare con:

- L1 – la linea di *back-up* che collega la sezione EVh con la sezione *Underground*;
- L2 – la linea di *back-up* che collega la sezione EVh con la sezione *Residential*.

Linea L1 chiusa – Linea L2 aperta

La Figura 30 mostra i risultati dell'analisi di *load flow* condotta nell'ipotesi in cui la linea L1 venga chiusa. La rete presenta le seguenti caratteristiche:

- potenza totale richiesta dai servizi di superficie pari a 3 kVA ($\cos\varphi = 0,95$);
- potenza prodotta dal campo fotovoltaico pari a 1,6 kW;
- potenza fornita/assorbita dallo *storage* nulla.

Come si evince dalla figura, la potenza generata da FER non riesce a soddisfare quella richiesta dai carichi e di conseguenza la differenza viene fornita dalla sezione *Underground* grazie al collegamento L1. Ciò comporta un profilo delle tensioni ai nodi accettabile in quanto rientrano nel range di sicurezza. Inoltre, la linea di *back-up* non risulta sovraccaricata.

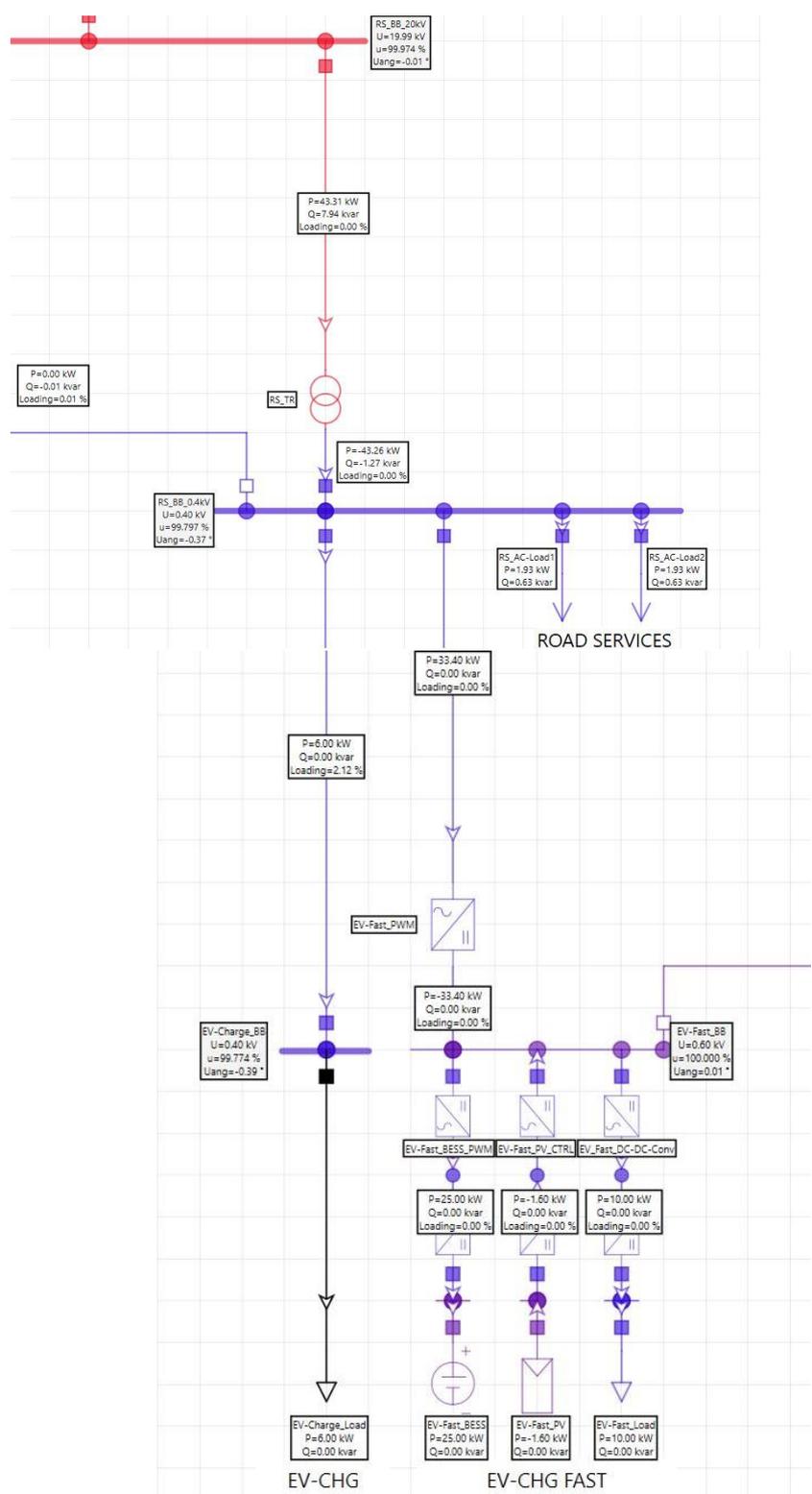


Figura 29. Stato CA2-2020 – Simulazione 1: Analisi di load flow –pre-guasto.

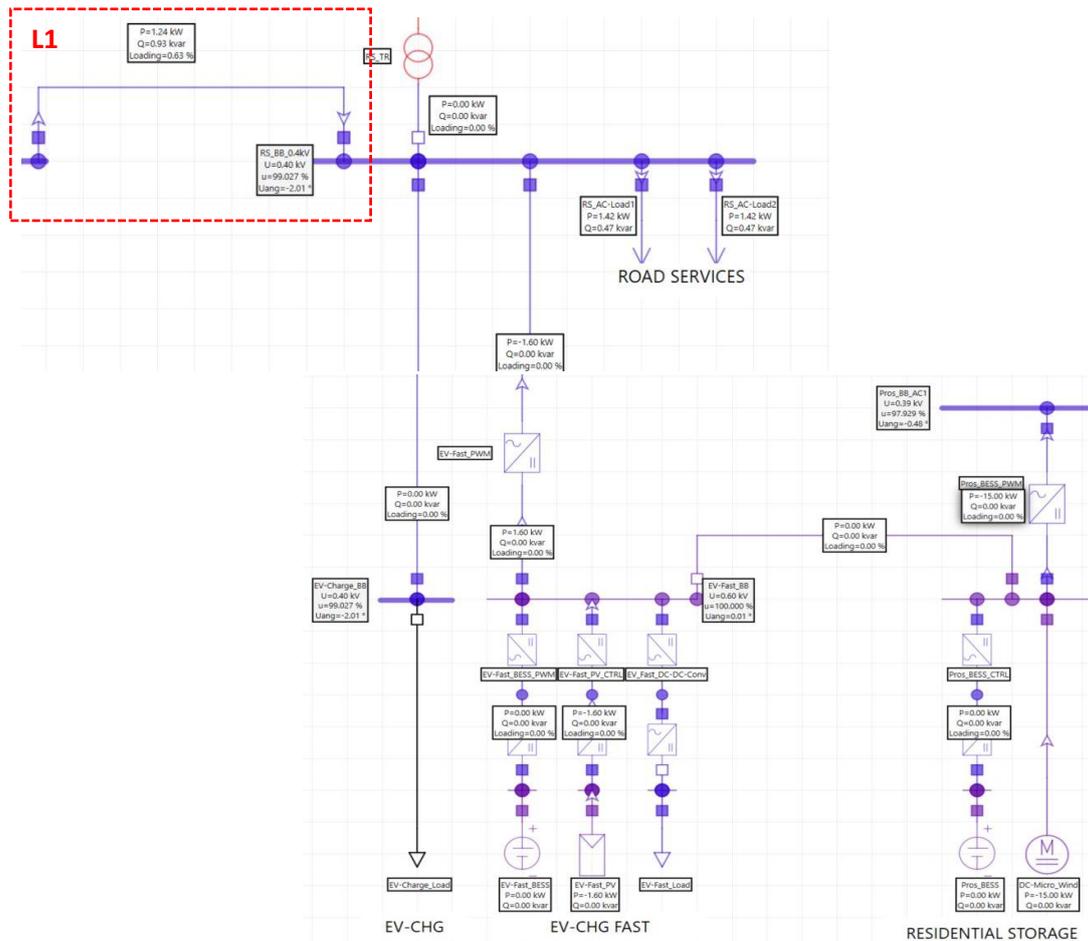


Figura 30. Stato CA2-2020 – Simulazione 1: Analisi di load flow – guasto (ipotesi storage scarico – L1 chiusa).

Linea L2 chiusa – Linea L1 aperta.

La Figura 31 mostra i risultati dell'analisi di load flow condotta nell'ipotesi in cui la linea L2 venga chiusa. La rete presenta le stesse caratteristiche riportate nell'ipotesi precedente. La potenza generata da FER non riesce a soddisfare quella richiesta dai carichi e di conseguenza la differenza viene fornita dalla sezione *Residential* grazie al collegamento L2. In questo caso, rispetto all'ipotesi precedente, le tensioni ai nodi non rientrano nel *range* di sicurezza. Tale problema verrebbe risolto agendo sul convertitore "EV-fast_PWM" facendo immettere una potenza reattiva di circa 1,2 kVAR come mostrato in Figura 32. L'alternativa alla generazione di potenza reattiva è la chiusura contemporanea delle linee L1 e L2.

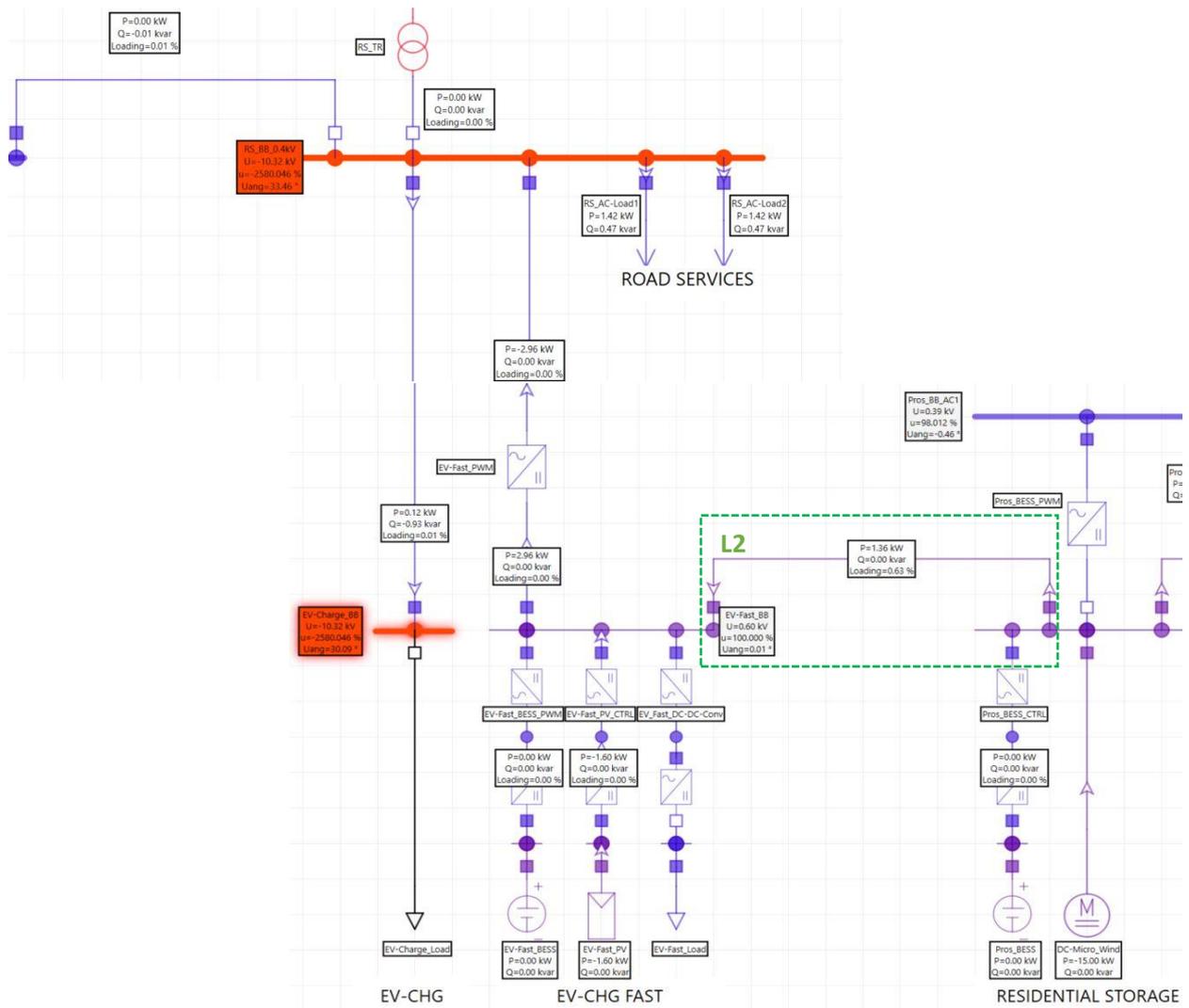


Figura 31. Stato CA2-2020 – Simulazione 1: Analisi di load flow – guasto (ipotesi storage scarico – L2 chiusa).

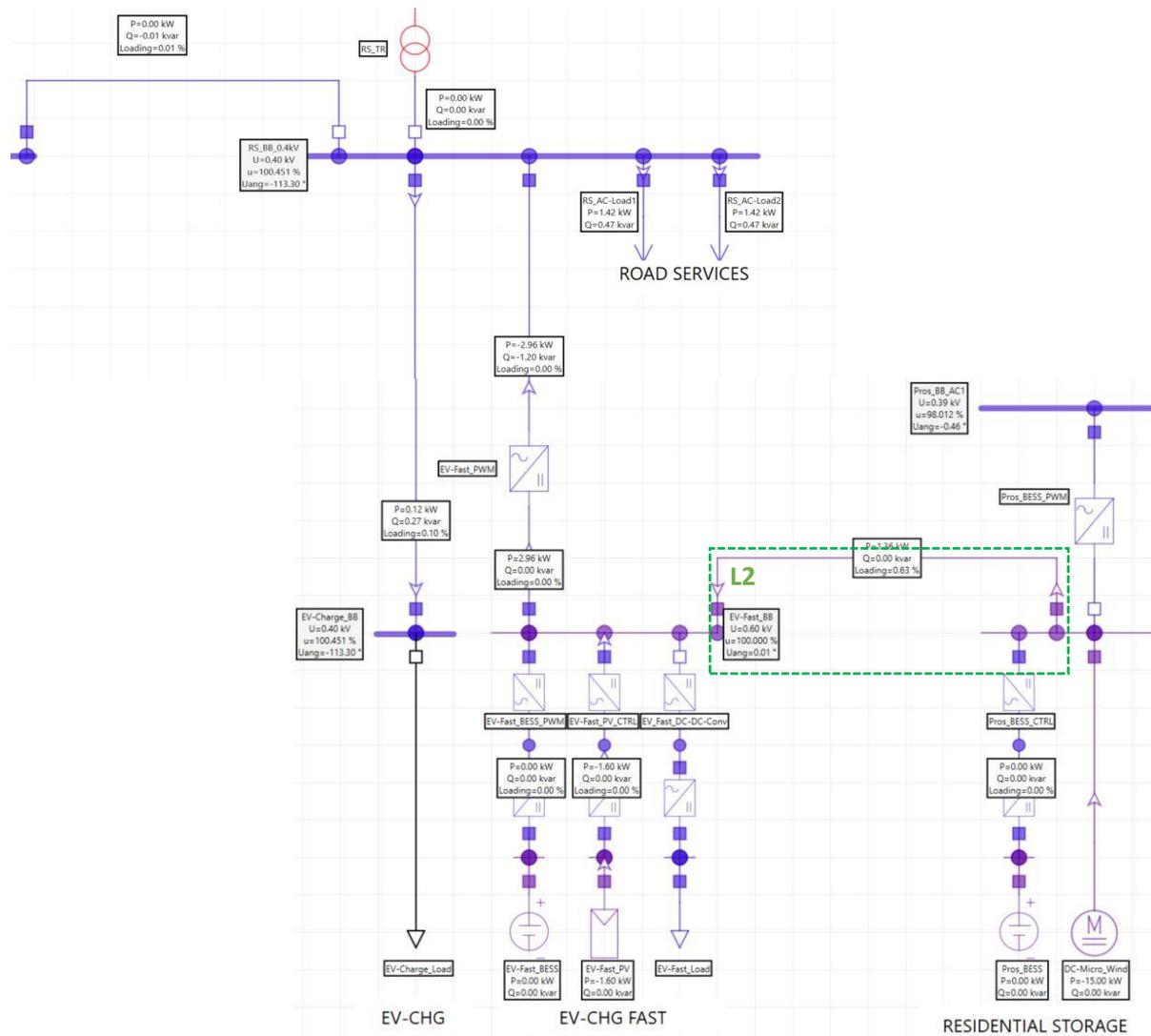


Figura 32. Stato CA2-2020 – Simulazione 1: Analisi di load flow – guasto (ipotesi storage scarico – L2 chiusa-immissione di potenza reattiva)

Analisi di load flow in condizioni di islanding

Si vuole adesso effettuare un'analisi di *load flow* nell'istante in cui si verifica la perdita della rete a 20 kV o per guasto dei trasformatori o per guasto nella rete a 20 kV.

Al verificarsi del guasto, ai fini di mantenere il funzionamento in isola, le logiche di controllo operano nel seguente modo:

- poiché lo *storage* presenta un SOC inferiore al 50%:
 - si distaccano dalla rete i carichi ritenuti non essenziali, ovvero la guardiola custode. A seguito di tale controllo, la potenza richiesta dai servizi di superficie si riduce da 4 kVA a 3 kVA ($\cos\phi = 0,95$);
 - si distaccano dalla rete gli EV a ricarica lenta e EV a ricarica veloce (quest'ultimi sono ritenuti risorse flessibili e quindi verranno sfruttati laddove si venisse a perdere l'equilibrio tra consumi e potenza disponibile).
- lo *storage*, che presenta un SOC del 32%, è in fase di scarica. Esso fornirà una potenza pari alla differenza tra quella prodotta dal parco fotovoltaico e quella richiesta dai carichi ($P_{erog.} = 1,40$ kW);

I risultati dell'analisi, visibili in Figura 33, mostrano una variazione del profilo delle tensioni ai nodi rispetto alla condizione di pre-guasto. In particolare, le tensioni subiscono una variazione assolutamente inaccettabile

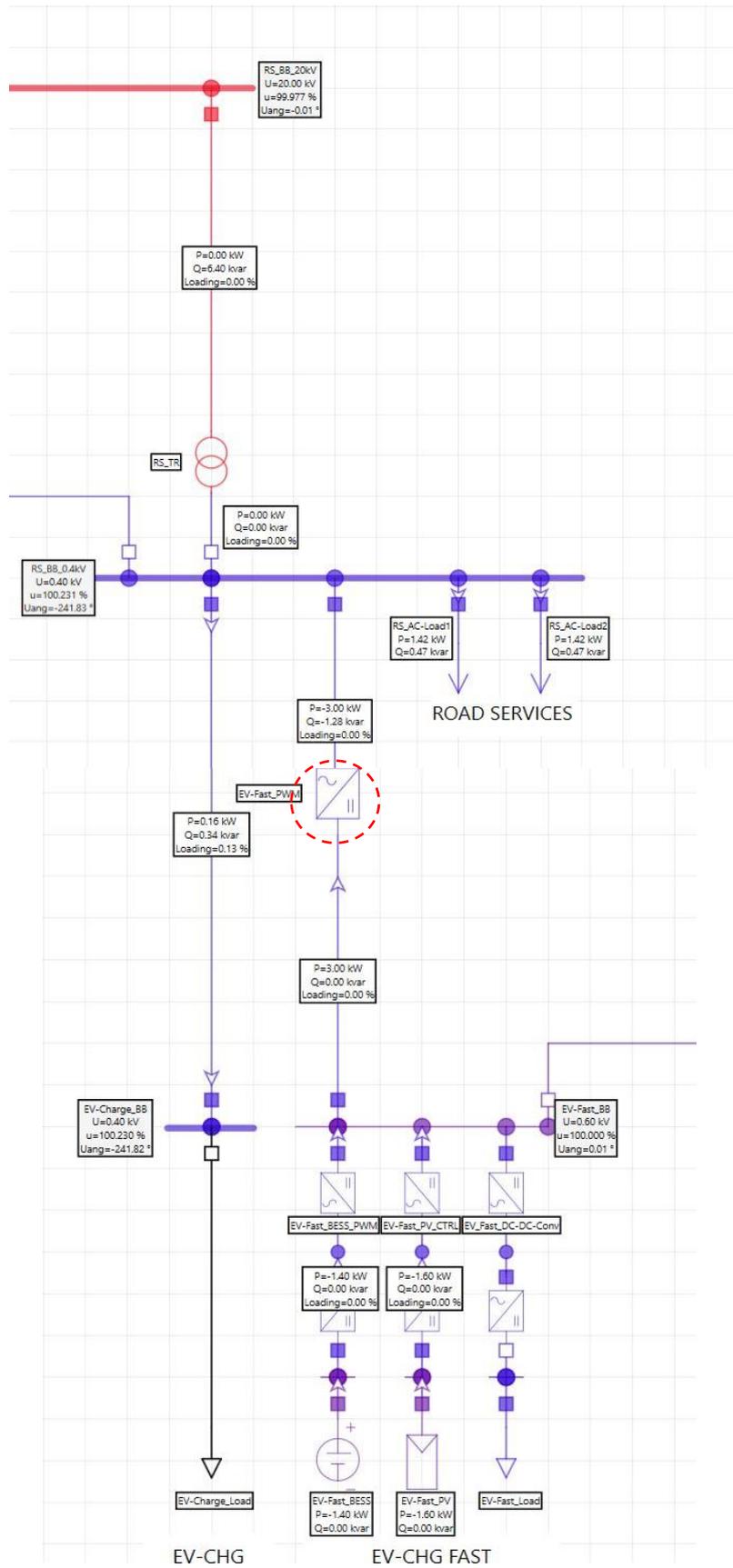


Figura 34. Stato CA2-2020 – Simulazione 1: Analisi di load flow – guasto (immissione di potenza reattiva).

4.3.2 Analisi di load flow Scenario CA2-2020 Simulazione 2

Si fa riferimento alla Simulazione 2 dello Stato CA2-2020. Nelle tabelle di seguito riportate vengono mostrati i dati caratterizzanti la rete in esame.

Tabella 14. Dati da estrazione casuale

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
1	Inverno	12	Dicembre	28	07:00	45 min	07:45	0	2

Tabella 15. Numero di EVs lenti connessi e relative specifiche di carica

n.	SOC [%]	tcarica [hh:mm]
EV1	40	6:40
EV2	55	4:40

Tabella 16. Dati storage

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	tcarica [h]	tscarica [h]
25	16	1:28	0:07

Tabella 17. Dati riferiti all'intervallo di guasto

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	PV-LOAD [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
7:00	0,20	17,80	0,00	0,00	0,00	10,00	7,00	0,00	1,00	18,00	-17,8	17,80	0,00
7:15	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	0,00	1,00	8,00	-7,80	0,00	-7,80
7:30	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	0,00	1,00	8,00	-7,66	0,00	-7,66
7:45	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	0,00	1,00	8,00	-7,43	0,00	-7,43

Nella seguente simulazione (Figura 35), al verificarsi del guasto, la sezione EVH non riesce a mantenere il funzionamento in isola. Infatti, nonostante il distacco della guardiola custode e degli EV lenti, il carico rimane maggiore della generazione (vedi Figura 35) nella maggior parte dell'intervallo, in quanto il guasto si è verificato alle 07:00 del mattino quando la produzione fotovoltaica è irrisoria. Non è possibile utilizzare la tecnologia V2G dal momento che non sono presenti EV a ricarica veloce collegati alla rete, inoltre lo storage presenta un SOC del 16% (Tabella 16) riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi solamente nei primi 7 minuti (Tabella 17).

In tale situazione non è possibile ipotizzare il funzionamento in isola, pertanto si analizza la rete soltanto in condizione di pre-guasto e in condizioni di emergenza con le linee L1 e L2 chiuse.

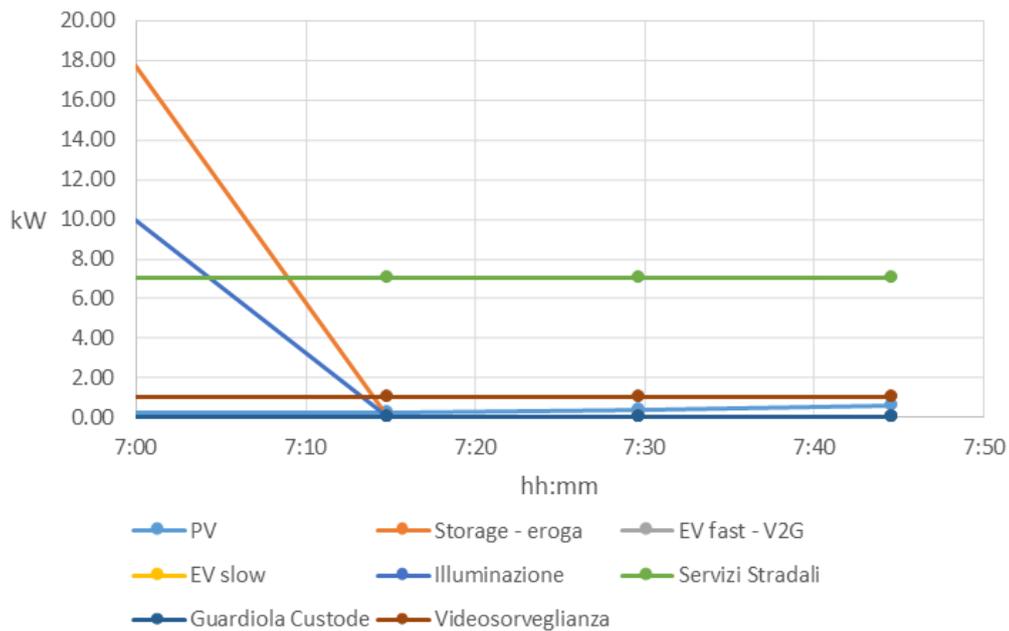


Figura 35. Andamento del carico e della generazione.

Analisi di load flow in condizioni di pre-guasto

In condizioni di funzionamento ordinarie, la sezione di rete che alimenta l'area parcheggio presenta le seguenti caratteristiche:

- la linea di *back-up* che collega la sezione EVs con la sezione *Underground* è aperta;
- la linea di *back-up* che collega la sezione EVs con la sezione *Residential* è aperta;
- lo *storage* è in fase di carica ($P_{ass.} = 25$ kW);
- il campo fotovoltaico sta producendo ($P_{gen.} = 0,2$ kW);
- nell'area parcheggio vi sono 2 EVs a ricarica lenta in stato di carica ($P_{ass.} = 6$ kW);
- si stanno alimentando i servizi di superficie, ovvero: guardiola custode, videosorveglianza e servizi stradali ($S_{ass.} = 19$ KVA – $\cos\phi = 0,95$);

Esaminando i risultati ottenuti dal calcolo di *load flow* e mostrati in Figura 36 si constata che le tensioni ai nodi presentano un andamento ottimale, discostandosi di poco dalla tensione di riferimento (valore minimo della tensione in AC pari al 99,98% della tensione nominale).

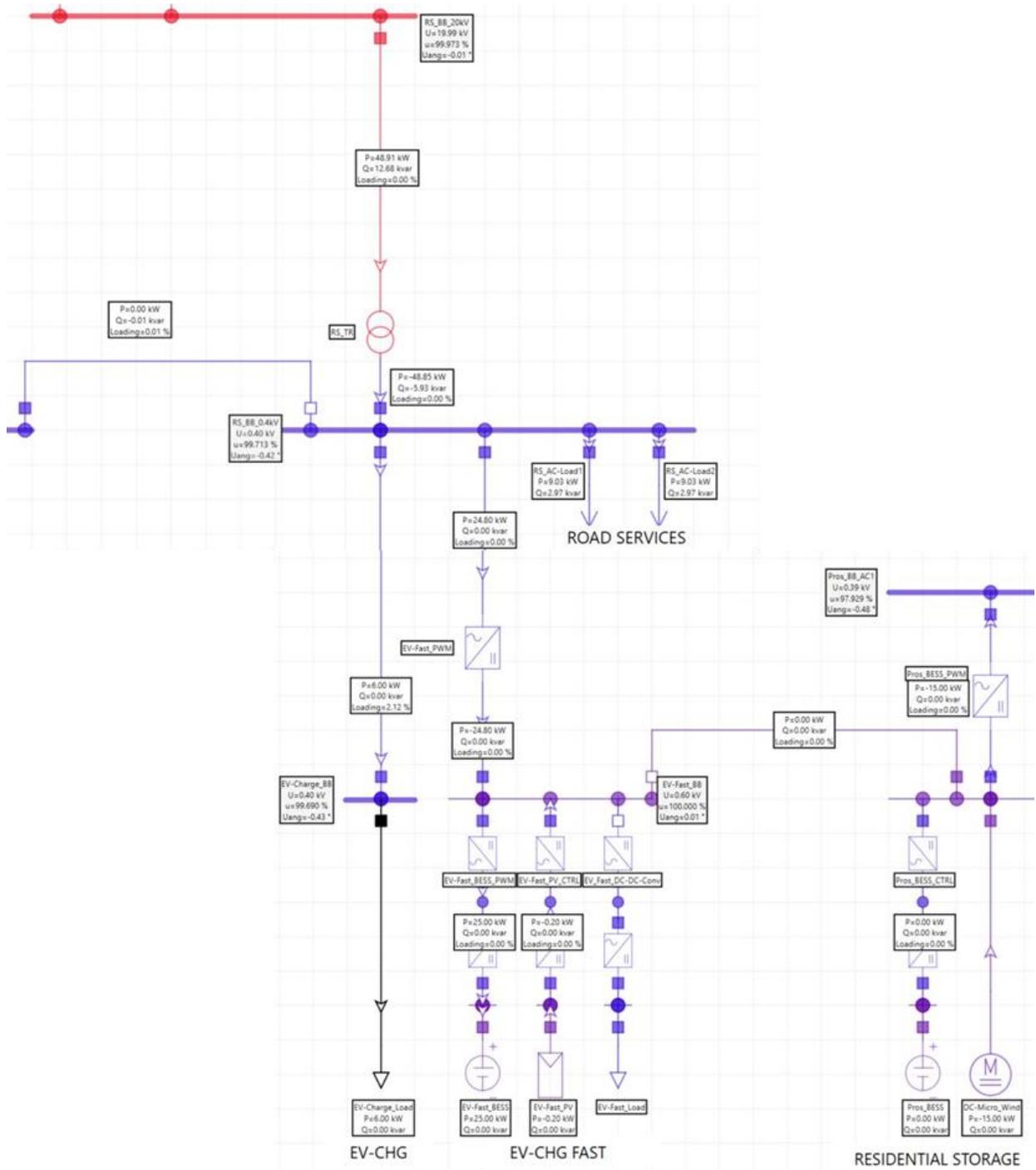


Figura 36. Stato CA2-2020 – Simulazione 2: Analisi di load flow – pre-guasto.

Analisi di load flow in condizioni di emergenza

Risulta interessante condurre un'analisi di *load flow* con linee di *back-up* chiuse trascorsi 15 minuti dal verificarsi del guasto, in quanto, analizzando i risultati riportati in Tabella 17, lo *storage* risulta totalmente scarico e il campo fotovoltaico non produce abbastanza energia per soddisfare la domanda dei carichi, quest'ultimi ridotti a seguito delle logiche di controllo attuate. Non è quindi possibile il funzionamento in isola della sezione EVH.

La rete che alimenta l'area parcheggio presenta nell'istante di guasto esaminato (07:15) le seguenti caratteristiche:

- il campo fotovoltaico sta producendo ($P_{gen.} = 0,2 \text{ kW}$);
- si stanno alimentando i servizi di superficie, ovvero: videosorveglianza e servizi stradali ($S_{ass.} = 8 \text{ KVA} - \cos\phi = 0,95$);
- lo *storage* è scarico ($P_{erog.} = 0 \text{ kW}$);

L'energia richiesta dai carichi è maggiore di quella resa disponibile dalle risorse flessili e dunque, per mantenere il funzionamento in isola della rete, il *gap* di potenza richiesta verrà colmato dalle altre reti limitrofe.

In particolare, le analisi condotte hanno dimostrato che:

- chiudendo la linea L1, la sezione *Underground* va in soccorso alla rete fornendo la potenza mancante richiesta dai carichi. Le tensioni ai nodi subiscono delle piccole variazioni comunque accettabili come mostrato in Figura 38;
- chiudendo la linea L2, la sezione *Residential* va in soccorso alla rete fornendo il *gap* di potenza attiva richiesto dai carichi. Inoltre, il convertitore "EV-fast_PWM" verrà regolato in modo che esso immetta una potenza reattiva necessaria a soddisfare quella richiesta dai carichi e a regolarizzare il profilo delle tensioni ai nodi ($Q_{erog.} = 17,37 \text{ kVar}$). In Figura 38 vengono mostrati i risultati dell'analisi di *load flow* condotta in ambiente Neplan.

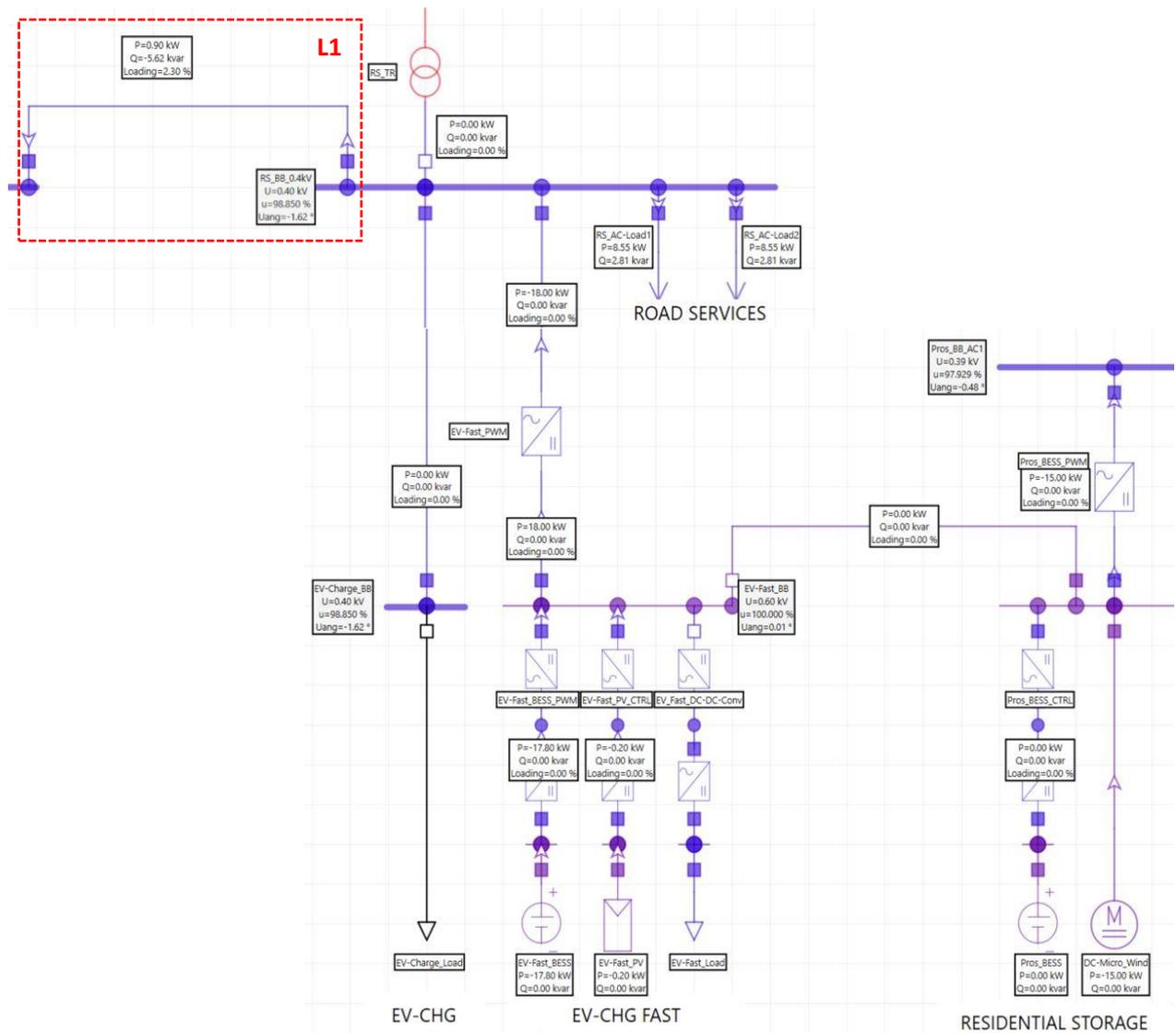


Figura 37. Stato CA2-2020 – Simulazione 2: Analisi di load flow – guasto (chiusura di L1 per ripristinare il profilo delle tensioni).

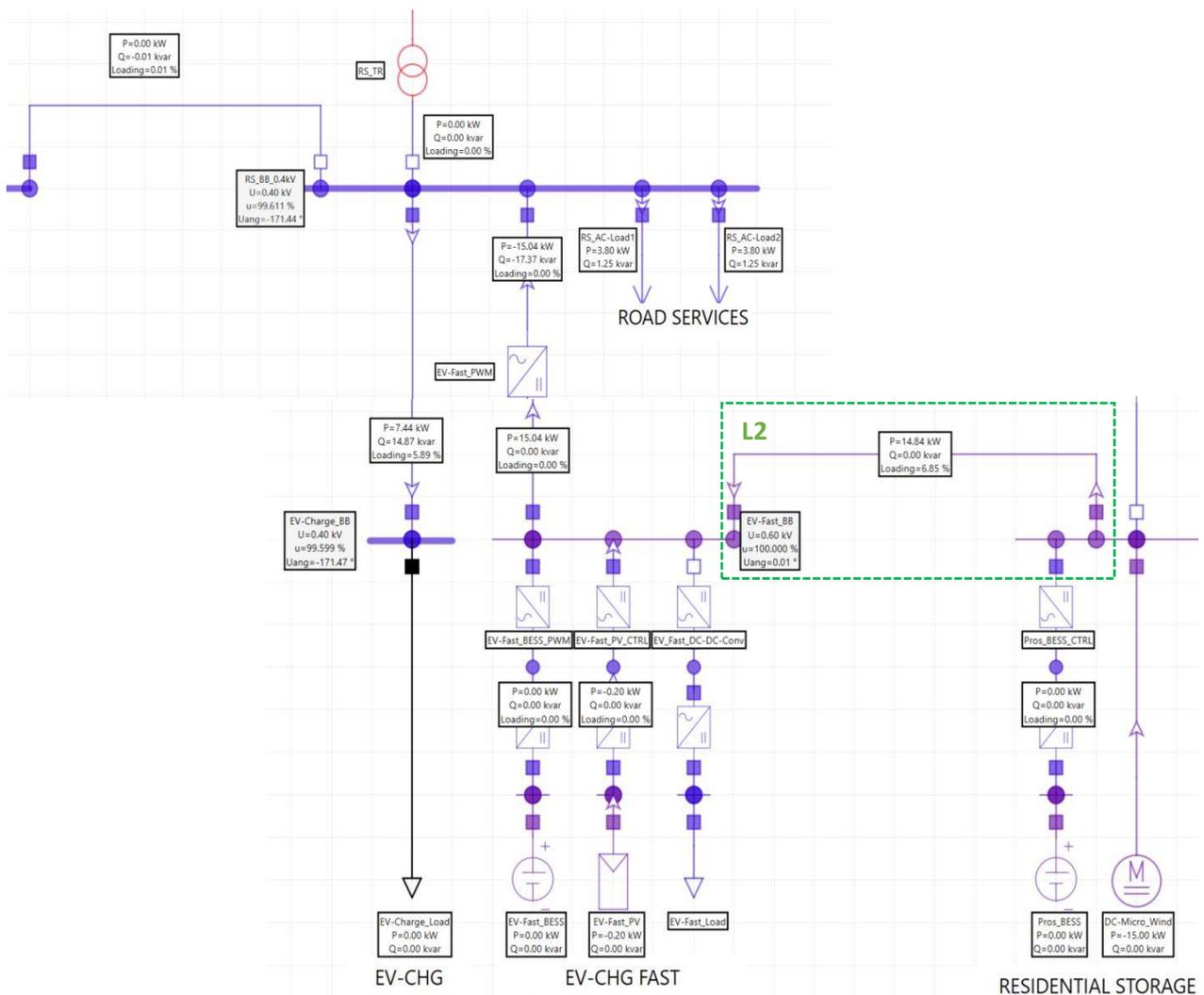


Figura 38. Stato CA2-2020 – Simulazione 2: Analisi di load flow – guasto (istante di guasto 07:15) Linea di back-up “L2” chiusa e immissione di potenza reattiva.

Analisi di load flow in condizioni di islanding

Si vuole adesso effettuare un’analisi di *load flow* nell’istante in cui si verifica la perdita della rete a 20 kV o per guasto dei trasformatori o per guasto nella rete a 20 kV. La Tabella 17 mostra che, attuando le logiche di controllo previste, la rete elettrica dell’area parcheggio riesce a mantenere il funzionamento in isola solamente nei primi 15 minuti. Le figure di seguito riportate mostrano i risultati delle analisi eseguite in ambiente Neplan.

Al verificarsi del guasto, al fine di mantenere il funzionamento in isola, le logiche di controllo operano nel seguente modo:

- poiché lo *storage* presenta un SOC inferiore al 50%:
 - si distaccano dalla rete i carichi ritenuti non essenziali, ovvero la guardiola custode. A seguito di tale controllo, la potenza richiesta dai servizi di superficie si riduce da 19 kVA a 18 kVA ($\cos\phi = 0,95$);
 - si distaccano dalla rete gli EVs a ricarica lenta;

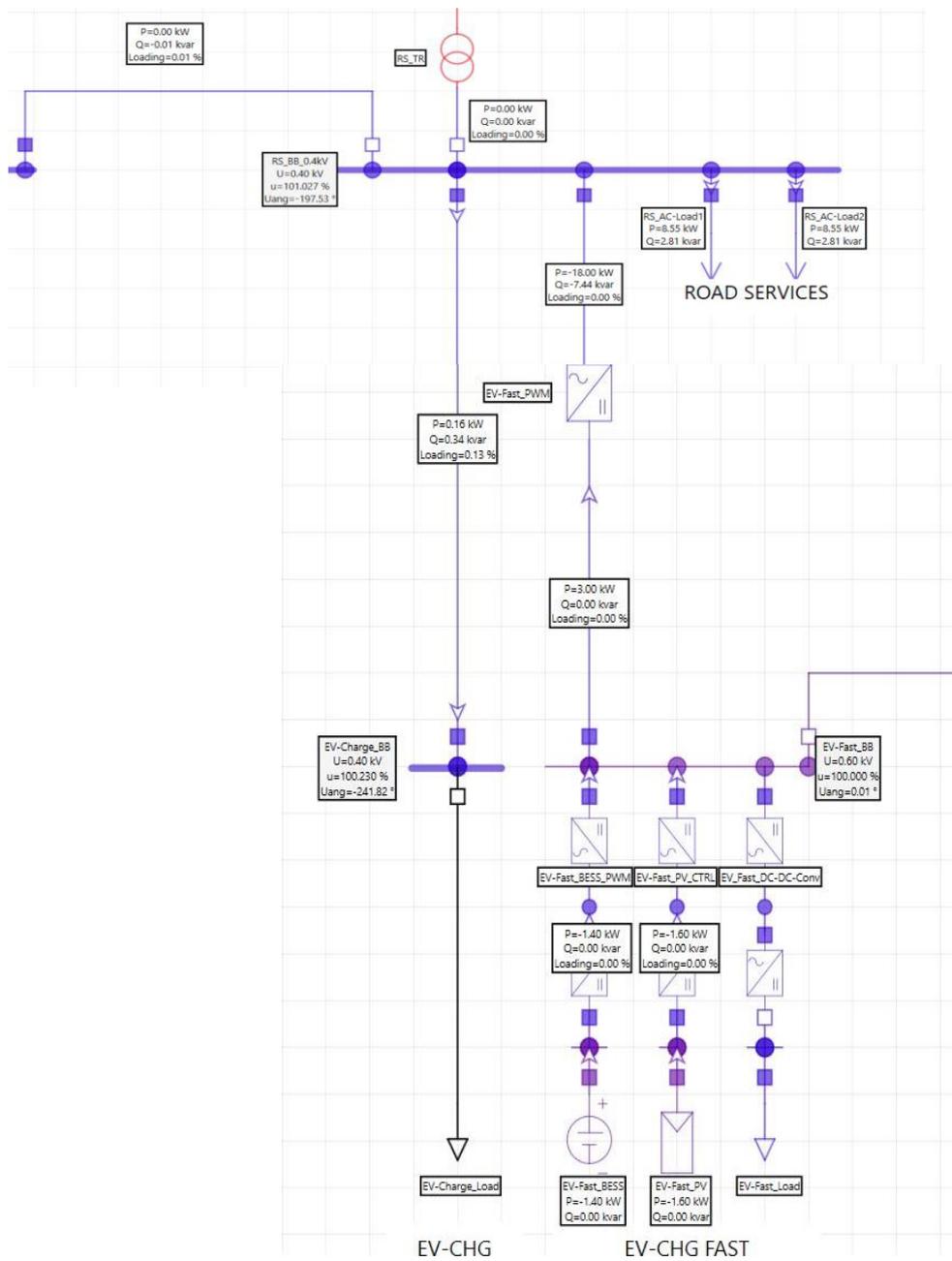


Figura 40. Stato CA2-2020 – Simulazione 2: Analisi di *load flow* – guasto (immissione di potenza reattiva).

4.3.3 Analisi di load flow – Stato CA2-2040 DEC simulazione 3

Si fa riferimento allo scenario identificato con CA2-2040 DEC. Per tale scenario, poiché in tutti i casi studio finora trattati si riesce a mantenere il funzionamento in emergenza o in isola della rete della sezione EVH, si è scelto di esaminare la simulazione 3 in quanto è quella in cui si verifica il massimo carico, ed è quindi uno degli scenari più critici.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono mostrati i dati caratterizzanti la rete in esame.

Tabella 18. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
1	Inverno	12	Dicembre	89	22:15	45 min	23:00	14	16

Tabella 19. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n. [-]	SOC [%]	tcarica [h]	tscarica [h]
EV1	25	2:36	0:36
EV2	44	1:50	1:21
EV3	49	1:38	1:33
EV4	19	2:50	0:21
EV5	57	1:19	1:52
EV6	28	2:28	0:43
EV7	41	1:57	1:14
EV8	57	1:19	1:52
EV9	30	2:24	0:48
EV10	33	2:16	0:55
EV11	59	1:14	1:57
EV12	31	2:21	0:50
EV13	76	0:33	2:38
EV14	89	0:02	3:09

Tabella 20. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	tcarica [h]
EV1	69	2:48
EV2	37	7:04
EV3	57	4:24
EV4	18	9:36
EV5	83	0:56
EV6	81	1:12
EV7	76	1:52
EV8	31	7:52
EV9	58	4:16
EV10	11	10:32
EV11	44	6:08
EV12	35	7:20
EV13	23	8:56
EV14	24	8:48
EV15	44	6:08
EV16	17	9:44

Tabella 21. Dati Storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	tcarica [h]	tscarica [h]
25	58	0:38	0:57

Tabella 22. Dati relativi all'intervallo di guasto.

Intervallo diguasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazio-ne [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	PV-LOAD) [kW]	Storage+ EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
22:15	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0
22:30	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0
22:45	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0
23:00	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0

Come mostrato in Figura 41 per tutta la durata del guasto la produzione fotovoltaica è nulla. Per permettere il funzionamento in isola della microrete vengono distaccate dalla rete tutti i veicoli elettrici e la guardiola del custode. Lo *storage*, che presenta un SOC del 58% (vedi Tabella 21), riesce ad alimentare l'illuminazione stradale, i servizi stradali e la videosorveglianza.

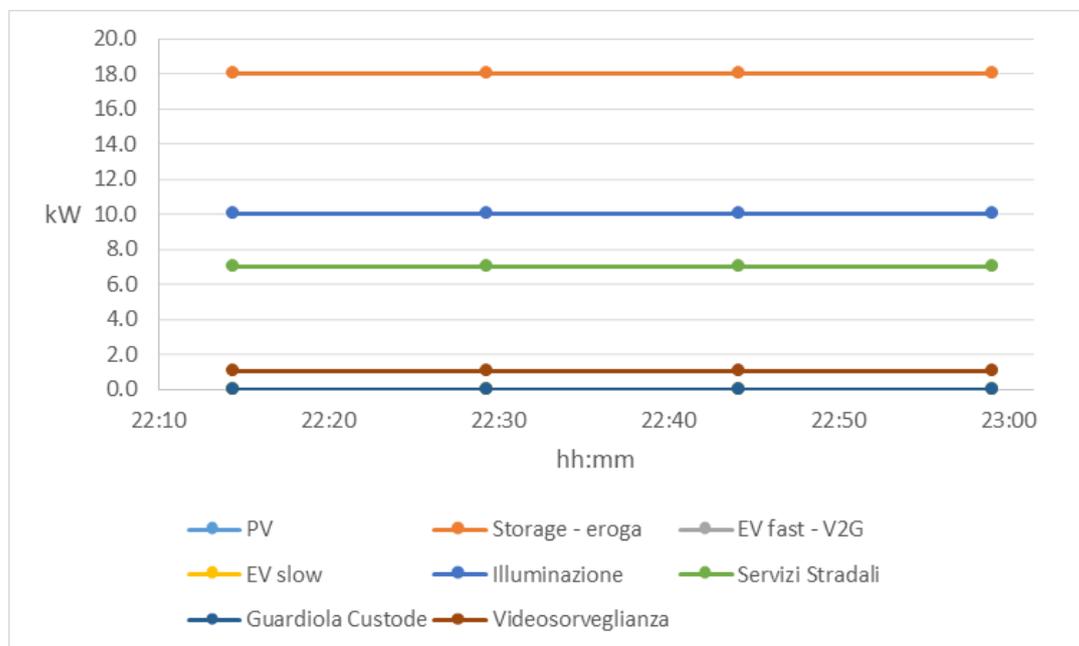


Figura 41. Andamento del carico e della generazione.

Analisi di load flow in condizioni di pre-guasto

Prima dell'evento di *failure*, la sezione di rete che alimenta l'area parcheggio presenta le seguenti caratteristiche:

- la linea di *back-up* che collega la sezione EVs con la sezione *Underground* è aperta;
- la linea di *back-up* che collega la sezione EVs con la sezione *Residential* è aperta;
- lo *storage* è in fase di carica ($P_{ass.} = 25 \text{ kW}$);
- il campo fotovoltaico non sta producendo ($P_{gen.} = 0 \text{ kW}$);
- nell'area parcheggio vi sono 16 EVs a ricarica lenta in stato di carica ($P_{ass.} = 48 \text{ kW}$);
- nell'area parcheggio vi sono 14 EVs a ricarica veloce in stato di carica ($P_{ass.} = 140 \text{ kW}$);
- si stanno alimentando i servizi di superficie, ovvero: guardiola custode, videosorveglianza e servizi stradali ($S_{ass.} = 19 \text{ kVA} - \cos\phi = 0,95$);

Le figure di seguito riportate mostrano i risultati dell'analisi di *load flow* della rete oggetto di studio. Esaminando i risultati in Figura 42, si constata che le tensioni ai nodi presentano un andamento ottimale, discostandosi di poco dalla tensione di riferimento (la tensione scende a 98,99% della tensione nominale in AC).

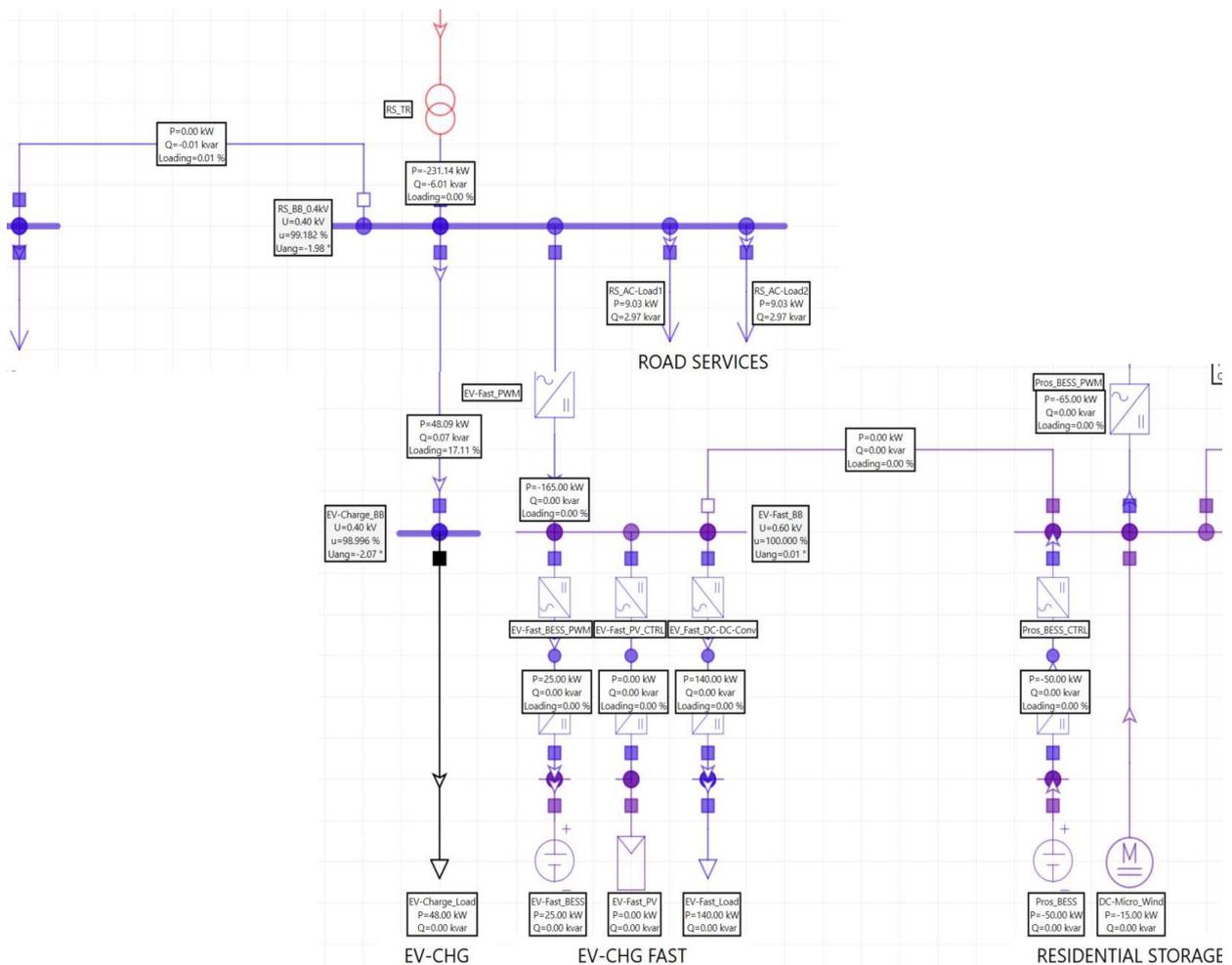


Figura 42. Stato CA2-2040 DEC – Simulazione 1: Analisi di *load flow* – pre-guasto.

Analisi di load flow in condizioni di emergenza

In questo scenario, la domanda di energia viene soddisfatta chiudendo le linee di *back-up* che collegano la sezione EVH con il resto della *City Area Network*.

La Figura 43 mostra i risultati dell'analisi di *load flow* condotta nell'ipotesi in cui L1 venga chiusa. La rete presenta le seguenti caratteristiche:

- potenza totale richiesta dai servizi di superficie pari a 18 kVA ($\cos\phi = 0,95$);
- nulla la potenza prodotta da FER;
- potenza fornita/assorbita dallo *storage* nulla.

La potenza richiesta dai carichi viene soddisfatta grazie alla sezione *Underground*. Il profilo delle tensioni ai nodi assume valori accettabili in quanto rientrano nel *range* di sicurezza (tensione minima in AC pari al 96,87% della tensione nominale). Inoltre, la linea di *back-up* non risulta sovraccaricata.

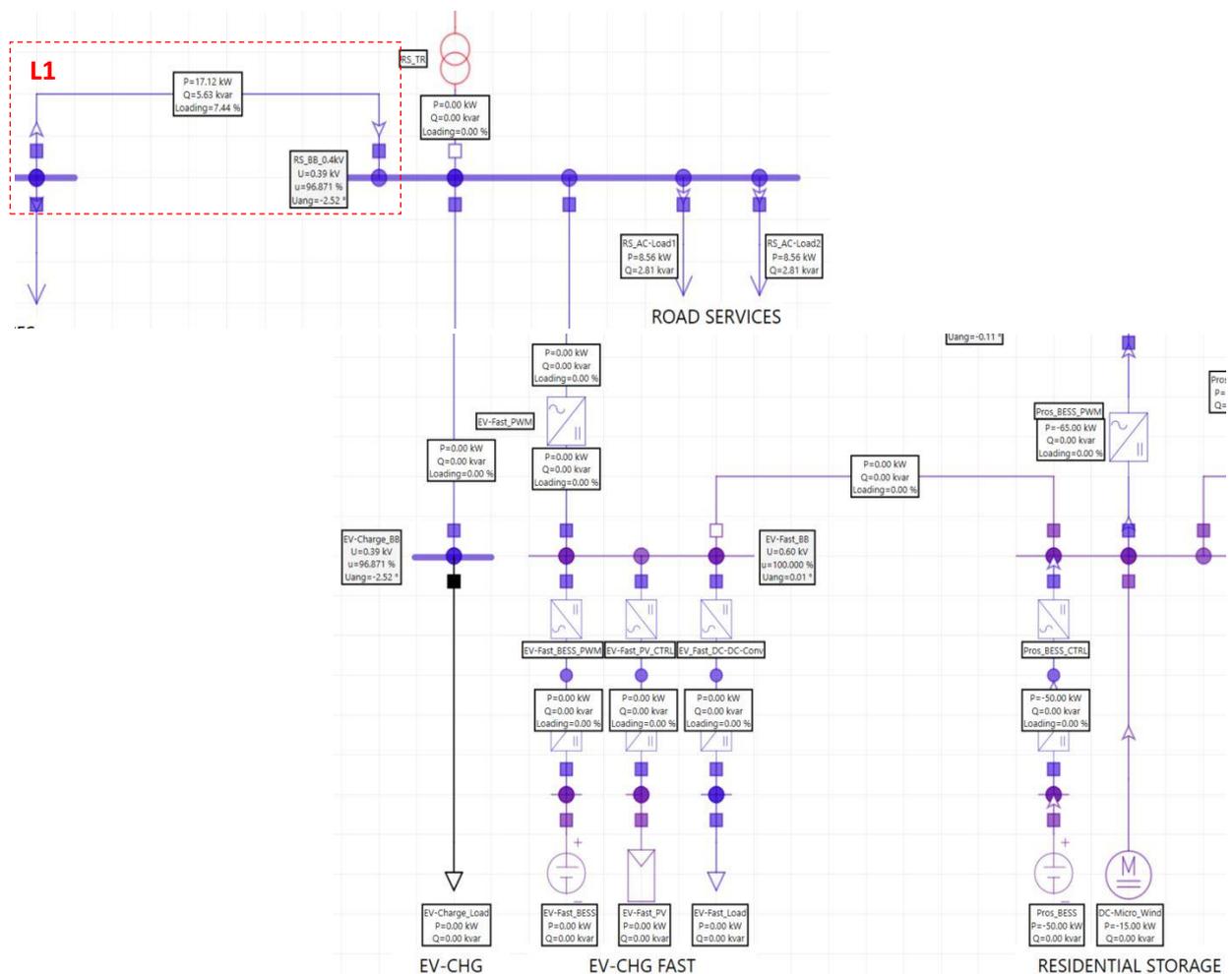


Figura 43. Stato CA2-2040 DEC – Simulazione 1: Analisi di load flow – guasto (ipotesi storage scarico – L1 chiusa).

Analisi di load flow in condizioni di islanding

Si vuole adesso effettuare un'analisi di *load flow* nell'istante in cui si verifica la perdita della rete a 20 kV o per guasto dei trasformatori o per guasto nella rete a 20 kV. La Tabella 22 mostra che per tutta la durata del guasto, attuando le logiche di controllo definite, la rete elettrica dell'area parcheggio riesce a mantenere il funzionamento in isola. Le figure di seguito riportate mostrano i risultati delle analisi eseguite in ambiente Neplan.

In particolare, in Figura 44 si nota che la rete elettrica della sezione EVH risulta sezionata dal resto della *City Area Network*.

Al verificarsi del guasto, ai fini di mantenere il funzionamento in isola, le logiche di controllo operano nel seguente modo:

- lo *storage* presenta un SOC superiore al 50%, ma, per permettere ad esso di alimentare la rete per tutto l'intervallo di guasto:
 - si distaccano dalla rete i carichi ritenuti non essenziali, ovvero la guardiola custode. A seguito di tale controllo, la potenza richiesta dai servizi di superficie si riduce da 19 kVA a 18 kVA a ($\cos\phi = 0,95$);
 - si distaccano dalla rete gli EVs a ricarica lenta e EVs a ricarica veloce (quest'ultimi sono ritenuti risorse flessibili e quindi verranno sfruttati laddove si venisse a perdere l'equilibrio tra consumi e potenza disponibile).
- lo *storage*, che presenta un SOC del 58 %, è in fase di scarica ($P_{erog.} = 18 \text{ kW}$);

I risultati dell'analisi, visibili in Figura 44, mostrano una variazione del profilo delle tensioni ai nodi rispetto alla condizione di pre-guasto. In particolare, le tensioni subiscono una variazione assolutamente inaccettabile e fuori dal *range* di sicurezza, ossia 90 % - 110 % del valore di riferimento (400 V). Per mezzo di una seconda analisi di *load flow* è stato appurato che, per far sì che il profilo delle tensioni ricada all'interno del *range* prima citato, si potrebbe agire sul convertitore "EV-fast_PWM" in modo che esso immetta in rete una potenza reattiva di circa 1,28 kVAR. Così facendo, le tensioni ai nodi assumerebbero valori accettabili come mostrato dalla Figura 45.

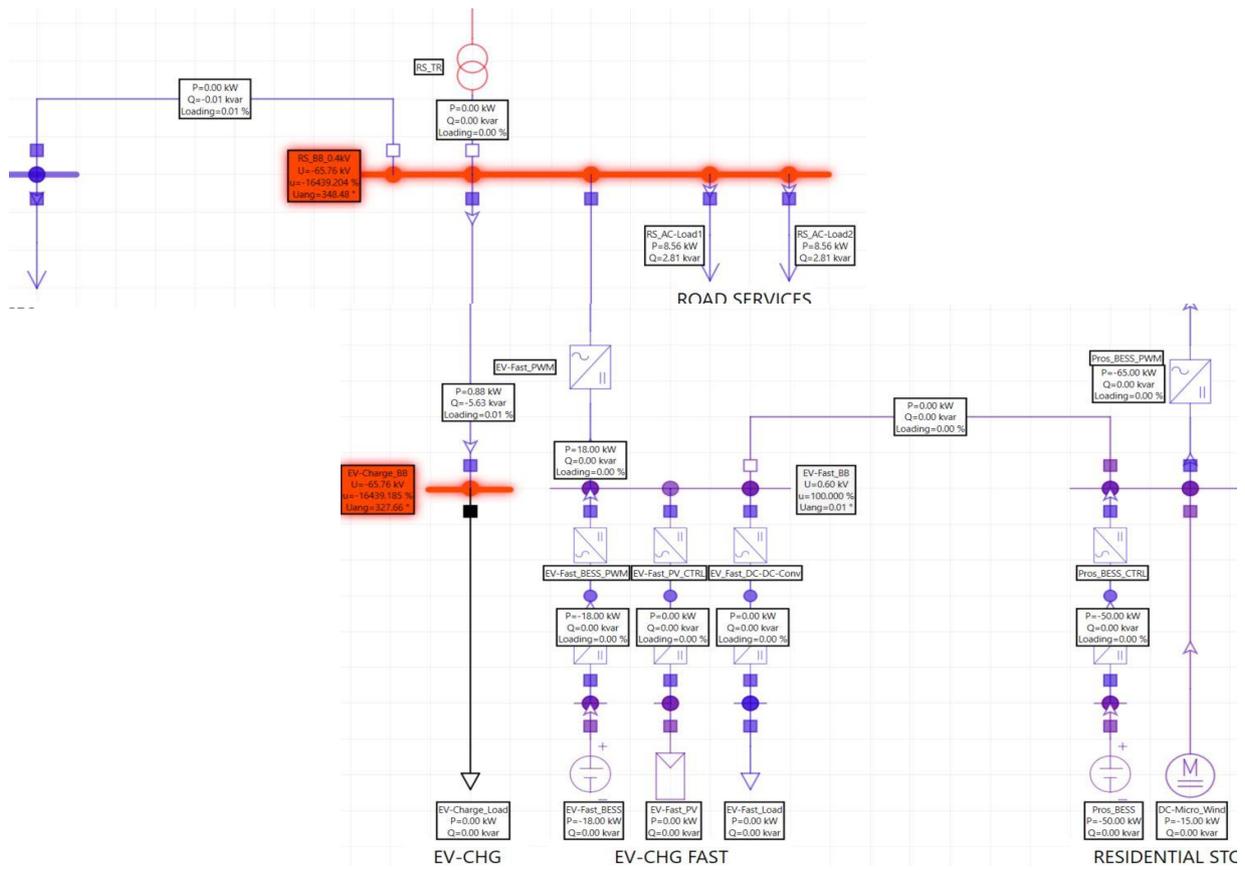


Figura 44. Stato CA2-2040 DEC – Simulazione 1: Analisi di *load flow* – guasto.

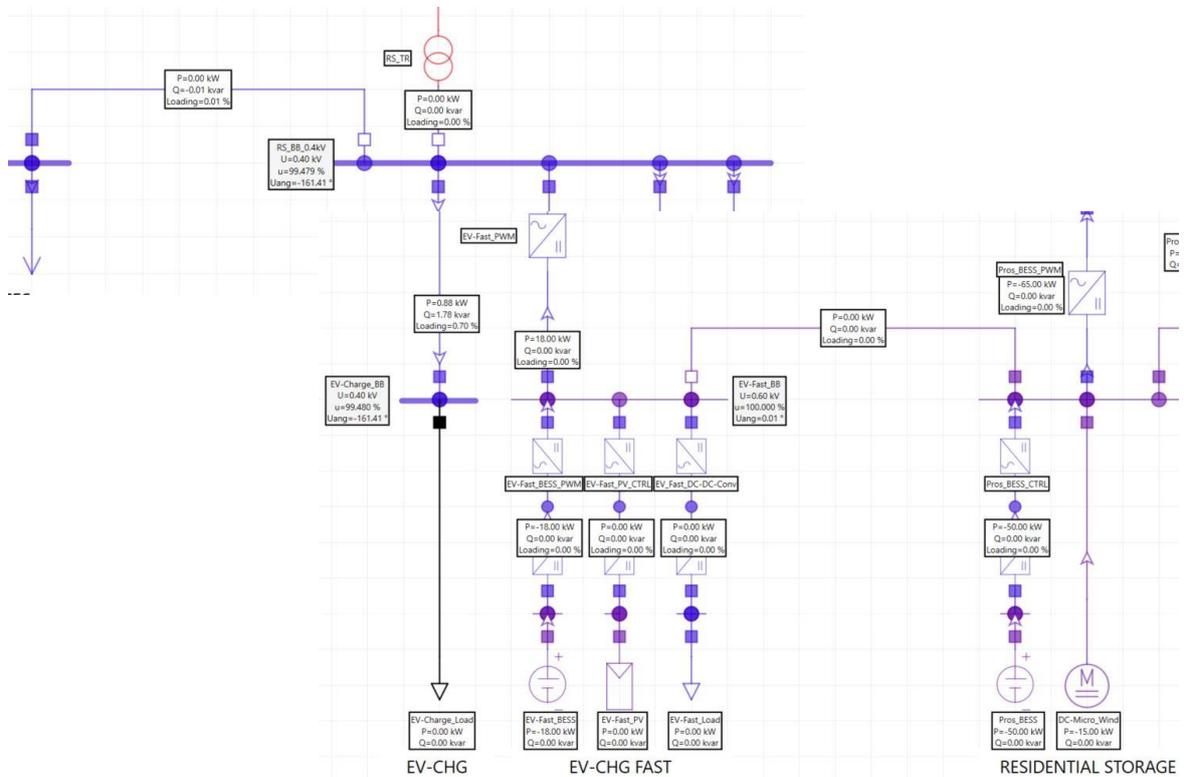


Figura 45. Stato CA2-2040 DEC – Simulazione 1: Analisi di *load flow* – guasto (immissione di potenza reattiva).

4.4 Analisi di load flow Sezione Residenziale

Di seguito è riportata l'analisi della rete elettrica che alimenta l'area residenziale della City Area Network (Figura 46), analogamente a quanto fatto per le altre due microreti.

Vengono analizzati in dettaglio alcuni casi studio appartenenti agli scenari energetici CA3-2020. In particolare, si esamina un caso in cui, al manifestarsi del guasto, si ha il funzionamento in isola della rete per quasi tutta la durata del guasto e un caso in cui invece la rete non riesce a mantenere tale funzionamento.

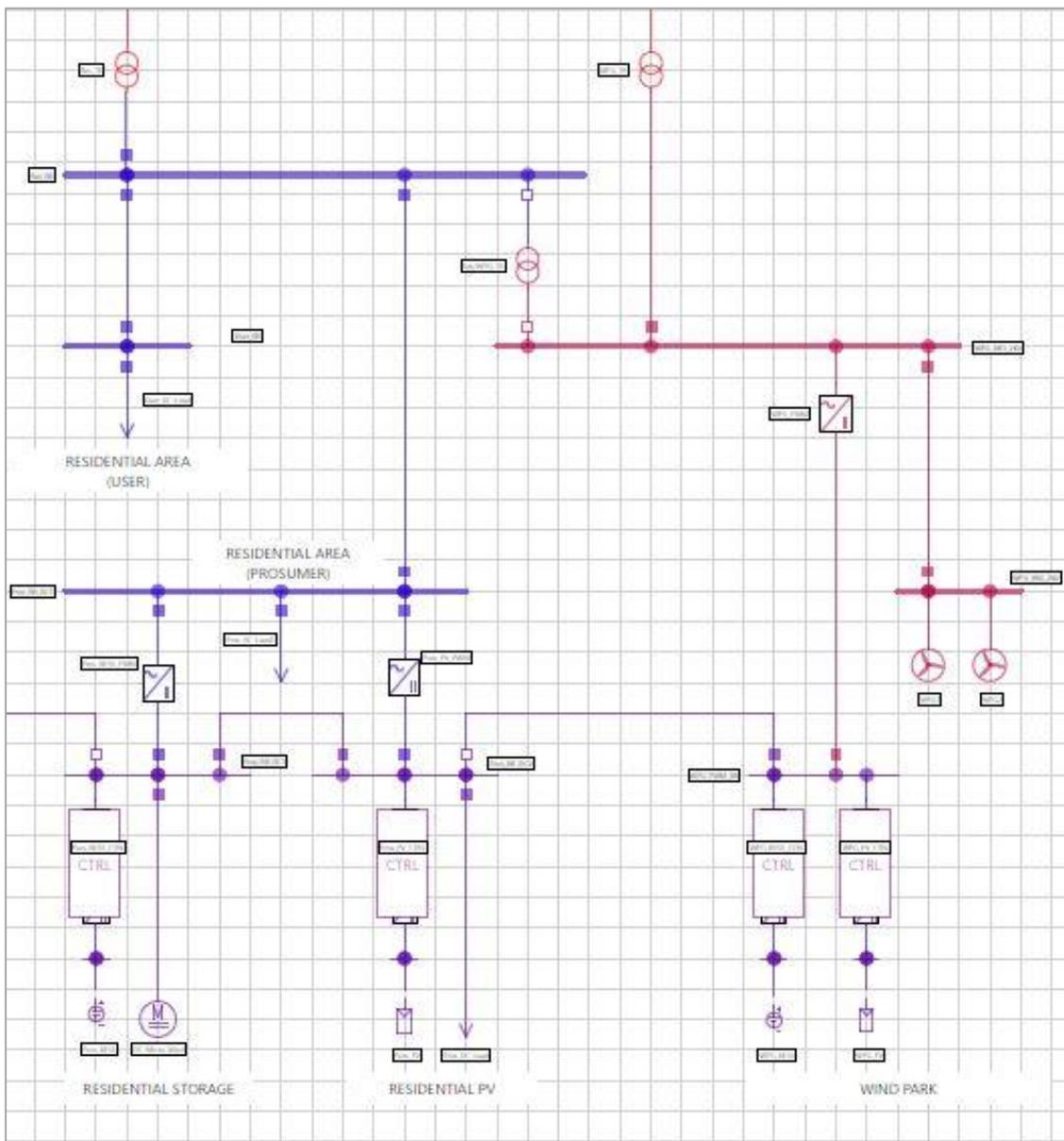


Figura 46. Sezione residenziale.

4.4.1 Analisi di *load flow* – Stato CA3-2020 (simulazione 1)

Si fa riferimento alle seguenti tabelle.

Tabella 23. Descrizione del guasto simulato e dei dati dello *storage*.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
3	Estate	6	Giugno	6	Sabato	14	03:30	45 min	04:15

Tabella 24. Descrizione carichi e generatori del sistema residenziale durante il guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : DemandResponse [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO :(PV+WF+Storage+DR)
3:30	98,00	0,00	19,08	78,92	0,00	0,00	98,00
3:45	98,00	0,00	19,08	78,92	0,00	0,00	98,00
4:00	92,40	0,00	19,08	73,32	0,00	0,00	92,40
4:15	92,40	0,00	18,40	0,00	-74,00	79,64	92,40

I dati mostrano per tutta la durata del guasto (3:30 a.m. – 4:15 a.m.) una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo *storage*.

Quest'ultimo, però, presenta un SOC del 44 % riuscendo a coprire il fabbisogno dei carichi per una durata circa di 40 minuti. Ciò vorrà dire che negli ultimi 5 minuti dell'intervallo di guasto la zona residenziale non potrà mantenere il funzionamento in isola, salvo fare ricorso ad azioni di riduzione dei carichi (azioni di *Demand Response* non prevista per questo scenario). In Figura 47 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

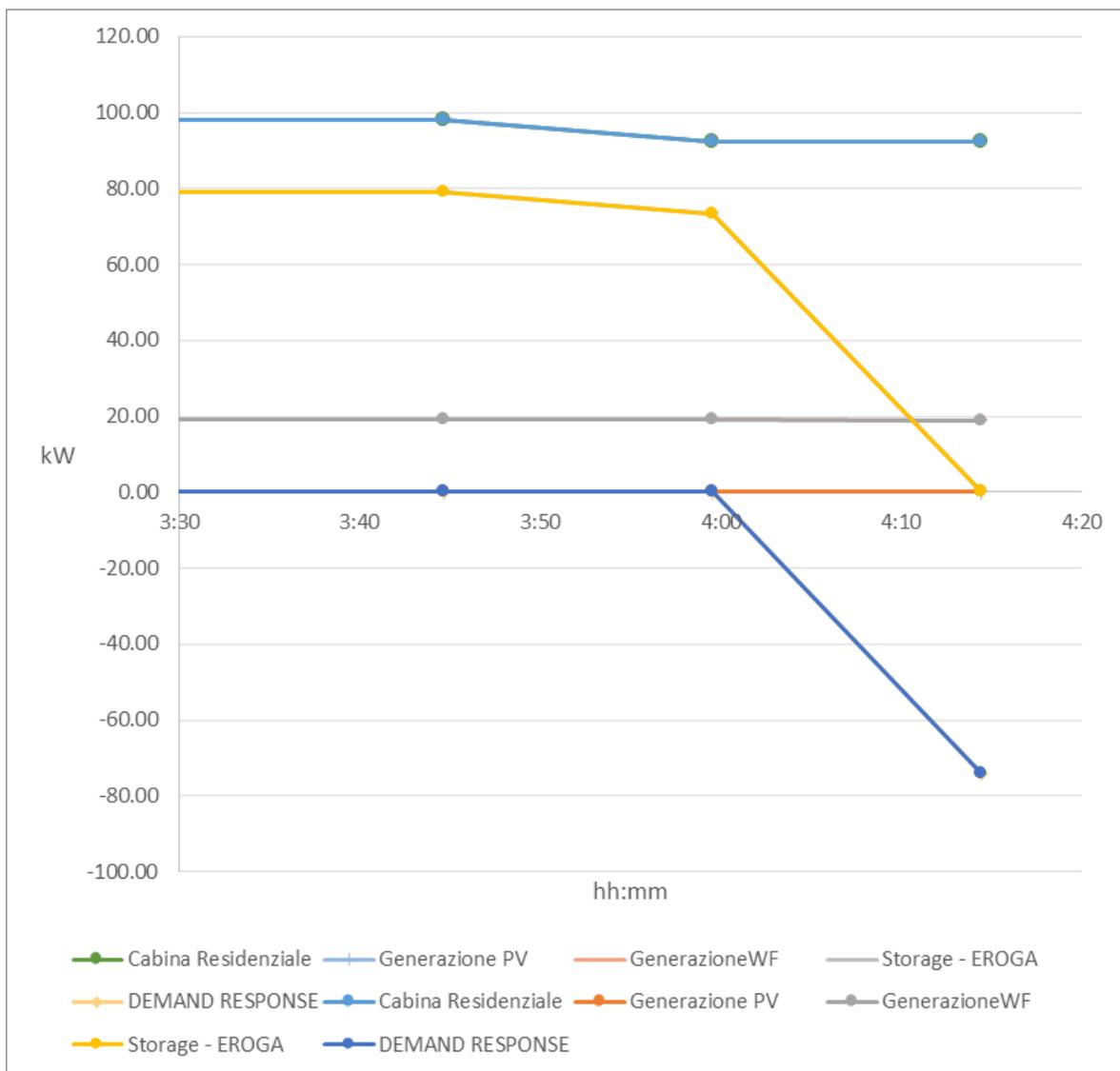


Figura 47. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Analisi di load flow in condizioni di pre-guasto

Si effettua in ambiente Neplan un'analisi di *load flow* in condizioni di funzionamento ordinarie. La sezione di rete che alimenta l'area residenziale presenta le seguenti caratteristiche:

- la linea di *back-up* che collega la sezione EVH con la sezione residenziale è aperta;
- lo storage è in fase di carica;
- il campo fotovoltaico sta producendo ($P_{gen.} = 10 \text{ kW}$);

La Figura 48 mostra i risultati dell'analisi di *load flow* della rete oggetto di studio. Esaminando i risultati si constata che le tensioni ai nodi presentano un andamento ottimale, discostandosi di poco dalla tensione di riferimento.

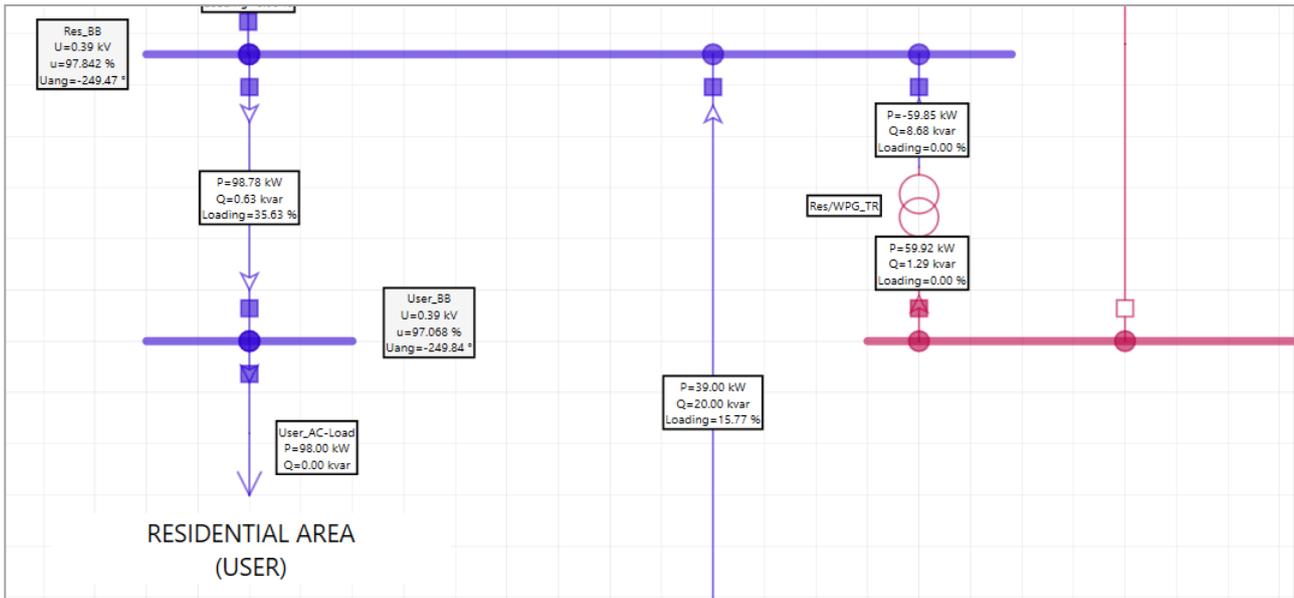


Figura 51. Attivazione servizi ancillari nella sezione residenziale - Stato CA3-2020 (simulazione 1).

4.4.2 Analisi di load flow – Stato CA3-2040 Simulazione 1

Si fa riferimento alle tabelle seguenti.

Tabella 25. Evento di guasto.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
1	Inverno	12	Dicembre	4	Giovedì	47	11:45	45 min	12:30

Tabella 26. Parametri load e generatori sezione residenziale.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : DemandResponse [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
11:45	172,87	40,02	67,96	64,89	0,00	0,00	172,87
12:00	172,87	40,02	67,96	64,89	0,00	0,00	172,87
12:15	179,93	40,02	69,47	70,44	0,00	0,00	179,93
12:30	186,98	39,32	69,47	0,00	-78,20	41,82	186,98

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (11:45 – 12:30), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage. Quest'ultimo presenta un SOC del 37% riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per una durata massima di circa 32 minuti. Superati 32 minuti dall'inizio del guasto, per avere il funzionamento in isola della zona residenziale, si dovrebbe avere una riduzione del carico di oltre il 35%. In Figura 52 vengono mostrati i profili di interesse relativi all'intervallo di guasto esaminato.

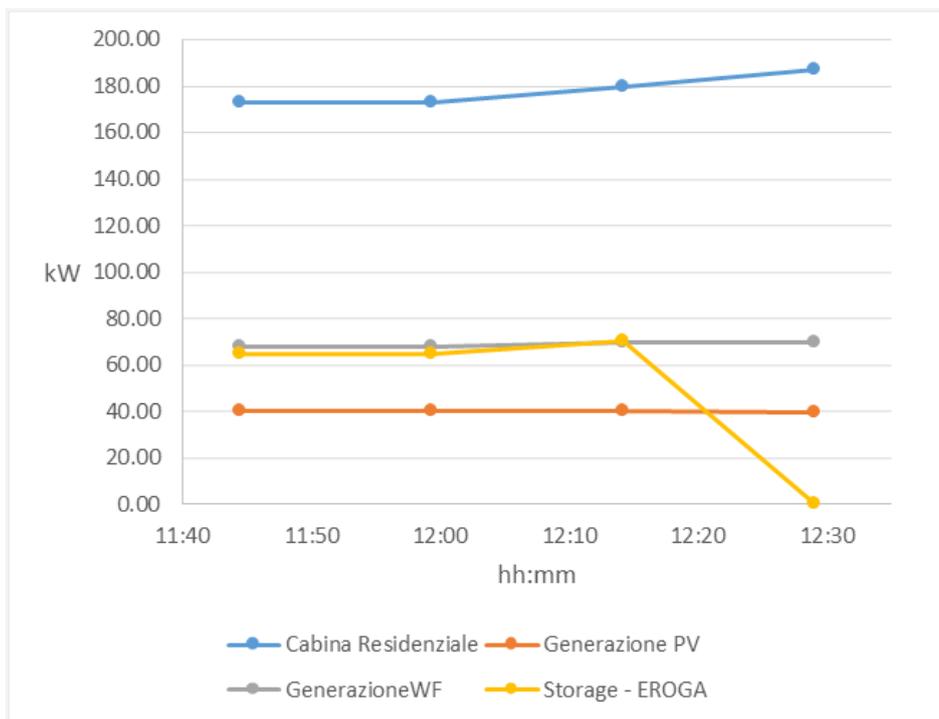


Figura 52. Profili di interesse nella sezione residenziale.

Nel seguito vengono riportate le analisi di load flow in emergenza ed in isola. L’analisi in condizioni ordinarie non viene eseguita in quanto la condizione operativa pre-guasto è meno severa rispetto al caso precedentemente esaminato.

Analisi di load flow in condizioni di emergenza

Anche in questo caso risulta interessante valutare il comportamento del sistema quando lo storage non può soddisfare il bilancio energetico, in particolare dopo 32 minuti della simulazione si dovrebbe distaccare il carico privilegiato. Chiudendo la linea di back-up L2 che collega la sezione EVH con si ottengono i risultati in Figura 53. In questo caso, il convertitore “PROSS_BESS_PWM” continuerà a fornire il servizio di regolazione di tensione immettendo in rete -11 kVAR.

Analisi di load flow in condizioni di islanding

Nella modalità di funzionamento in isola si hanno le seguenti condizioni operative:

- la linea a 20 kV che alimenta la sezione residenziale è sezionata;
- la linea di back up che collega la sezione residenziale con la sezione EVH è aperta;
- lo storage immette potenza in rete;
- i servizi non essenziali non sono alimentati.

Come si può notare, in Figura 54 la tensione è fuori dal range 90-110% del valore di riferimento; pertanto, si può utilizzare il convertitore “PROSS_BESS_PWM” in modo da erogare potenza reattiva e riportare i valori di tensione nel range accettabile (Figura 55).

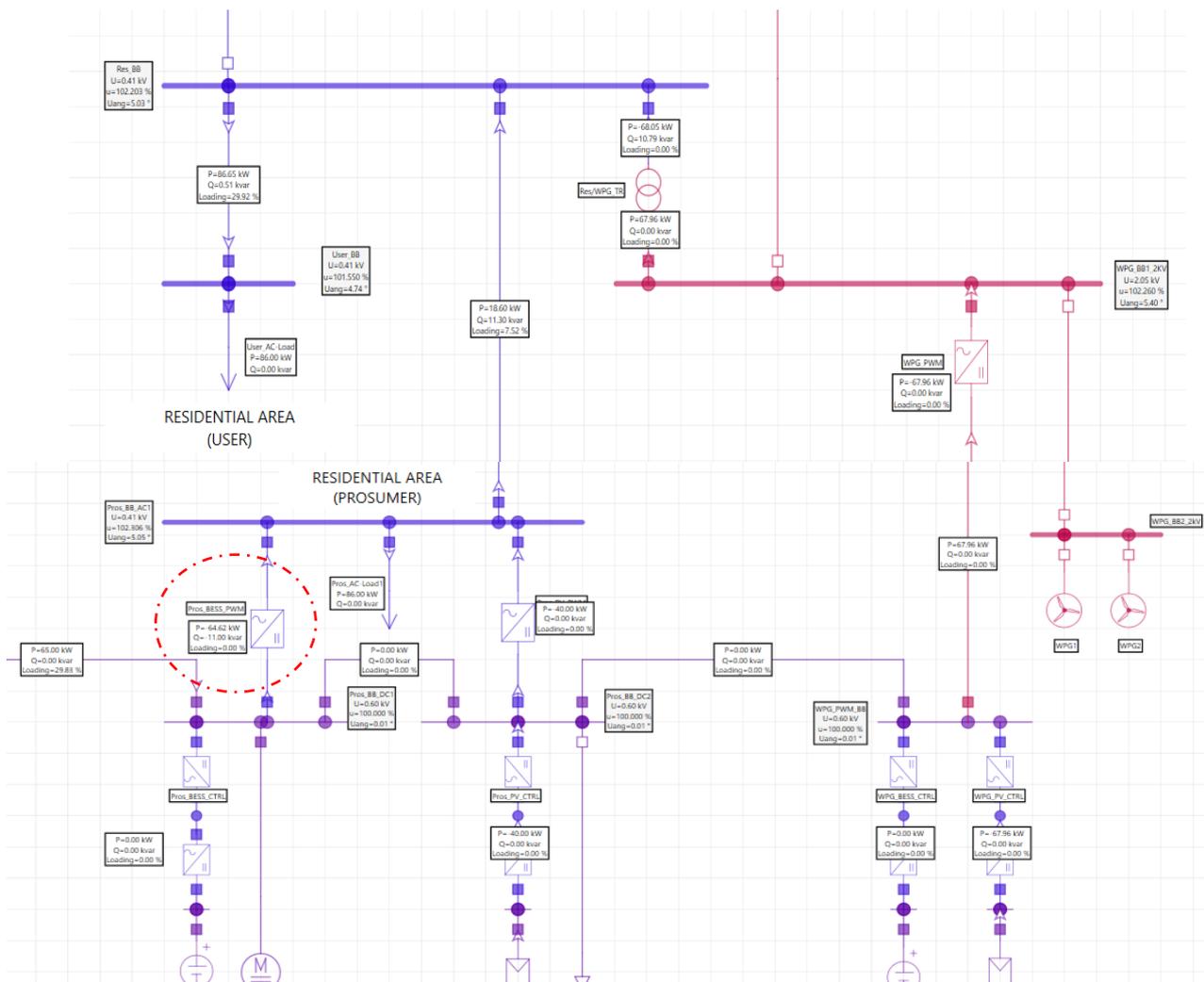


Figura 53 . Sezione residenziale con linea di back-up chiusa, soccorso da parte delle risorse EVH.

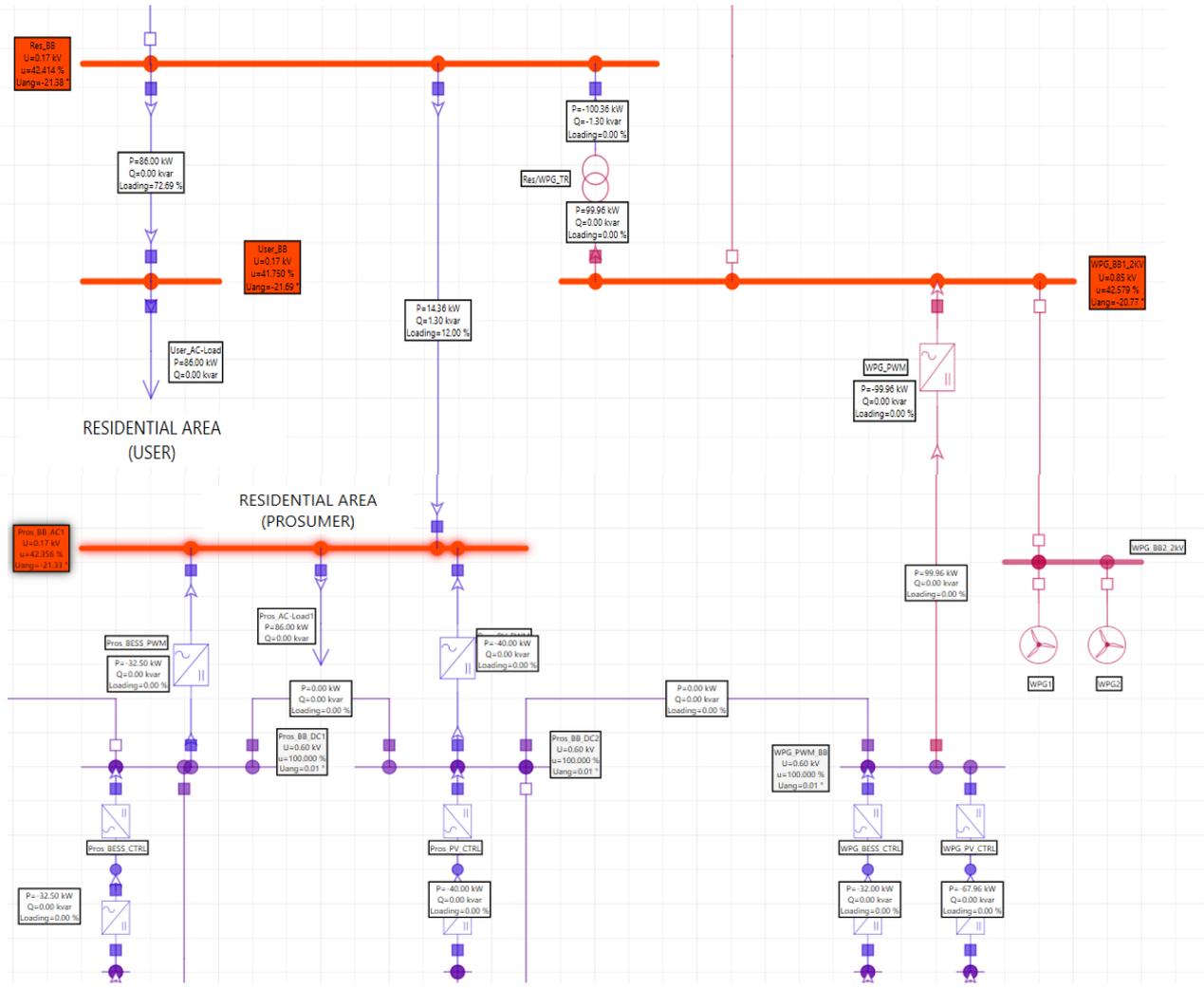


Figura 54. Sezione residenziale in *islanding* senza regolazione di potenza reattiva.

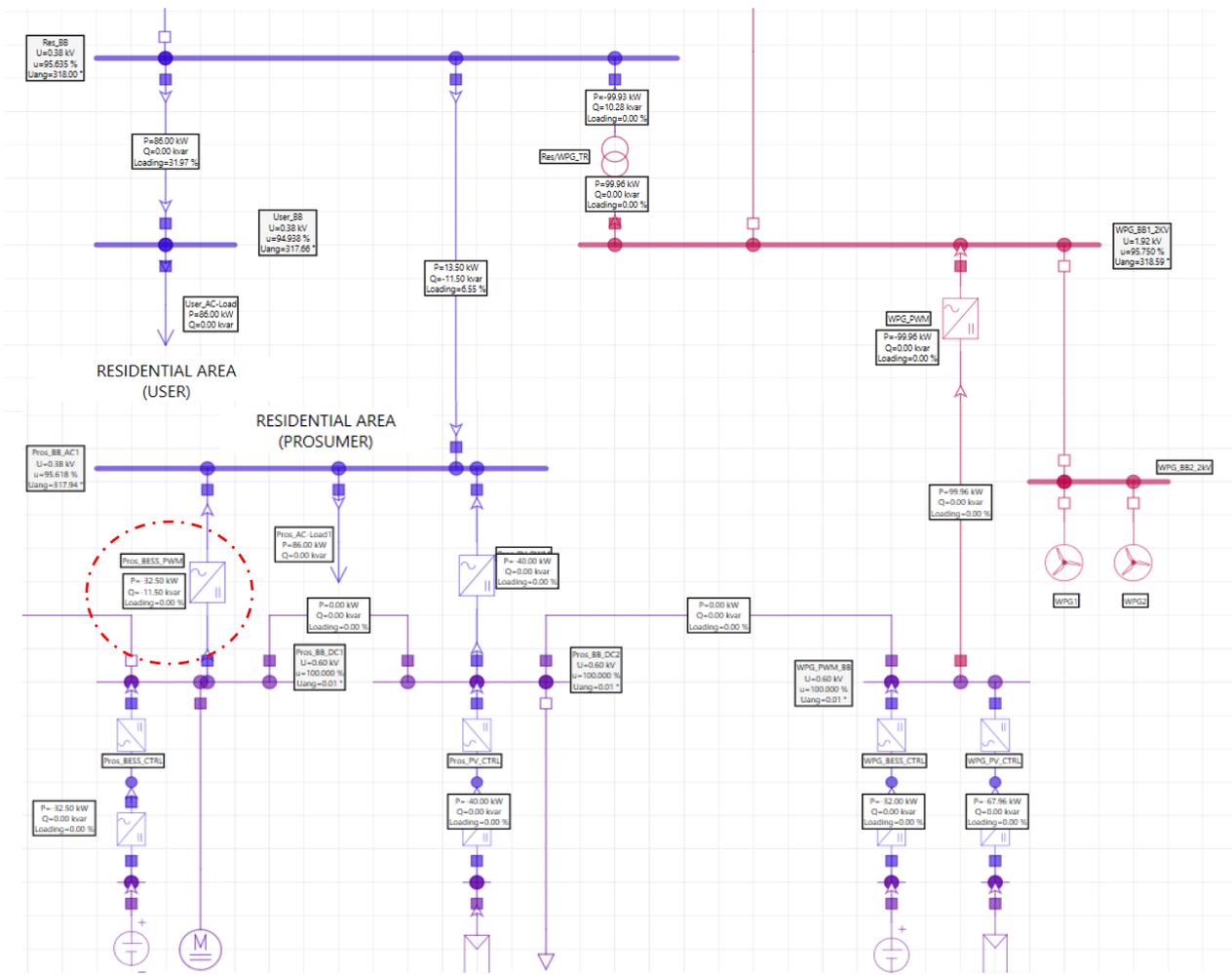


Figura 55. Sezione residenziale in *islanding* con regolazione di potenza reattiva.

5 Analisi in regime dinamico

5.1 Introduzione

Nel presente paragrafo sono analizzate le tre microreti della *City Area Network* utilizzando i controlli dinamici definiti alla sezione 3.4 per valutare la transizione da uno stato di funzionamento in regime ordinario ad uno stato di funzionamento in isola in ambiente Neplan 360.

Per ogni microrete è stata condotta un'analisi scegliendo uno dei casi studio analizzati in precedenza e valutando il comportamento del convertitore simulato come AC dispersed generator con controllo in grid-forming per sostenere la frequenza e la tensione nella rete AC e la tensione nella rete DC.

In tutte le simulazioni riportate di seguito si è ipotizzato, rispetto a quanto fatto per le simulazioni statiche, un maggior assorbimento di potenza reattiva da parte dei carichi (fattore di potenza medio 0,9). In questo modo si è verificato il corretto funzionamento del controllo della potenza reattiva erogata dai convertitori durante il transitorio. Inoltre, è stato impostato un guadagno del regolatore pari a 10 e un valore dell'inerzia sintetica pari a 3 s per le reti BT e a 5 s per le reti MT sulla base delle considerazioni riportate al successivo paragrafo 5.3.

Inoltre in tutte le simulazioni si è ipotizzato che il guasto si verifichi 10 s dall'inizio della simulazione.

Quindi, definito "t" come un istante di tempo generico, si avrà per:

- $t < 10s$, configurazione della rete esaminata: *grid-on* (pre-guasto);
- $t > 10s$, configurazione della rete esaminata: *grid-off* (post-guasto);
- $t = 10s$, evento di guasto.

Così facendo si ha un confronto diretto della grandezza di interesse tra la situazione di pre-guasto e post-guasto.

5.2 Sezione Underground

Il caso studio si riferisce alla simulazione 3 dello Scenario 2020 della sezione *underground* della *city area network* [1].

La Tabella 27 mostra una panoramica dei dati di consumo e produzione caratterizzanti la porzione di rete esaminata nell'istante in cui si manifesta l'evento di *failure* considerato che consiste nella separazione della microrete dalla rete principale.

Tabella 27. Dati iniziali per la simulazione.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Metropolitana [kW]	Generazione PV [kW]	Storage [kW]	CC: Carico Controllabile [kW]	% CC	PV+STORAGE-CC [kW]	METRO [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO [kW]
12:15	163,83	105,73	58,10	0,00	0,00	163,83	163,83	0,00

Le informazioni contenute nella tabella sono state utilizzate come dati di *input* per la simulazione in regime dinamico della porzione di rete esaminata dopo il verificarsi dell'evento di *failure*. Lo studio è stato condotto esaminando il comportamento del nodo a 2 kV, nodo a cui sono collegati i carichi elettrici e le risorse flessibili (*storage* e impianto di generazione da FER) al fine di valutare l'andamento della tensione e della frequenza nel transitorio di stabilimento dell'isola. La Figura 56 rappresenta lo schema equivalente del sistema analizzato durante il transitorio. Si riportano in Figura 57 e Figura 58 gli andamenti delle suddette grandezze di interesse.

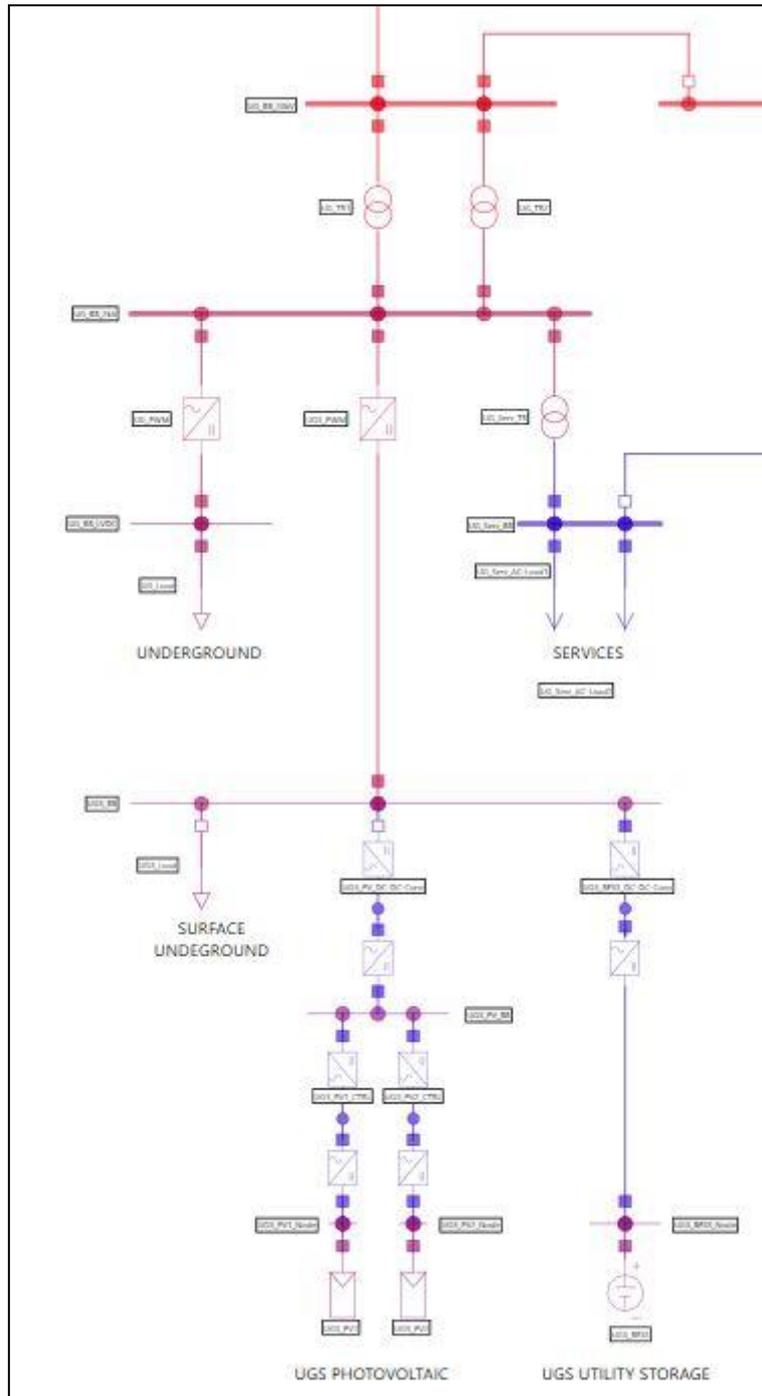


Figura 56. Microrete – sezione *Underground*.

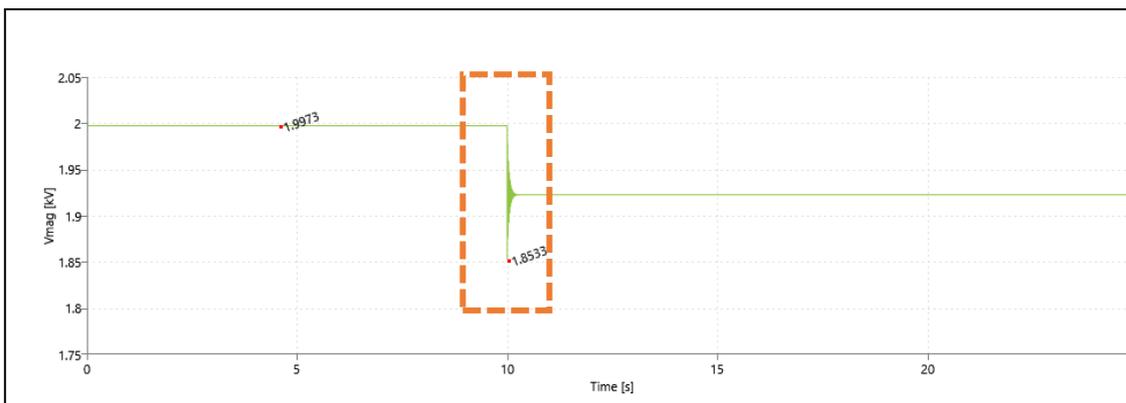


Figura 57. Variazione della tensione al nodo a 2 kV

Da come si evince dalla Figura 57, a seguito dell'evento di *failure*, si verifica una diminuzione transitoria della tensione di circa il 9% del suo valore nominale per poi stabilizzarsi ad un valore pari circa a 1,93 kV.

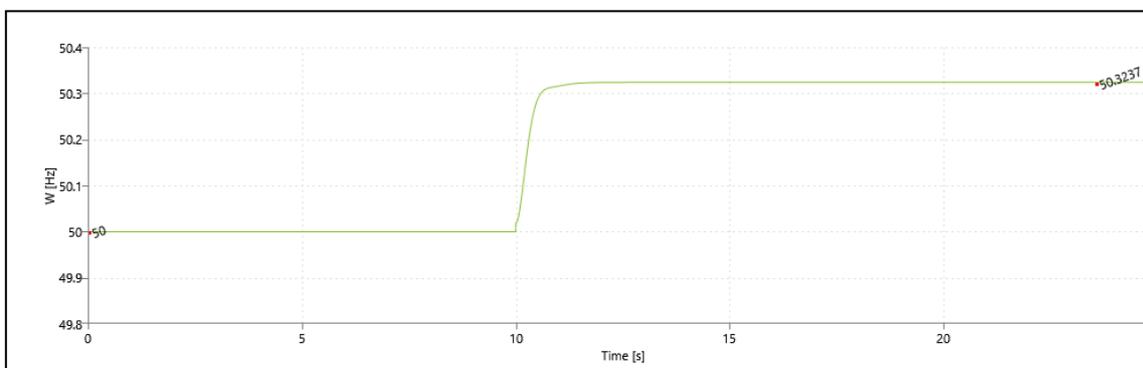


Figura 58. Variazione della frequenza della microrete.

La Figura 58 mostra come la frequenza, al verificarsi del guasto, subisca una variazione in positivo, risultato prevedibile dal momento che la potenza disponibile dalle risorse flessibili è maggiore di quella richiesta dai carichi. Inoltre, lo scostamento di tale frequenza (circa $50+0,6\%$) è accettabile in quanto non eccede i limiti di variazione previsti dalla norma CEI 0-16 ($50 \pm 5\%$) [24].

La Figura 59 mostra l'andamento della potenza attiva fornita dalle risorse flessibili presenti nella zona in esame nel transitorio di formazione dell'isola. La riduzione di potenza attiva è giustificabile dal fatto che nella microrete in configurazione *grid-off* è nullo il flusso di potenza immesso nella rete principale.

In Figura 60 è riportato l'andamento della potenza reattiva fornita in *loco* e necessaria per garantire il corretto funzionamento della microrete nell'eventualità di configurazione *grid-off*. La figura mostra che nella situazione di pre-guasto (time <10s) la potenza reattiva erogata è nulla in quanto essa viene fornita direttamente dalla rete principale a cui la microrete è connessa. In seguito al guasto (time >10s), per stabilizzare il profilo delle tensioni ai nodi e per sopperire alla richiesta dei carichi, il convertitore produce una potenza reattiva poco superiore a 116 kVAR, produzione che può essere soddisfatta agendo sul controllo dei convertitori presenti oppure prevedendo appositi banchi di condensatori.

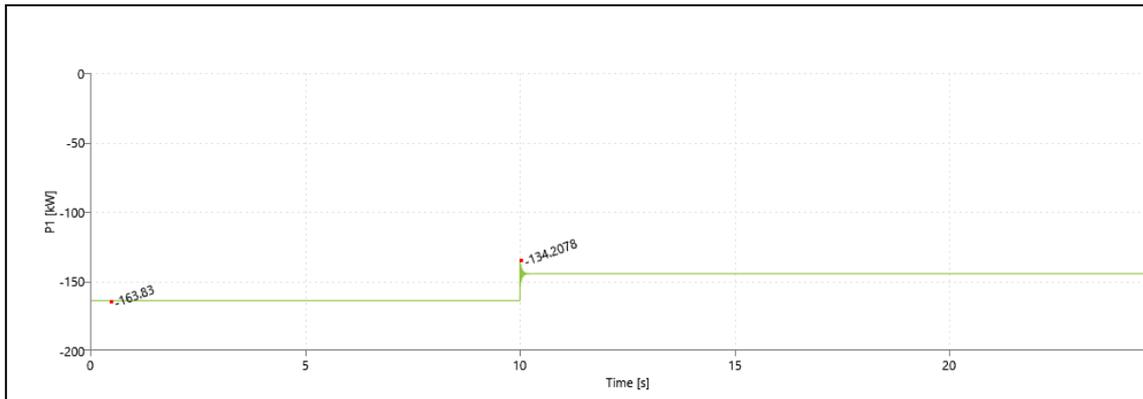


Figura 59. Andamento della potenza attiva fornita dalle risorse flessibili

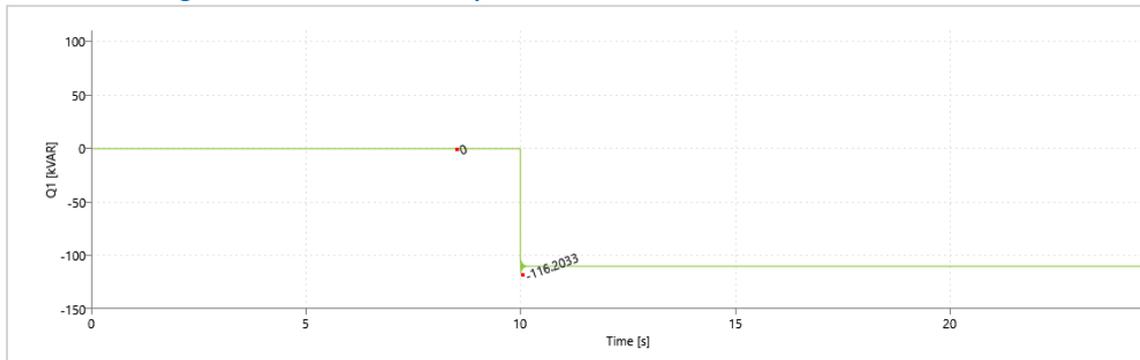


Figura 60. Andamento della potenza reattiva prodotta in loco

5.1 Sezione Car Parking

L'analisi si riferisce alla simulazione 3 dello Scenario 2020 della sezione *car parking* della *city area network*. La Tabella 28 mostra una panoramica dei dati di consumo e produzione caratterizzanti la porzione di rete esaminata nell'istante in cui si manifesta l'evento di *failure* considerato che consiste nella separazione della microrete dalla rete principale.

Al verificarsi di quest'ultimo, la rete riuscirebbe a mantenere il funzionamento in isola sfruttando l'energia prodotta dagli impianti di generazione da FER presenti.

Tabella 28. Dati di input.

Intervallo di guasto	PV	Storage	EV fast	EV slow	EV tot	Illuminazione	Servizi Stradali	Guardiola Custode	Sorveglianza	LOAD	Δ (PV-LOAD)	Storage+EV fast	BILANCIO
[hh:mm]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
12:45	11,22	4,22	0,00	3,00	3,00	0,00	2,00	1,00	1,00	7,00	4,22	4,22	0,00

Le informazioni contenute in Tabella 28 sono state utilizzate come dati di *input* per la simulazione in regime dinamico della porzione di rete esaminata dopo il verificarsi dell'evento di *failure*. Al termine dell'analisi è stato esaminato il comportamento del nodo a cui sono collegati i carichi elettrici e le risorse flessibili (*storage* e impianto di generazione da FER) al fine di valutare l'andamento della tensione e della frequenza nel transitorio di stabilimento dell'isola. La Figura 61 rappresenta lo schema equivalente del sistema analizzato durante il transitorio. Si riportano in Figura 62 e Figura 63 gli andamenti delle suddette grandezze di interesse.

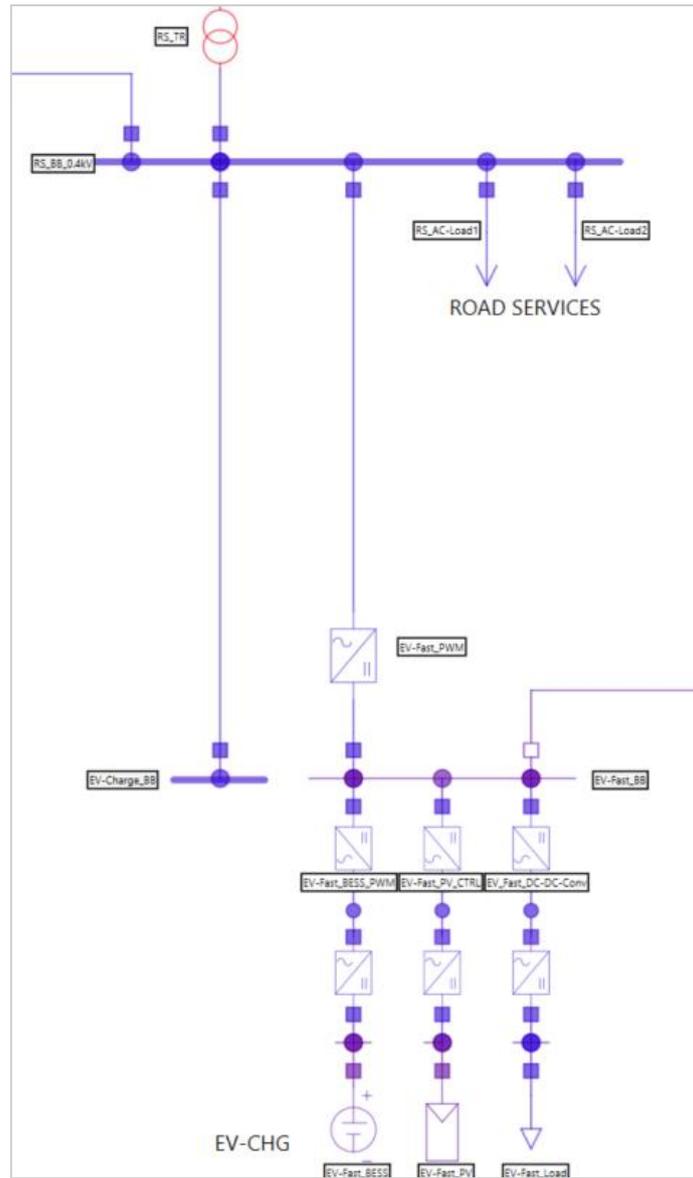


Figura 61. Microrete – section EVH.

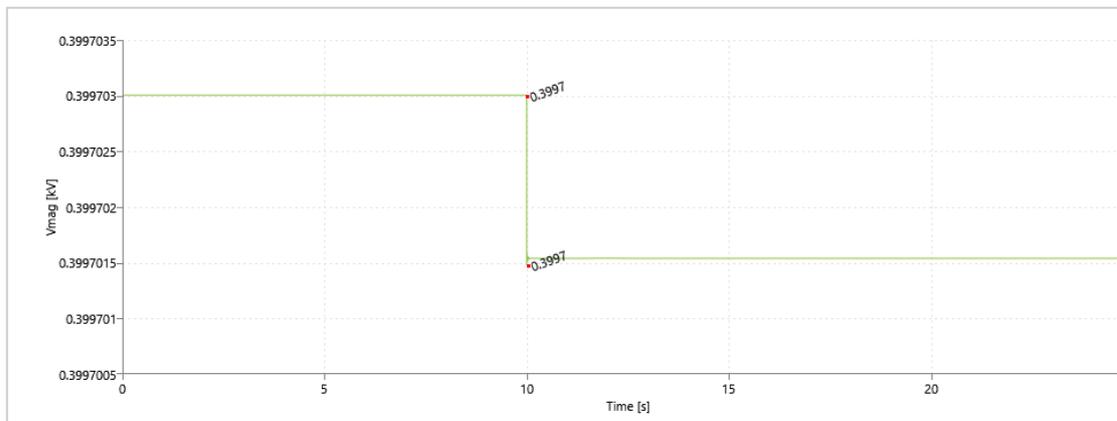


Figura 62. Variazione della tensione al nodo a 0,4 kV.

Come si evince dalla Figura 62, a seguito dell'evento di *failure*, la tensione al nodo esaminato subisce una variazione del tutto trascurabile. Tale risultato è coerente con la condizione operativa pre-guasto caratterizzata da una potenza di scambio ridotta tra la microrete e la rete AC a monte (soli 4,22 kW).

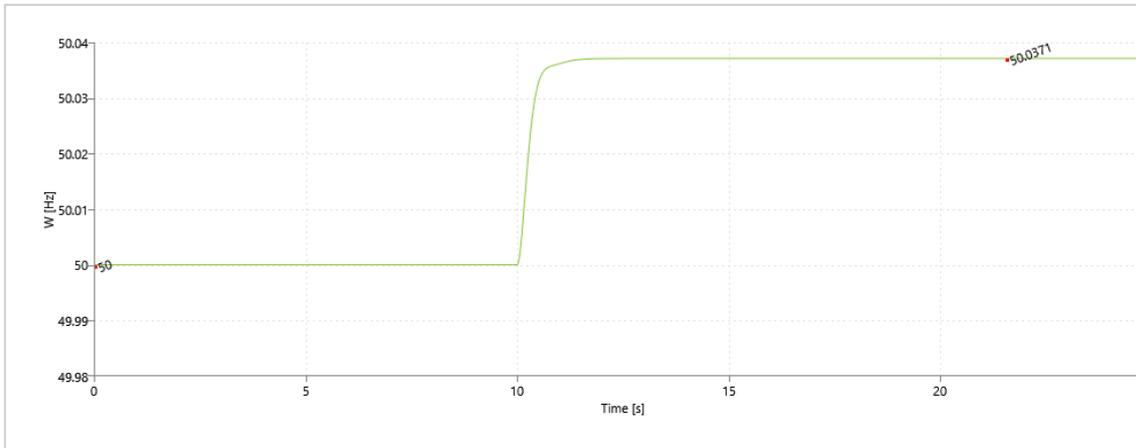


Figura 63. Variazione della frequenza della microrete.

La Figura 63 mostra come la frequenza, al verificarsi del guasto, subisca una variazione in positivo (seppur trascurabile) dal momento che la potenza disponibile dei generatori nella microrete è maggiore di quella richiesta dai carichi. Lo scostamento della frequenza (circa $50+0,08\%$) è accettabile in quanto non eccede i limiti di variazione previsti dalla norma CEI 0-21 ($50 \pm 5\%$) [25].

La Figura 64 mostra l'andamento della potenza attiva fornita dai generatori della microrete in isola nel transitorio di formazione dell'isola. La riduzione di potenza attiva è giustificabile dal fatto che nella microrete in configurazione *grid-off* si annulla il flusso di potenza verso la rete a monte misurabile prima del guasto.

In Figura 65 è riportato l'andamento della potenza reattiva fornita in *loco* e necessaria per garantire il corretto funzionamento della microrete nell'eventualità di configurazione *grid-off*. La figura mostra che nella situazione di pre-guasto (time <10s) la potenza reattiva erogata è nulla in quanto essa viene fornita direttamente dalla rete elettrica e i convertitori sono controllati in modo da massimizzare la produzione di potenza attiva (fattore di potenza pari a 1). In seguito al guasto (time >10s), per stabilizzare il profilo delle tensioni ai nodi e per sopperire alle richieste dei carichi, è necessario produrre una potenza reattiva pari a circa 9 kVAR, produzione che può essere soddisfatta agendo sul controllo dei convertitori presenti oppure prevedendo appositi banchi di condensatori.

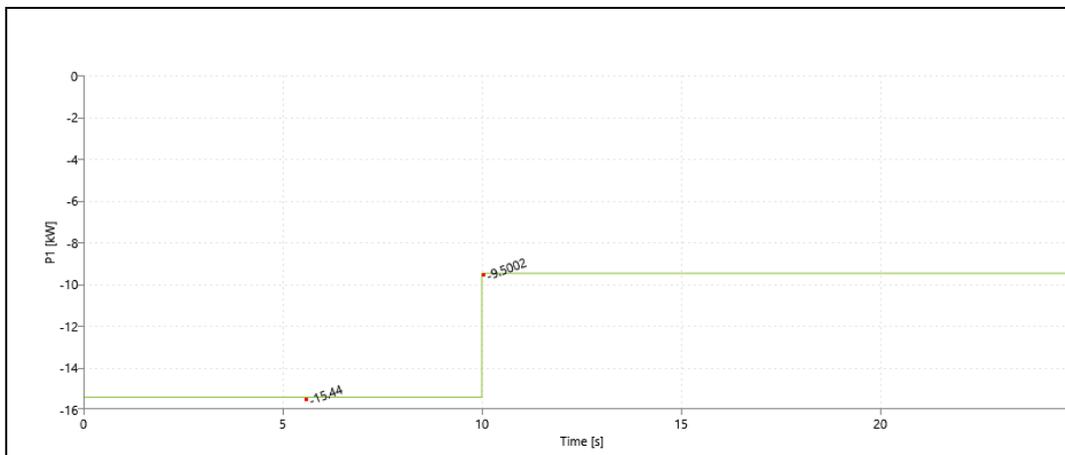


Figura 64. Andamento della potenza attiva fornita dalle risorse distribuite della microrete.

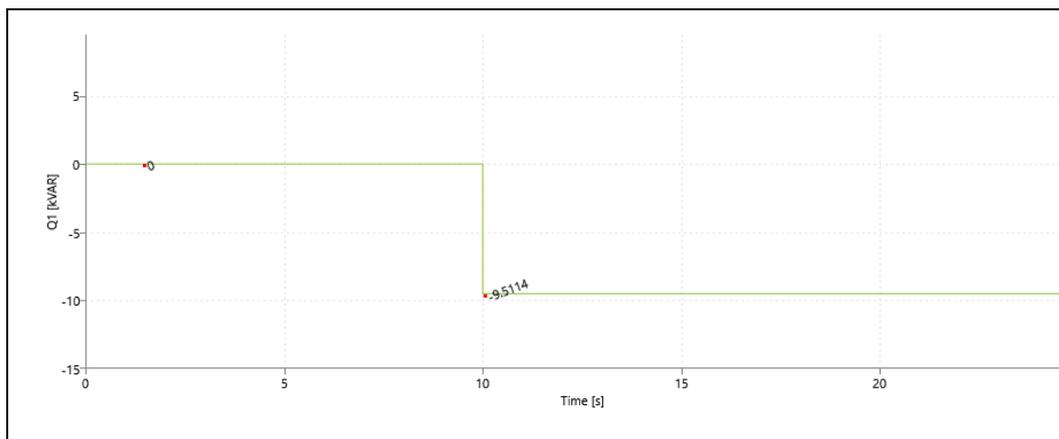


Figura 65. Andamento della potenza reattiva fornita dalle risorse distribuite della microrete.

5.2 Sezione Residential

Il caso studio riportato si riferisce alla simulazione 3 dello Scenario 2020 della sezione residential della city area network.

La Tabella 29 mostra una panoramica dei dati di consumo e produzione caratterizzanti la porzione di rete esaminata nell’istante in cui si manifesta l’evento di failure considerato che consiste nella separazione della microrete dalla rete principale.

Tabella 29. Dati di input.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
23:15	159,60	0,00	13,01	146,59	0,00	0,00	159,60

Lo studio condotto consiste nell’analisi del comportamento nei due nodi a 0,4 kV a cui sono collegati i carichi elettrici e le risorse flessibili (storage e impianto di generazione da FER) al fine di valutare l’andamento della tensione e della frequenza nel transitorio di stabilimento dell’isola. La Figura 66 rappresenta lo schema equivalente del sistema analizzato durante il transitorio. Si riportano in Figura 67 e Figura 68 gli andamenti delle suddette grandezze di interesse.

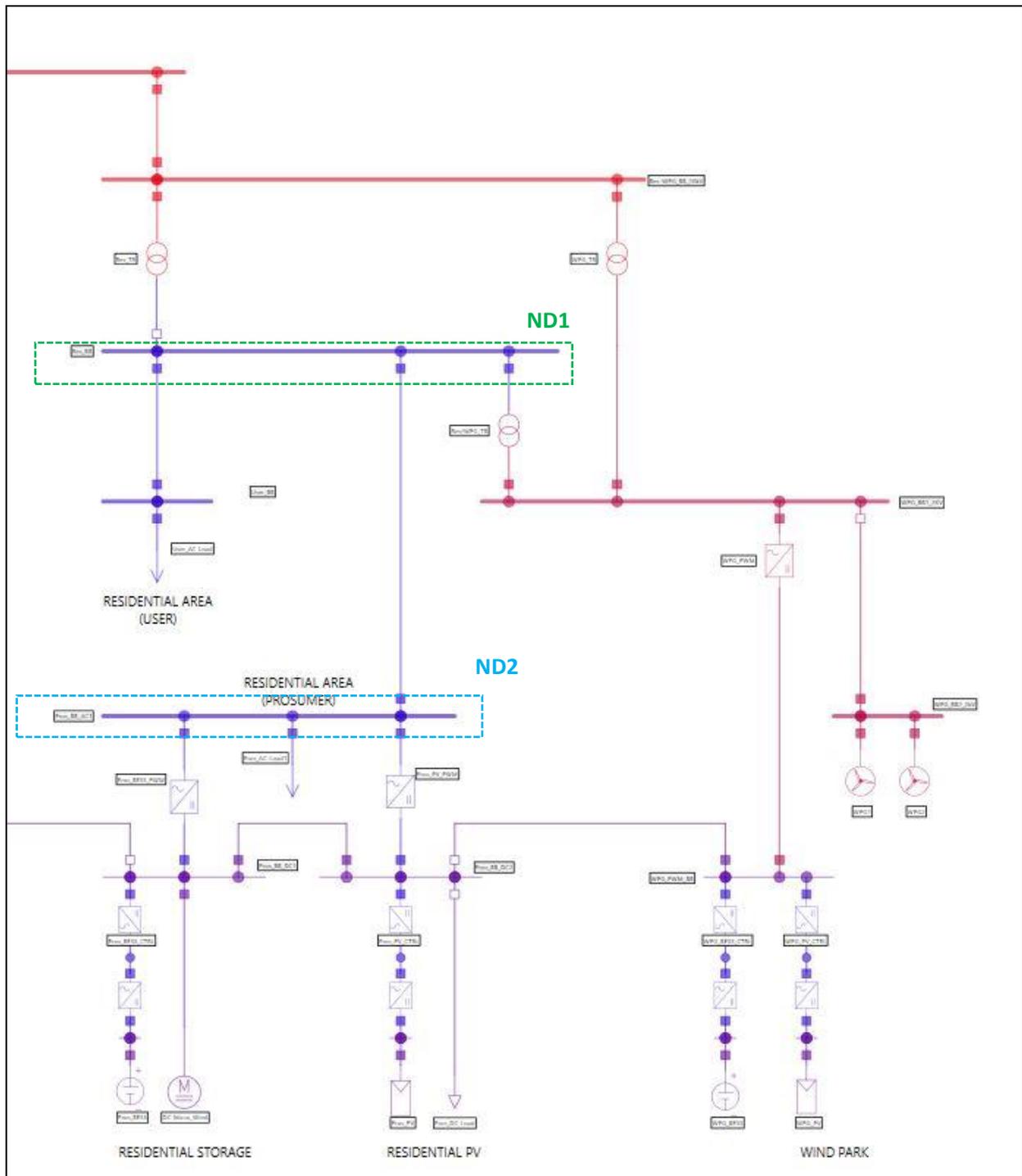


Figura 66. Microrete – section Residential.

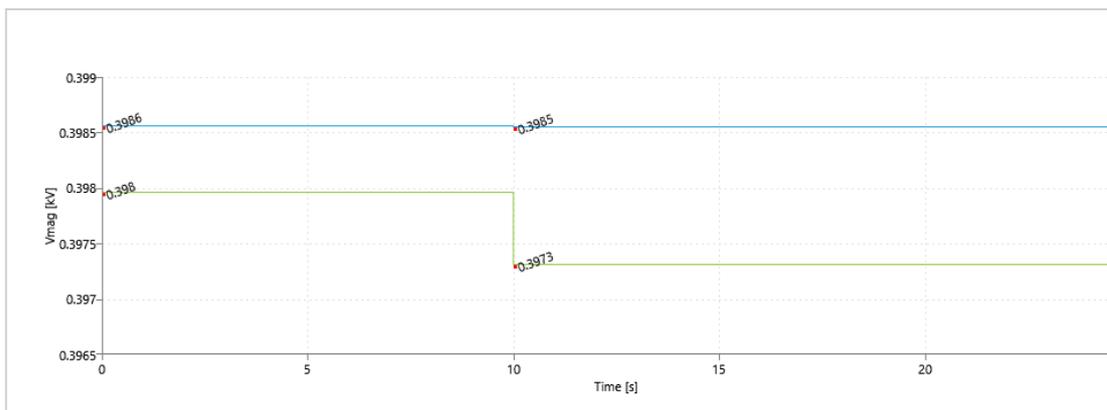


Figura 67. Variazione della tensione ai nodi a 0,4 kV

In Figura 67 sono riportati i profili delle tensioni ai nodi a 0,4 kV. In particolare, il tratto blu è rappresentativo del profilo della tensione al nodo identificato in Figura 66 con “ND2”, mentre, quello in verde del nodo identificato con “ND1”. In entrambi i nodi si può constatare che l’evento di *failure* causa delle perturbazioni in entrambi i nodi del tutto trascurabili.

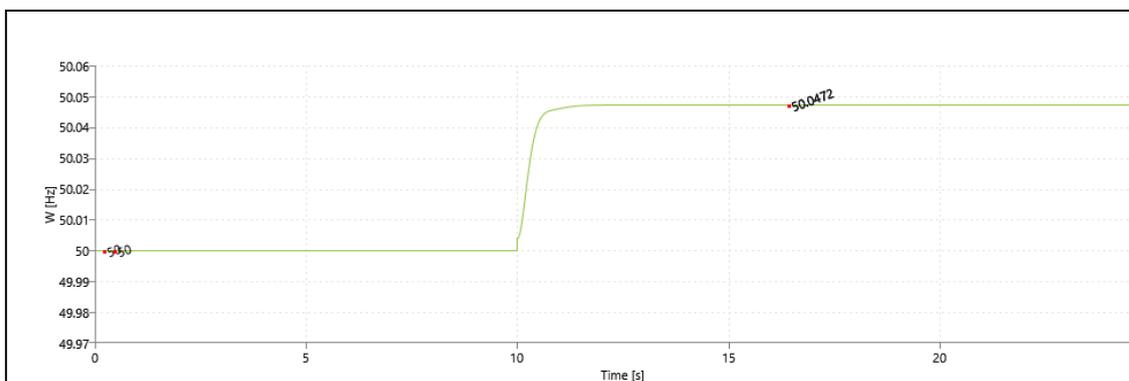


Figura 68. Variazione della frequenza nella microrete.

La Figura 68 mostra come la frequenza, in entrambi i nodi sopra citati, al verificarsi del guasto, subisca una variazione in positivo. Risultato al quanto prevedibile dal momento che la potenza disponibile dalle risorse flessibili è maggiore di quella richiesta dai carichi. Inoltre, lo scostamento di tale frequenza (circa 50+1%) è accettabile in quanto non eccede i limiti di variazione previsti dalla norma CEI 0-16 ($50 \pm 5\%$).

La Figura 69 mostra l’andamento della potenza attiva fornita dalle risorse flessibili presenti nella zona in esame nel transitorio di formazione dell’isola. La riduzione di potenza attiva è giustificabile dal fatto che nella microrete in configurazione *grid-off* è nullo il flusso di potenza immesso nella rete pubblica.

In Figura 70 è riportato l’andamento della potenza reattiva fornita in loco e necessaria per garantire il corretto funzionamento della microrete nell’eventualità di configurazione *grid-off*. Infatti, detta figura mostra che nella situazione di pre-guasto (time <10s) la potenza reattiva erogata è nulla in quanto essa viene fornita direttamente dalla rete elettrica. Al seguito del guasto (time >10s), per stabilizzare il profilo delle tensioni ai nodi e per sopperire alla richiesta dei carichi, bisognerebbe produrre una potenza reattiva poco superiore a 60 kVAR, produzione che può essere soddisfatta agendo sul controllo dei convertitori presenti oppure prevedendo appositi banchi di condensatori.

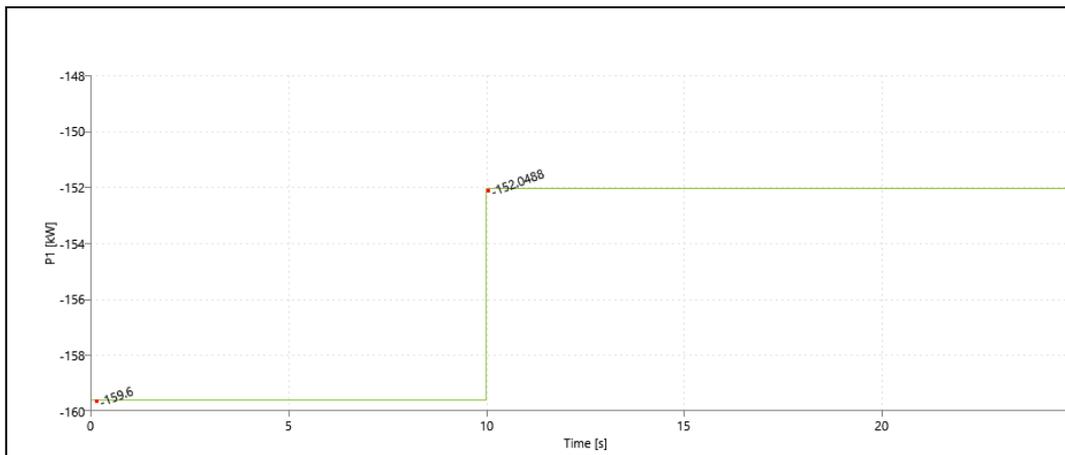


Figura 69. Andamento della potenza attiva fornita dalle risorse flessibili della microrete.

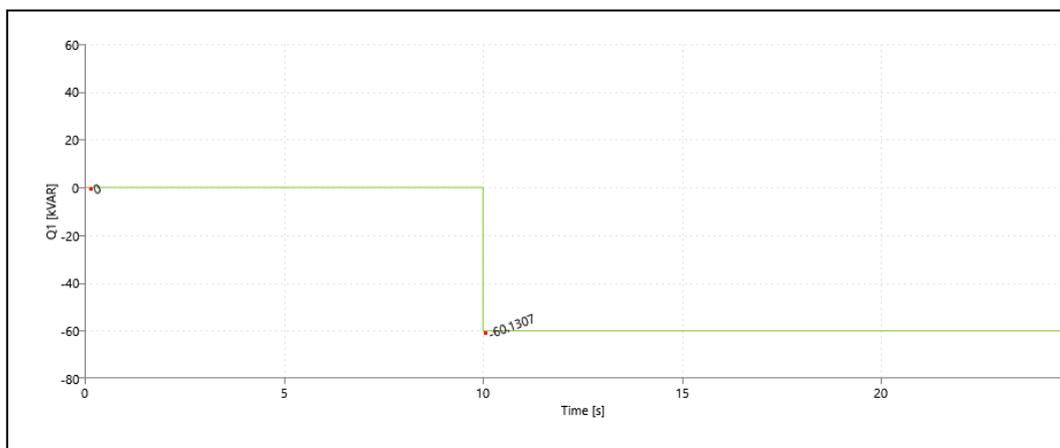


Figura 70. Andamento della potenza reattiva fornita dalle risorse flessibili della microrete.

5.3 Considerazioni sul controllo di grid-forming

Affinché una microrete possa effettivamente funzionare in isola è necessario che siano presenti degli utenti attivi o dei convertitori in grado di sostenere tensione e frequenza lato AC e tensione lato DC.

Come mostrato nella presente sezione, tali convertitori devono poter funzionare con un controllo di tipo *grid-forming*.

Pertanto, è necessario affrontare il problema di quali caratteristiche debbano possedere i convertitori funzionanti in *grid-forming* per poter assicurare un funzionamento efficace della microrete una volta formatasi l'isola in presenza di eventi quali rapide variazioni di carico o guasti che potrebbero verificarsi in tali condizioni.

Per far ciò è fondamentale definire un disturbo di riferimento Δp^* , il che può essere fatto secondo diversi metodi e criteri. Ad esempio, una possibile ipotesi per stabilire il valore di Δp^* potrebbe essere la perdita della più grande delle unità di generazione nel sistema, adottando un criterio N-1.

Un'altra possibilità potrebbe essere quello di assegnare al disturbo un valore nell'intervallo 1-3% del carico massimo del sistema: uno squilibrio di potenza che rientri in tale *range* è infatti già considerato come un grande disturbo per il sistema [34].

Tecniche più avanzate potrebbero essere basate su modelli probabilistici, includendo considerazioni sulla disponibilità delle sorgenti di generazione interfacciate dai convertitori.

5.3.1 Potenza in *grid-forming*

Definito il disturbo di riferimento, è necessario valutare la quantità di potenza che i convertitori in *grid-forming* devono essere in grado di fornire quando il sistema è autonomo.

Per la determinazione della potenza nominale totale che deve essere sommata a tutti i convertitori con capacità di *grid-forming*, è necessario fissare due obiettivi di progettazione: la deviazione di frequenza a regime Δf^* in seguito al disturbo di riferimento Δp^* , e il guadagno di *droop* in frequenza K_f , che regolerà la condivisione dell'energia delle sorgenti che formano la rete.

La massima deviazione di frequenza a regime deve essere fissata tenendo conto di quanto prescritto dal codice di rete e dalle norme CEI 0-16 e 0-21 per le reti in isola. Il valore del guadagno K_f è invece tipicamente assegnato nel *range* 10-100, essendo correlato allo statismo (assunto variabile tra 1% e 10%): se K_f sarà assunto uguale per tutte le fonti di generazione che partecipano alla riserva primaria con formazione della rete, un dato squilibrio di potenza nel sistema sarà ripartito proporzionalmente tra loro.

Le altre fonti di generazione interfacciate saranno gestite con controllo *grid-following*.

La potenza totale dei convertitori funzionanti in *grid-forming* si può esprimere nel seguente modo:

$$S_{Tot} = \frac{f_n \cdot \Delta p^*}{K_f \cdot \Delta f^*} \quad (8)$$

dove f_n è la frequenza nominale della microrete.

5.3.2 Inerzia del sistema

Un altro parametro che deve essere considerato per valutare le prestazioni transitorie della microrete in isola è l'inerzia del sistema. Questa è connessa alla massima deviazione di frequenza istantanea che avviene durante il transitorio dovuto ad un disturbo e al tasso di variazione in frequenza iniziale (RoCoF iniziale).

Nella valutazione dell'inerzia del sistema si tiene conto soltanto dei convertitori funzionanti in *grid-forming*, assumendo che le altre sorgenti di generazione interfacciate operino con un controllo in *grid-following* e non implementino quindi alcun controllo di inerzia sintetico.

Come nel caso dell'analisi stazionaria, questa ipotesi è conservativa perché le unità che seguono la rete possono generalmente fornire un'inerzia sintetica attraverso specifici controlli aggiuntivi.

Per la determinazione della quantità totale di inerzia che deve essere fornita dai convertitori con capacità di *grid-forming*, l'approccio può essere basato sui concetti di centro di inerzia e di dinamica di oscillazione aggregata. Al contrario dei grandi sistemi di potenza interconnessi, nel caso di reti autonome è ragionevole supporre che la dinamica di tutti gli elementi oscillanti possa essere concentrata nel centro di inerzia, con un'unica frequenza per l'intero sistema.

In questa analisi, l'inerzia sintetica dei convertitori funzionanti in *grid-forming* viene calcolata assumendo un determinato valore del RoCoF massimo, che viene indicato con ρ_{max}^* .

Considerato il disturbo di riferimento Δp^* e la potenza S_{Tot} calcolata con la (8) e imponendo un dato valore di ρ_{max}^* , si può calcolare il valore dell'inerzia con la formula:

$$H_{Tot} = \frac{f_n \cdot \Delta p^*}{\rho_{max}^* \cdot S_{Tot}}; \quad (9)$$

5.3.3 Analisi delle microreti nello scenario 2040

A titolo di esempio, nel presente paragrafo si calcolano la potenza totale dei convertitori funzionanti in *grid-forming* e l'inerzia sintetica totale per le diverse microreti oggetto dello studio nello scenario 2040, caratterizzato dalla massima penetrazione di fonti rinnovabili e dal carico massimo.

Analizzando i dati riportati in [1], si ottiene il carico massimo per le quattro microreti nello scenario 2040 (Tabella 30).

Le tabelle successive riportano i valori di S_{tot} per diversi casi.

In particolare, si considera una condizione di funzionamento in isola con protezioni di interfaccia dei generatori settati secondo il paragrafo 8.4.3 della norma CEI 0-21 se interfacciati con la rete BT e secondo il paragrafo 5.2.2.2 della norma CEI 0-16 se interfacciati con la rete MT.

Pertanto, nel caso di rete BT si ammette durante il funzionamento in isola uno scostamento massimo della frequenza del 3% del valore nominale e nel caso di reti MT del 5%.

Tabella 30. Carico massimo per la valutazione dei parametri S_{tot} e H_{tot} .

Microgrid	Carico Massimo [kW]	$\Delta f^* \%$
Sezione Underground	264	3%
Sezione EV (2040DEC)	19	3%
Sezione Residential	353	3%
Porta Area (2040DEC)	4000	5%

Tabella 31. S_{tot} in kVA per la Sezione Underground.

K_f	Δp^* in percentuale del carico massimo				
	1%	2%	3%	4%	5%
10	8.8	17.6	26.4	35.2	43.9
20	4.4	8.8	13.2	17.6	22.0
30	2.9	5.9	8.8	11.7	14.6
40	2.2	4.4	6.6	8.8	11.0
50	1.8	3.5	5.3	7.0	8.8
60	1.5	2.9	4.4	5.9	7.3
70	1.3	2.5	3.8	5.0	6.3
80	1.1	2.2	3.3	4.4	5.5
90	1.0	2.0	2.9	3.9	4.9
100	0.9	1.8	2.6	3.5	4.4

Tabella 32. S_{tot} in kVA per la Sezione EVH.

K_f	Δp^* in percentuale del carico massimo				
	1%	2%	3%	4%	5%
10	0.6	1.3	1.9	2.5	3.2
20	0.3	0.6	1.0	1.3	1.6
30	0.2	0.4	0.6	0.8	1.1
40	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8
50	0.1	0.3	0.4	0.5	0.6
60	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
70	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
80	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4
90	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4
100	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3

Tabella 33. S_{tot} in kVA per la Sezione Residential.

K_f	Δp^* in percentuale del carico massimo				
	1%	2%	3%	4%	5%
10	11.8	23.5	35.3	47.1	58.8
20	5.9	11.8	17.7	23.5	29.4
30	3.9	7.8	11.8	15.7	19.6
40	2.9	5.9	8.8	11.8	14.7
50	2.4	4.7	7.1	9.4	11.8
60	2.0	3.9	5.9	7.8	9.8
70	1.7	3.4	5.0	6.7	8.4
80	1.5	2.9	4.4	5.9	7.4
90	1.3	2.6	3.9	5.2	6.5
100	1.2	2.4	3.5	4.7	5.9

Tabella 34. S_{tot} in kVA per la Port Area Network.

K_f	Δp^* in percentuale del carico massimo				
	1%	2%	3%	4%	5%
10	101	202	302	403	504
20	50	101	151	202	252
30	34	67	101	134	168
40	25	50	76	101	126
50	20	40	60	81	101
60	17	34	50	67	84
70	14	29	43	58	72
80	13	25	38	50	63
90	11	22	34	45	56
100	10	20	30	40	50

I valori di S_{tot} riportati nelle precedenti tabelle possono essere espressi in percentuale del picco di carico delle quattro microreti considerate ottenendo la Tabella 35 di valore generale.

Tabella 35. S_{tot} in % del carico massimo per le aree BT (sezioni city area).

K_f	Δp^* in percentuale del carico massimo				
	1%	2%	3%	4%	5%
10	3.3%	6.7%	10.0%	13.3%	16.7%
20	1.7%	3.3%	5.0%	6.7%	8.3%
30	1.1%	2.2%	3.3%	4.4%	5.6%
40	0.8%	1.7%	2.5%	3.3%	4.2%
50	0.7%	1.3%	2.0%	2.7%	3.3%
60	0.6%	1.1%	1.7%	2.2%	2.8%
70	0.5%	1.0%	1.4%	1.9%	2.4%
80	0.4%	0.8%	1.3%	1.7%	2.1%
90	0.4%	0.7%	1.1%	1.5%	1.9%
100	0.3%	0.7%	1.0%	1.3%	1.7%

Tabella 36. S_{tot} in % del carico massimo per le aree MT (port area).

K_f	Δp^* in percentuale del carico massimo				
	1%	2%	3%	4%	5%
10	2.0%	4.0%	6.0%	8.0%	10.0%
20	1.0%	2.0%	3.0%	4.0%	5.0%
30	0.7%	1.3%	2.0%	2.7%	3.3%
40	0.5%	1.0%	1.5%	2.0%	2.5%
50	0.4%	0.8%	1.2%	1.6%	2.0%
60	0.3%	0.7%	1.0%	1.3%	1.7%
70	0.3%	0.6%	0.9%	1.1%	1.4%
80	0.3%	0.5%	0.8%	1.0%	1.3%
90	0.2%	0.4%	0.7%	0.9%	1.1%
100	0.2%	0.4%	0.6%	0.8%	1.0%

Le tabelle che seguono riportano i valori di H_{tot} calcolati assumendo un RoCof massimo $\rho_{max}^* = 5 \text{ Hz/s}$.

Tabella 37. H_{tot} in s per le aree BT (sezioni city area).

K_f	Δp^* in percentuale del carico massimo				
	1%	2%	3%	4%	5%
10	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
20	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
30	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
40	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
50	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
60	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
70	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
80	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
90	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0
100	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0

Tabella 38. H_{tot} in s per le aree MT (port area).

K_f	Δp^* in percentuale del carico massimo				
	1%	2%	3%	4%	5%
10	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
20	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
30	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
40	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
50	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
60	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
70	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0
80	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
90	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
100	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0

A valori elevati di K_f corrispondono valori minori della taglia dei convertitori da dedicare ad azioni di grid-forming, tuttavia questi convertitori devono presentare una riserva maggiore per poter compensare i disturbi che possono verificarsi nella rete in isola e presentare una risposta inerziale molto forte.

Avendo a disposizione convertitori con taglie superiori alle massime presenti in tabella in ciascuna delle reti test esaminate, una soluzione che permette di limitare la riserva di regolazione primaria dei convertitori in grid-forming è quella che presenta convertitori con guadagno $K_f=10$. Nel caso peggiore (variazioni di carico fino al 5%), questi costituirebbero una piccola percentuale del carico massimo della rete (17% nel caso di rete BT e 10% nel caso di rete MT) e avrebbero una costante di inerzia comparabile a quella di generatori rotanti tradizionali (3 s in BT e 5 s in MT). Sulla base di tali considerazioni, sono stati impostati i valori del guadagno dei regolatori e dell'inerzia dei convertitori nelle simulazioni dei precedenti paragrafi.

6 Analisi delle microreti durante un cortocircuito in DC

6.1 Introduzione

L'introduzione di sistemi in corrente continua nelle reti di distribuzione in corrente alternata appare una prospettiva interessante per l'evoluzione di queste reti verso una struttura in cui i problemi di regolazione della tensione appaiono meno complessi e il problema della regolazione della frequenza scompare. Tuttavia, è importante chiedersi se tali nuove strutture contribuiranno ad aumentare o a diminuire l'entità delle correnti di guasto in presenza di componenti quali sistemi di accumulo, impianti fotovoltaici, e interconnessioni tra microreti di diverse caratteristiche. Tale quesito acquista maggiore interesse nell'ottica di un'analisi di affidabilità delle microreti in DC e ibride AC /DC. Infatti, correnti di guasto più elevate determinano maggiori sollecitazioni termiche e meccaniche sui componenti e possono portare ad una riduzione della vita utile degli stessi.

Attraverso l'analisi condotta sulle reti test vengono di seguito calcolati i valori delle correnti di guasto in DC in presenza di risorse distribuite al fine di effettuare un confronto con i valori tipici delle correnti nelle reti in AC. Il calcolo si basa sulla norma IEC 61660 [26].

È importante sottolineare che la norma IEC 61660 propone una metodologia di calcolo della corrente di cortocircuito in DC ma, data l'età di questo documento, non vengono considerati i più recenti sviluppi della tecnologia e, tra le altre cose, la presenza simultanea di sorgenti AC e DC.

In letteratura, con l'aiuto di un software di simulazione di reti elettriche, alcuni autori hanno cercato di superare le limitazioni della norma e hanno proposto miglioramenti basati sui risultati della simulazione. In [27], gli autori sviluppano un pacchetto originale di programmi utilizzati per l'analisi e la valutazione dei dispositivi di protezione CC nei sistemi di potenza. In [28], vengono presentati due diversi approcci di modellazione per valutare le correnti di cortocircuito lato DC nei sistemi di distribuzione DC alimentati da raddrizzatori, e validati da una simulazione nel dominio del tempo. In [29] viene presentato un modello algebrico per approssimare il contributo della corrente di cortocircuito DC dei convertitori senza capacità di *ride-through* del guasto DC. In [30], gli autori analizzano i limiti nell'applicazione dello standard IEC 61660 ai sistemi HVDC e, infine, in [31], viene proposto un approccio per estendere lo standard IEC 61660 ai sistemi elettrici magliati.

Tenuto conto delle esperienze in letteratura, nel presente capitolo si propone un approccio generalizzato che può essere utilizzato per il calcolo delle correnti di cortocircuito in DC nelle *microgrid* ibride AC/DC, indipendentemente dalle caratteristiche del sistema ibrido. La metodologia si basa sulle principali equazioni dello standard IEC 61660, utilizzate per il calcolo delle resistenze equivalenti per una formulazione matriciale del problema e opportunamente modificate per tenere conto della presenza di generazione fotovoltaica locale.

Applicando tale metodologia, sia nella "City area network" che nella "Port area network" vengono simulati dei cortocircuiti netti ai nodi DC ai quali sono collegati diverse sorgenti in corrente continua. La simulazione viene condotta anche in ambiente Neplan per un confronto dei risultati.

6.2 Metodologia

La Figura 71 mostra una generica topologia di una microrete DC con N nodi di carico e generazione. Ogni sorgente DC può essere un raddrizzatore, un sistema di accumulo di energia (BESS), un condensatore o un motore DC (Figura 72). Altri tipi di sorgenti DC, come le celle a combustibile o i sistemi fotovoltaici, non sono considerati perché lo standard IEC 61660 non fornisce alcuna guida per il calcolo della corrente di cortocircuito in presenza di tali elementi.

I raddrizzatori si trovano nei punti di connessione tra le microreti DC e le reti AC, e la loro presenza viene utilizzata per tenere conto del contributo del sistema AC principale al calcolo della corrente di cortocircuito in DC. Secondo le ipotesi della norma IEC 61660, ai fini del calcolo della corrente di cortocircuito massima, vengono trascurati gli effetti dei limitatori di corrente dei raddrizzatori.

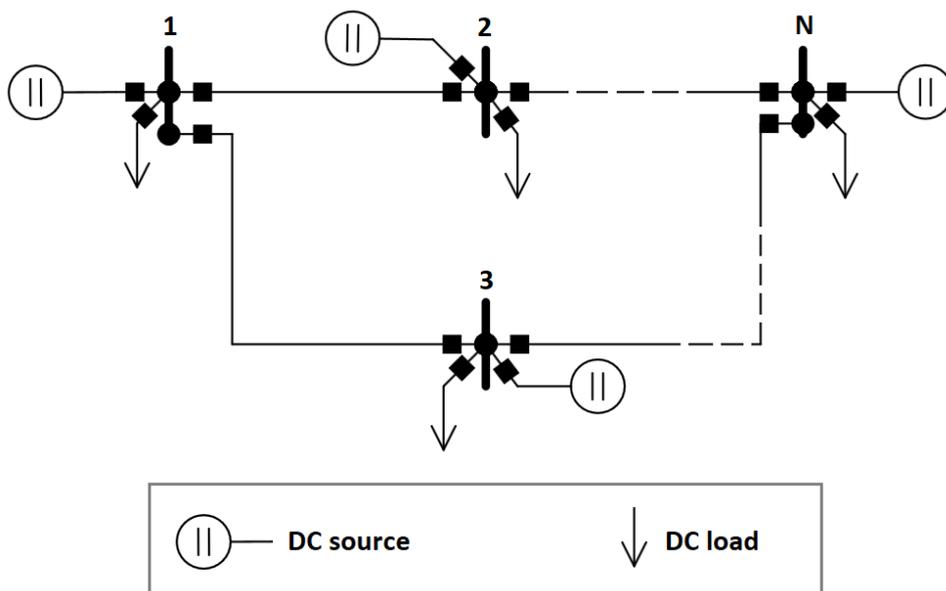


Figura 71. Rappresentazione generica di una microrete DC con N nodi.

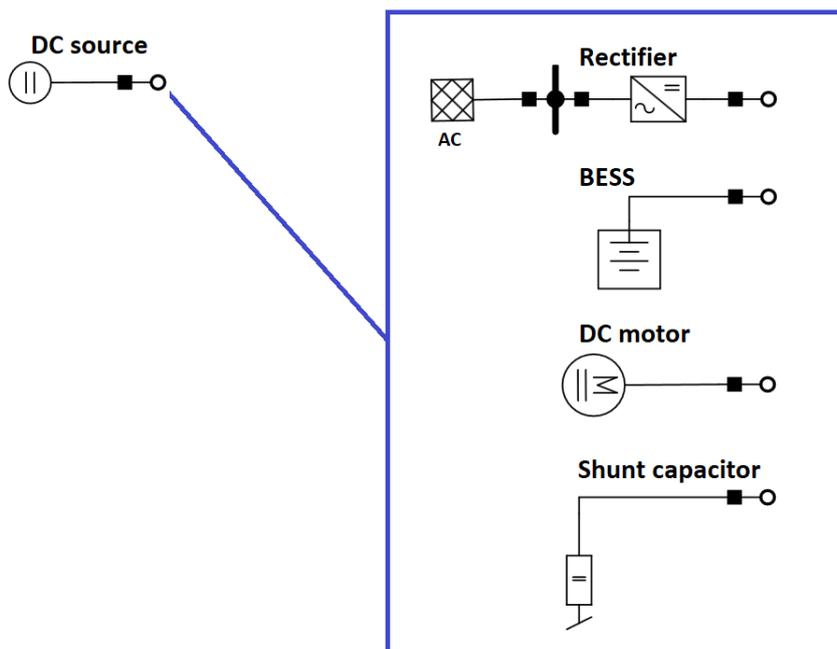


Figura 2. Sorgenti DC considerate nello studio in accordo alla norma IEC 61660.

Il calcolo della corrente di cortocircuito in regime stazionario in un generico i-esimo bus della *microgrid* DC in Figura 71 viene eseguito calcolando la matrice di conduttanza di cortocircuito $[G_{SC}]$ [31]-[32].

Secondo questo metodo, la corrente di cortocircuito si trova risolvendo l'equazione della matrice:

$$[I_F] = [G_{SC}][U_0] - [G_{SC}][U_F] \tag{1}$$

dove $[I_F]$ è un vettore che ha tutti gli elementi nulli tranne l'i-esimo elemento, che è la corrente di guasto $I_{F,i}$ all'i-esimo nodo, $[U_0]$ è un vettore i cui elementi sono le tensioni ai nodi della microrete DC prima del guasto, che si assume siano uguali alla tensione nominale del sistema o alle tensioni pre-guasto ottenute per mezzo

dell'analisi di *load flow* della microrete. Infine, $[U_F]$ è un vettore i cui elementi sono le tensioni ai nodi della microrete DC durante il guasto. L'*i*-esimo elemento di $[U_F]$ è posto pari a zero nel caso di guasto franco, tutti gli altri elementi, compresa la corrente di guasto, sono le incognite del sistema.

L'equazione (1) rappresenta, quindi, un sistema con *N* equazioni e *N* incognite (1 corrente e *N*-1 tensioni ai nodi). L'elemento diagonale G_{kk} della matrice di conduttanza $[G_{SC}]$ si ottiene come la somma di tutte le conduttanze di tutti gli elementi collegati al *k*-esimo bus. L'elemento extra-diagonale G_{kh} della matrice è l'opposto della somma di tutte le conduttanze di tutti gli elementi che collegano i bus *k* e *h*.

Per calcolare il contributo di una sorgente DC ad un generico elemento G_{kk} , si utilizzano le espressioni riportate nella norma IEC 61660.

Nel caso di un sistema di accumulo, la resistenza equivalente della sorgente è data da:

$$R_{BB} = \frac{0,9 \cdot R_B + R_{BL}}{0,95 \cdot k_B} \quad (2)$$

dove R_B è la resistenza di cortocircuito della batteria fornita dal produttore, R_{BL} è la resistenza del cavo di collegamento dalla batteria al bus DC, k_B è un coefficiente imposto pari a 1,05 per batterie prossime alla carica massima e a 0,9 per le batterie a bassa carica. La tensione della batteria prima e durante il guasto è assunta pari alla tensione nominale della microrete DC.

Nel caso di un motore in DC, la resistenza equivalente è semplicemente la resistenza del circuito DC dai terminali di uscita del motore fino al nodo DC in cui avviene il guasto.

Nel caso di un condensatore con capacità nominale *C*, la resistenza equivalente della sorgente è data da:

$$R_{CB} = \frac{R_{CL}}{k_C} \quad (3)$$

dove R_{CL} è la resistenza del cavo di collegamento dal condensatore al nodo DC e k_C è un coefficiente fornito dalla norma IEC 61660 e dipendente dall'induttanza L_{CL} dello stesso cavo di collegamento e dalla pulsazione $\omega_o = 1/\sqrt{L_{CL}C}$.

Questa resistenza può essere utilizzata per calcolare il valore di picco della corrente di cortocircuito ma, per il contributo alla corrente di cortocircuito in regime stazionario, la resistenza va considerata infinita.

Infine, nel caso del raddrizzatore, la resistenza equivalente della sorgente deve considerare il contributo della rete AC a monte del convertitore. Utilizzando le espressioni della norma IEC 61660, si può ottenere la seguente resistenza:

$$R_{CONV} = \frac{1}{c} \left(\sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \pi \cdot \frac{Z_Q}{\lambda_d} + R_{loss} + R_{RL} \right) \quad (4)$$

dove:

- Z_Q è il modulo dell'impedenza di cortocircuito della rete AC ai morsetti d'ingresso del raddrizzatore riferito alla tensione lato DC, calcolato, secondo la IEC 60909 [33], trascurando la presenza del

raddrizzatore come possibile elemento di creazione di un *loop* di richiusura durante il guasto sul lato AC;

- λ_d è un coefficiente previsto dalla IEC 61660, il cui valore dipende dal rapporto tra la parte reale e immaginaria di Z_Q e dal rapporto tra la resistenza del circuito DC a valle del convertitore e la resistenza del circuito AC a monte del convertitore;
- R_{loss} è una resistenza aggiuntiva che tiene conto delle perdite di potenza interne del convertitore;
- R_{RL} è la resistenza del cavo di collegamento dal raddrizzatore al bus DC. Infine, nella (4) il coefficiente c è il fattore di tensione definito dalla IEC 60909, che è qui introdotto per semplificare i calcoli successivi.

Sulla base dello stesso principio è possibile proporre un approccio simile per tenere conto della presenza di generatori FV nei calcoli delle correnti di cortocircuito DC. Nelle microreti DC, gli impianti fotovoltaici sono collegati direttamente al bus DC o tramite un convertitore DC/DC e in entrambi i casi il loro contributo alla corrente di cortocircuito è sempre noto e fornito dal produttore dei moduli PV.

Poiché un campo fotovoltaico è composto da stringhe di moduli collegati in parallelo, il contributo di cortocircuito I_{SC} di un impianto fotovoltaico con N_S stringhe durante un guasto nella *microgrid* DC può essere espresso come:

$$I_{SC} = N_S \cdot I_{SC,mod} \quad (5)$$

dove $I_{SC,mod}$ è la corrente di cortocircuito di un singolo modulo fotovoltaico fornita dal produttore. Allo scopo di calcolare la massima corrente di cortocircuito nella rete DC, è possibile definire una resistenza di cortocircuito equivalente del campo fotovoltaico per integrare anche questa fonte nella metodologia proposta:

$$R_{FV} = \frac{U_{out}}{I_{SC}} + R_{FL} \quad (6)$$

dove U_{out} è la tensione alla tensione di uscita dell'impianto fotovoltaico, assunta pari alla tensione nominale del sistema DC e R_{FL} è la resistenza del cavo di collegamento dal campo fotovoltaico al bus DC.

Usando le resistenze date dalle equazioni da (2) a (6) e le resistenze dei cavi DC che collegano i bus delle *microgrid* DC, tutti gli elementi della matrice $[G_{SC}]$ sono noti e la corrente di cortocircuito e le tensioni in tutti i nodi durante il guasto possono essere calcolate risolvendo l'equazione (1) scritta in forma esplicita:

$$\begin{aligned} 0 &= \sum_{k=1}^N G_{hk}(U_{Ok} - U_{Fk}) \quad \forall h \neq i \\ I_{F,i} &= \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N G_{ik}(U_{Ok} - U_{Fk}) + G_{ii}U_{Oi} \end{aligned} \quad (7)$$

6.3 Analisi della City Area Network

La Figura 72 rappresenta la *City Area Network*. La rete presenta aree in DC e in AC con risorse distribuite di vario genere: generatori FV ed eolici, carichi semplici e carichi controllabili, accumuli elettrici statici e per trazione (EVH connessi in modalità V2G e V1G).

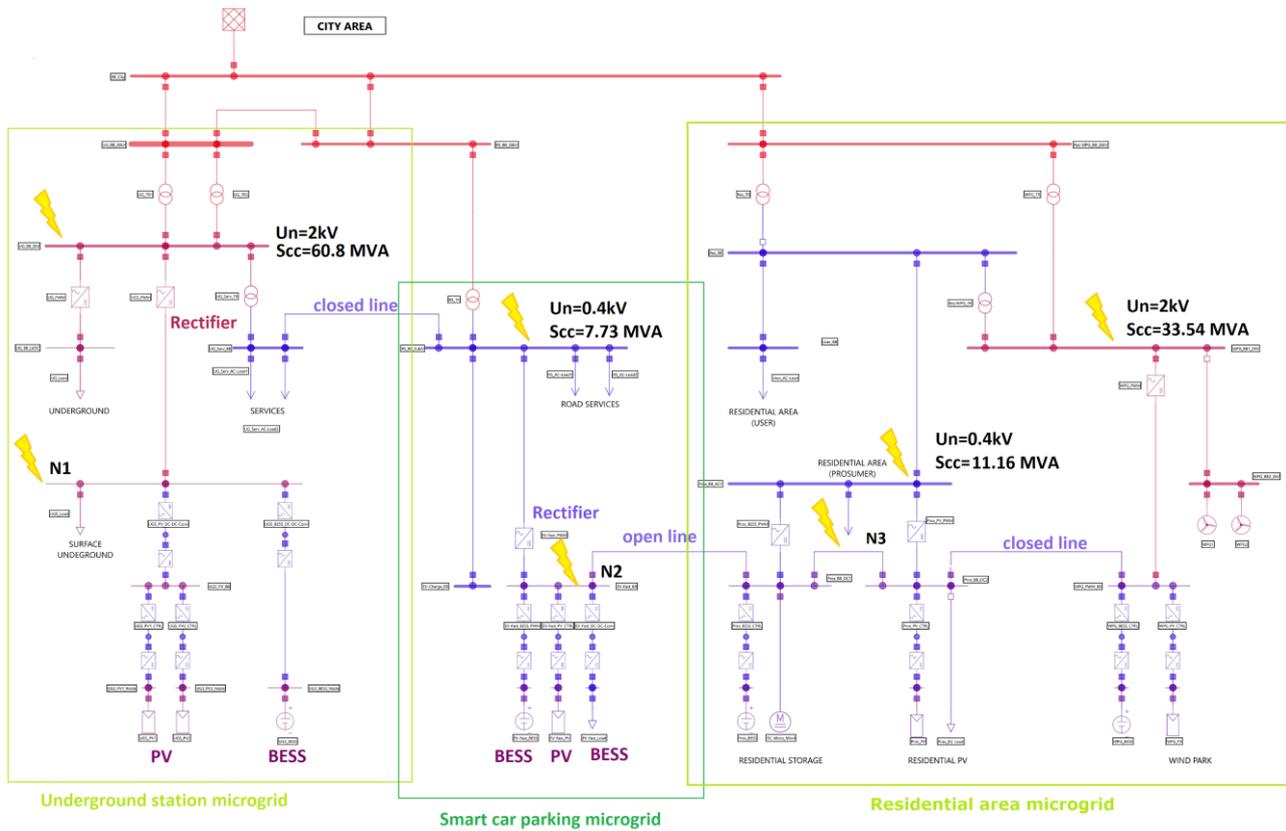


Figura 72. City Area Network.

Le sbarre segnate in rosso costituiscono i nodi alimentati a 20 kV in tensione alternata. Attraverso le sezioni di trasformazione vengono alimentate i nodi a 2 kV (di colore fucsia) e quelli a 0,4 kV (di colore blu). Con un successivo stato di raddrizzamento ad opera dei raddrizzatori che convertono la tensione alternata in tensione continua, vengono alimentate le sbarre terminali della rete a 0,6 kV. Quest'ultimi nodi alimentano molteplici carichi e sorgenti in corrente continua.

La potenza di cortocircuito al nodo di alimentazione della rete è impostata al valore di 433 MVA, al quale, per una rete a 20 kV corrisponde una corrente di cortocircuito trifase netta pari a 12,5 kA (valore massimo raggiungibile nelle reti e-distribuzione).

Nella rete si individuano le tre microreti per le quali sono riportati i valori delle potenze di cortocircuito ai nodi AC ai quali sono collegati i raddrizzatori che alimentano i guasti ipotizzati nei nodi N1, N2 e N3. La figura mostra anche lo stato (aperto/chiuso) delle linee AC della City Area poiché il loro stato influenza il valore dell'impedenza Z_Q nell'equazione (4). Nel calcolo si assume che condensatori e motori in corrente continua non siano presenti in nessun bus della rete ibrida.

I parametri per il calcolo sono riportati nelle tabelle seguenti.

Tabella 39. Dati per il calcolo nella sezione underground.

Rete AC	Tensione nominale $U_n=2$ kV Potenza di cortocircuito iniziale ai terminali di ingresso dei raddrizzatori $S_{cc}=60,8$ MVA
Raddrizzatore	Tensione di uscita $U_{out}=1,5$ kV Potenza nominale $S_r=800$ kVA Resistenza interna $R_{loss}=0,001$ Ω Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=5$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{RL}=0,0025$ Ω
Sistema di accumulo	Tensione di uscita $U_{out}=1,5$ kV Stato della batteria: carica ($k_B=1,05$) Potenza nominale $S_r=250$ kVA Resistenza di cortocircuito della batteria $R_B=0,2$ Ω Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=5$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC: $R_{BL}=0,025$ Ω
Impianto FV	Tensione di uscita $U_{out}=1,5$ kV Numero di moduli $N_m=44$ Numero di stringhe $N_s=3$ Potenza nominale $S_r=50$ kW Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=20$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{FL}=0,011$ Ω

Tabella 40. Dati per il calcolo nella sezione car parking.

Rete AC	Tensione nominale $U_n=0,4$ kV Potenza di cortocircuito iniziale ai terminali di ingresso dei raddrizzatori $S_{cc}=7,3$ MVA
Raddrizzatore	Tensione di uscita $U_{out}=0,6$ kV Potenza nominale $S_r=400$ kVA Resistenza interna $R_{loss}=0,01$ Ω Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=5$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{RL}=0,0025$ Ω
Sistema di accumulo	Tensione di uscita $U_{out}=0,6$ kV Stato della batteria: carica ($k_B=1,05$) Potenza nominale $S_r=40$ kVA Resistenza di cortocircuito $R_B=0,2$ Ω Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=20$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{BL}=0,011$ Ω
Batterie degli EV	Tensione di uscita $U_{out}=0,4$ kV Stato della batteria: carica ($k_B=1,05$) Potenza nominale $S_r=400$ kVA Resistenza di cortocircuito $R_{B,ev}=0,2$ Ω Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=20$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{BL,ev}=0,0007$ Ω
Impianto FV	Tensione di uscita $U_{out}=1,5$ kV Numero di moduli $N_m=44$ Numero di stringhe $N_s=3$ Potenza nominale $S_r=50$ kW Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=20$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{FL}=0,011$ Ω

Tabella 41. Dati per il calcolo nella sezione residenziale.

Rete AC	Tensione nominale $U_{n1}=2$ kV Tensione nominale $U_{n2}=0,4$ kV Potenza di cortocircuito iniziale ai terminali di ingresso dei raddrizzatori lato MT $S_{cc1}=33,54$ MVA Potenza di cortocircuito iniziale ai terminali di ingresso dei raddrizzatori lato BT $S_{cc2}=11,16$ MVA
Raddrizzatore 2kV	Tensione di uscita $U_{out}=0,6$ kV Potenza nominale $S_r=2000$ kVA Resistenza interna $R_{loss}=0,01$ Ω Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=5$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{RL}=0,0025$ Ω
Raddrizzatore 0.4kV	Tensione di uscita $U_{out}=0,6$ kV Potenza nominale $S_r=2 \times 400$ kVA Resistenza interna $R_{loss}=0,01$ Ω Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=5$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{RL}=0,0025$ Ω
Sistema di accumulo	Tensione di uscita $U_{out}=0,6$ kV Stato della batteria: carica ($k_B=1,05$) Potenza nominale $S_r=200$ kVA Resistenza di cortocircuito $R_B=0,2$ Ω Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=20$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{BL}=0,011$ Ω
Impianto FV	Tensione di uscita $U_{out}=0,6$ kV Numero di moduli $N_m=1111$ Numero di stringhe $N_s=52$ Potenza nominale $S_r=500$ kW Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=20$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{FL}=0,011$ Ω

6.3.1 Sezione rete - Area Metropolitana

Applicando la metodologia su descritta, la rete è rappresentabile come in Figura 73, dove il nodo 2 rappresenta il nodo di guasto N1.

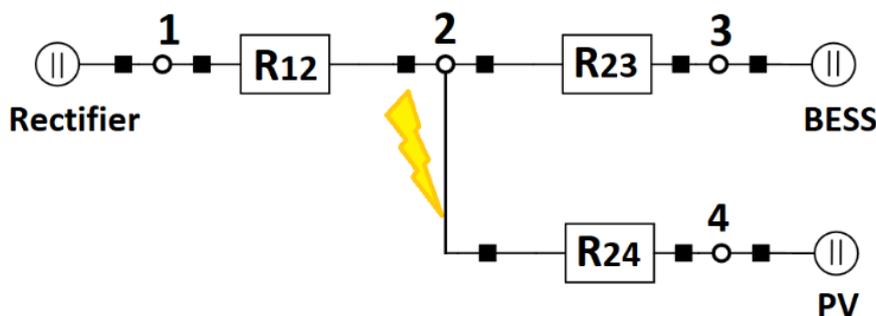


Figura 73. Rappresentazione unifilare della sezione Underground.

In Figura 74 è riportata l'implementazione della microrete in Neplan. Nella figura le sbarre collettrici rappresentano il nodo N1 nel quale si verifica il guasto.

SEZIONE UNDERGROUND

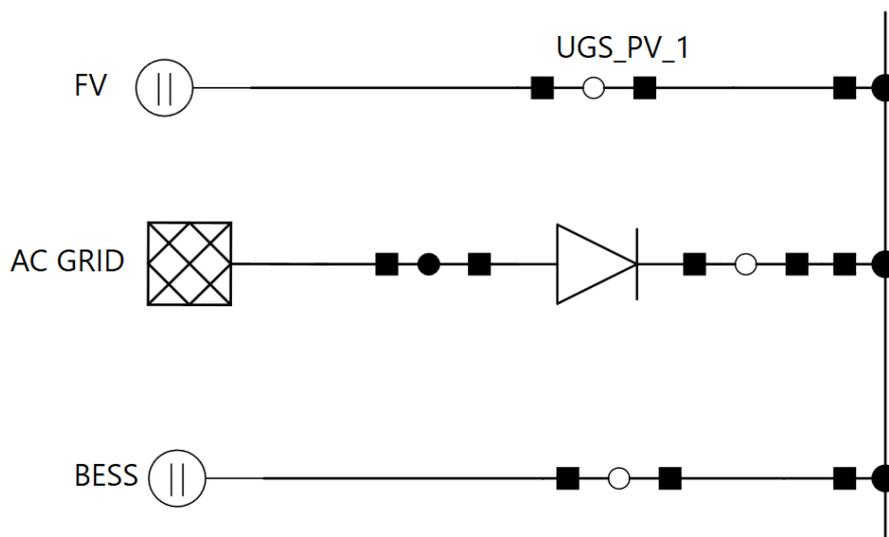


Figura 74. Implementazione in NEPLAN della sezione Underground.

Dai dati in Tabella 39 vengono calcolate i parametri per l’applicazione del metodo matriciale:

$$Z_Q = 0.0407 \Omega; R_{CONV} = 0.101 \Omega; R_{BB} = 0.206 \Omega; R_{FV} = 41.32 \Omega$$

Pertanto, si ha:

$$[G_{SC}] = \begin{bmatrix} 9.88 & -9.88 & 0.00 & 0.00 \\ -9.88 & 14.75 & -4.85 & -0.02 \\ 0.00 & -4.85 & 4.85 & 0.00 \\ 0.00 & -0.02 & 0.00 & 0.02 \end{bmatrix}$$

Imponendo che le tensioni ai nodi 1, 3 e 4 della Figura 73 durante il guasto siano uguali alla tensione nominale DC (tale ipotesi è realistica, poiché queste tensioni sono quelle interne alle sorgenti DC), la corrente di guasto ottenuta dalla risoluzione del sistema (7) è 22,13 kA. La stessa corrente valutata in Neplan è di 21,77 kA. La differenza è dell'1,6%.

6.3.2 Sezione EVH

Applicando la metodologia su descritta, la rete è rappresentabile come in Figura 75, dove il nodo 2 rappresenta il nodo di guasto N2.

In Figura 76 è riportata l’implementazione della microrete in Neplan. Nella figura le sbarre collettrici rappresentano il nodo N2 nel quale si verifica il guasto.

Dai dati in Tabella 40 vengono calcolati i parametri per l’applicazione del metodo matriciale:

$$Z_Q = 0,0489 \Omega; R_{CONV} = 0,135 \Omega; R_{BB} = 0,206 \Omega; R_{BB,ev} = 0,181 \Omega; R_{FV} = 41,32 \Omega$$

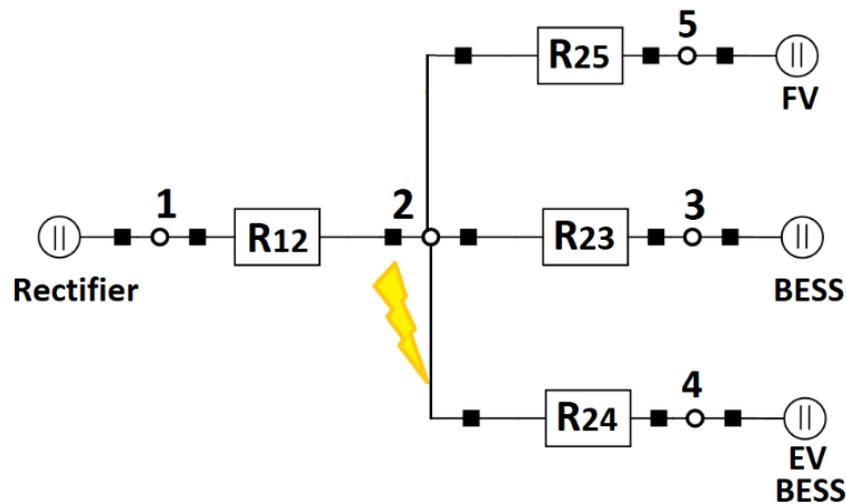


Figura 75. Rappresentazione unifilare della sezione EVH.

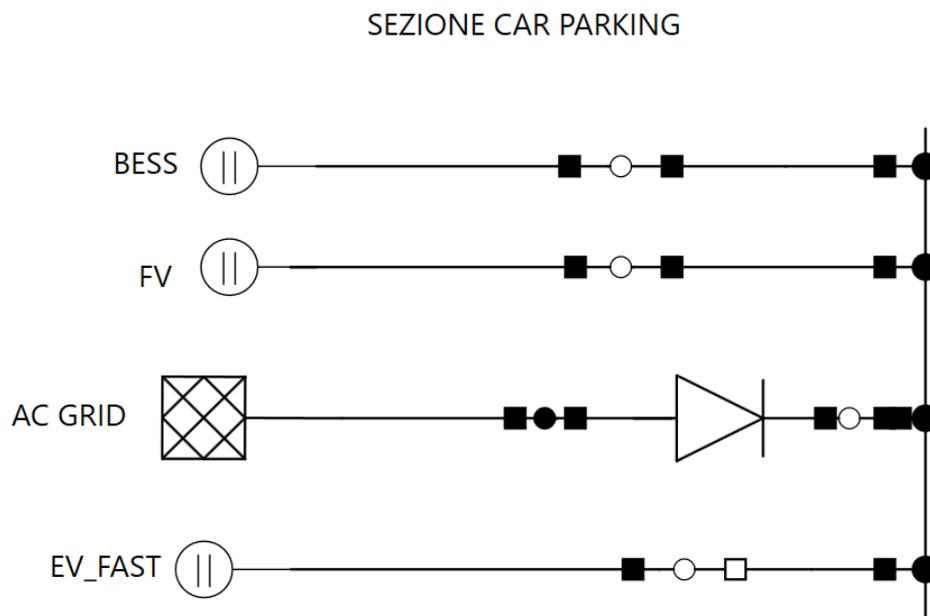


Figura 76. Implementazione in NEPLAN della sezione EVH.

Pertanto, si ha:

$$[G_{sc}] = \begin{bmatrix} 7.40 & -7.40 & 0 & 0 & 0 \\ -7.40 & 17.80 & -4.85 & -5.52 & -0.02 \\ 0 & -4.85 & 4.85 & 0 & 0 \\ 0 & -5.52 & 0 & 5.52 & 0 \\ 0 & -0.02 & 0 & 0 & 0.02 \end{bmatrix}$$

Imponendo che le tensioni ai nodi 1, 3, 4 e 5 della Figura 75 durante il guasto siano uguali alla tensione nominale DC (tale ipotesi è realistica, poiché queste tensioni sono quelle interne alle sorgenti DC), la corrente di guasto ottenuta dalla risoluzione del sistema (7) è 10,68 kA. La stessa corrente valutata in Neplan è di 10,90 kA. La differenza è del 2%.

6.3.3 Sezione Residential

Applicando la metodologia su descritta, la rete è rappresentabile come in Figura 77 dove il nodo 2 rappresenta il nodo di guasto N3.

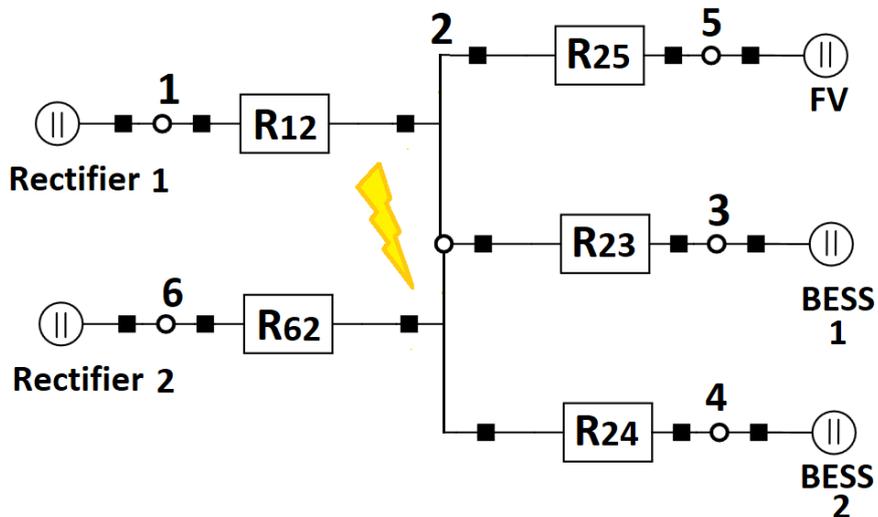


Figura 77. Rappresentazione unifilare della sezione Residential.

In Figura 78 è riportata l'implementazione della microrete in Neplan. Nella figura le sbarre collettrici rappresentano il nodo N3 nel quale si verifica il guasto.

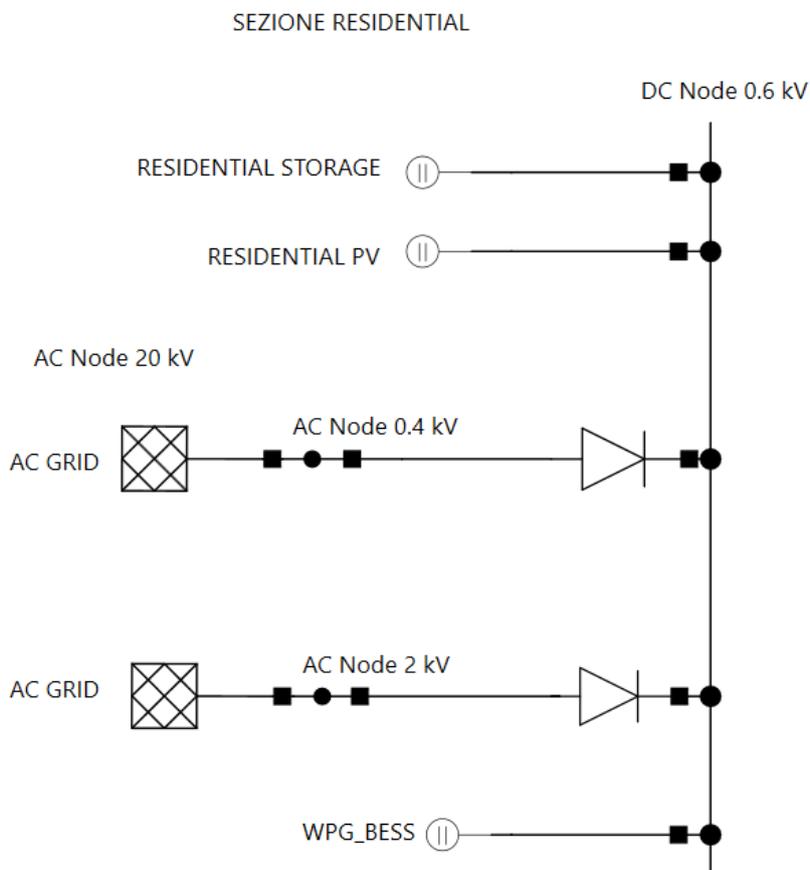


Figura 78. Implementazione in NEPLAN della sezione EVH.

Dai dati in Tabella 41 vengono calcolati i parametri per l'applicazione del metodo matriciale:

$$Z_{Q1} = 0,0113 \Omega; Z_{Q2} = 0,0339 \Omega; R_{CONV1} = 0,097 \Omega; R_{CONV2} = 0,042 \Omega; \\ R_{BB} = 0,181 \Omega; R_{FV} = 0,79 \Omega$$

Pertanto, si ha:

$$[G_{SC}] = \begin{bmatrix} 10.28 & -10.28 & -5.52 & -5.52 & -1.27 & -24.23 \\ -10.28 & 47.41 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -5.52 & 0 & 5.52 & 0 & 0 & 0 \\ -5.52 & 0 & 0 & 5.52 & 0 & 0 \\ -1.27 & 0 & 0 & 0 & 1.27 & 0 \\ -24.23 & 0 & 0 & 0 & 0 & 24.23 \end{bmatrix}$$

Imponendo che le tensioni ai nodi 1, 3, 4, 5 e 6 durante il guasto siano uguali alla tensione nominale DC (tale ipotesi è realistica, poiché queste tensioni sono quelle interne alle sorgenti DC), la corrente di guasto ottenuta dalla risoluzione del sistema (7) è 29,50 kA. La stessa corrente valutata in Neplan è di 29,13 kA. La differenza è dell'1,3%.

6.4 Analisi della Port Area Network

La Figura 79 rappresenta la Rete Portuale. Il punto di guasto in DC è indicato come N4. La configurazione della rete prevede due raddrizzatori in parallelo alimentati dalle sbarre a 2 kV e altri due alimentati dalle sbarre a 0,69 kV. Quando avviene il guasto è possibile assumere che i due raddrizzatori connessi alle sbarre a 2 kV operino come un unico elemento che connette le sbarre DC con le sbarre AC. Infatti, le formule proposte dalla IEC 61660 non tengono conto della potenza del raddrizzatore ma soltanto della sua presenza. Pertanto, dato che i due elementi connettono il nodo di guasto alla stessa sorgente, possono essere trattati come un unico elemento. La presenza dei due raddrizzatori sul livello di tensione 0,69 kV può essere invece trascurata. Infatti, nel momento in cui avviene il guasto, i raddrizzatori alimentati a 2 kV creano un percorso preferenziale per la corrente di guasto rispetto a quello costituito dai raddrizzatori a 0,69 kV e dai trasformatori 2/0,69 kV/kV in figura.

Di conseguenza, applicando la metodologia precedentemente descritta, la rete è rappresentabile come in Figura 80 dove il nodo 2 rappresenta il nodo di guasto N4.

In Figura 81 è riportata l'implementazione della microrete in Neplan. Nella figura le sbarre collettrici rappresentano il nodo N4 nel quale si verifica il guasto.

La Tabella 42 riporta i dati di *input* del calcolo.

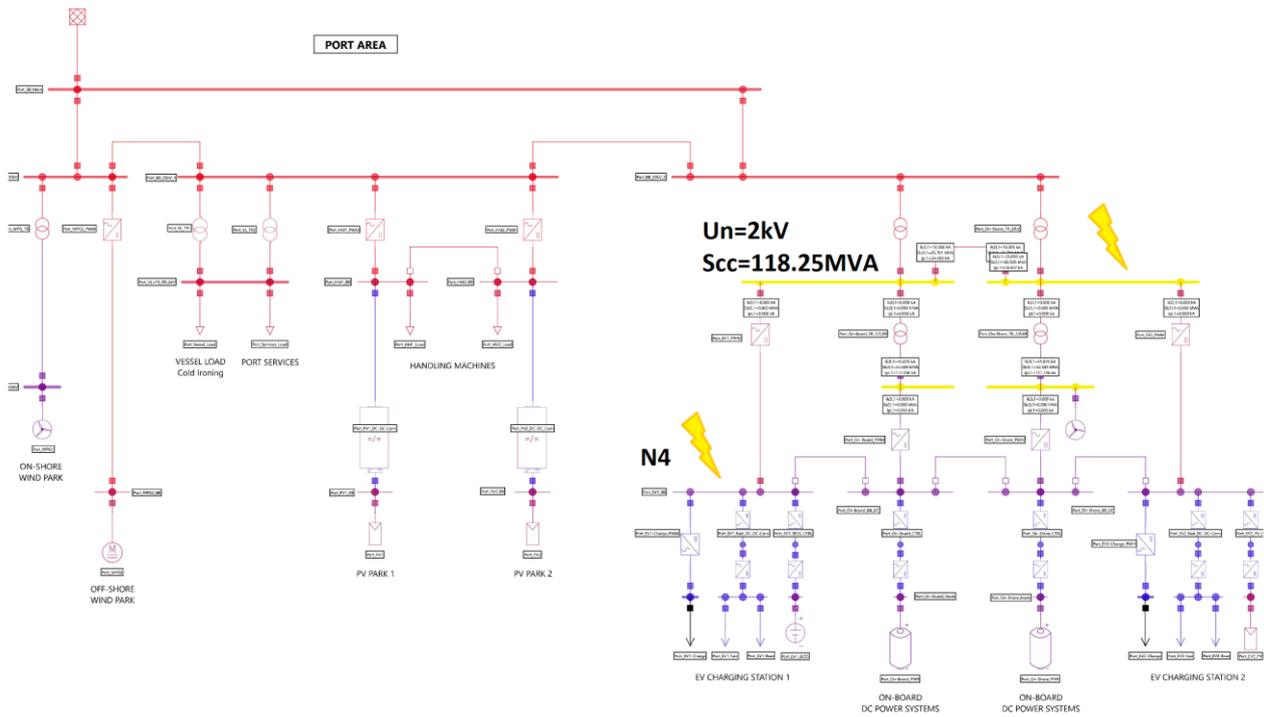


Figura 79. Porta Area Network.

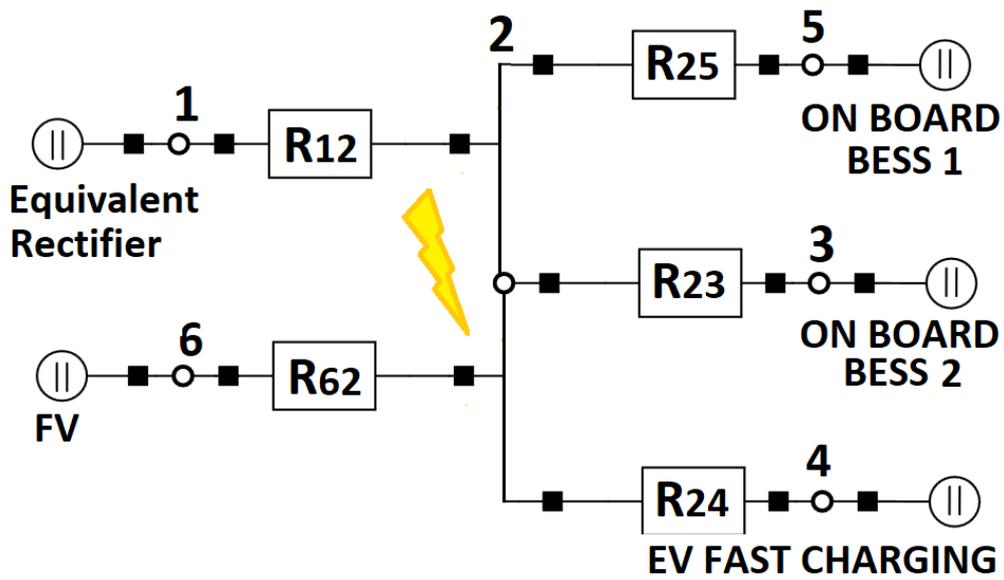


Figura 80. Rappresentazione unifilare della Port Area Network.

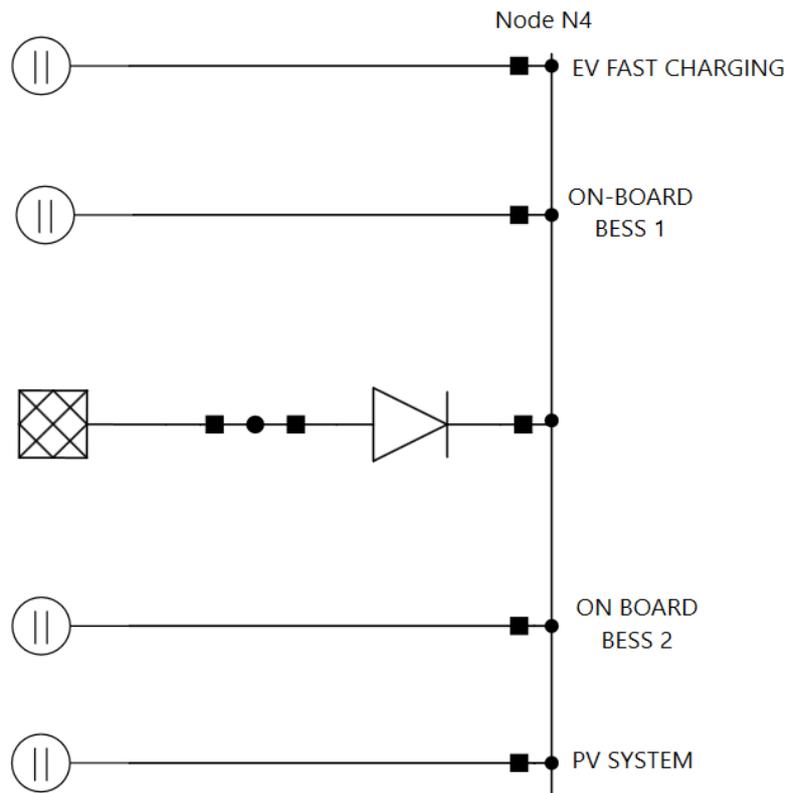


Figura 81. Implementazione in NEPLAN della *Port Area Network*.

Dai dati in Tabella 42 vengono calcolati i parametri per l'applicazione del metodo matriciale:

$$Z_Q = 0,0042 \Omega; R_{CONV} = 0,024 \Omega; R_{BB,onboard12} = 0,091 \Omega; R_{BB,EV} = 0,181 \Omega; R_{FV} = 1,12 \Omega$$

Pertanto, si ha:

$$[G_{SC}] = \begin{bmatrix} 42.23 & -42.23 & -10.99 & -10.99 & -5.52 & -0.89 \\ -42.23 & 70.63 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -10.99 & 0 & 10.99 & 0 & 0 & 0 \\ -10.99 & 0 & 0 & 10.99 & 0 & 0 \\ -5.52 & 0 & 0 & 0 & 5.52 & 0 \\ -0.89 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.89 \end{bmatrix}$$

Imponendo che le tensioni ai nodi 1, 3, 4, 5 e 6 durante il guasto siano uguali alla tensione nominale DC (tale ipotesi è realistica, poiché queste tensioni sono quelle interne alle sorgenti DC), la corrente di guasto ottenuta dalla risoluzione del sistema (7) è 51,72 kA. La stessa corrente valutata in Neplan è di 49,79 kA. La differenza è del 3,9%.

Tabella 42. Dati per il calcolo nella Port Area Network.

Rete AC	Tensione nominale $U_n=2$ kV Potenza di cortocircuito iniziale ai terminali di ingresso dei raddrizzatori lato MT $S_{cc}=118,25$ MVA
Raddrizzatore 2kV	Tensione di uscita $U_{out}=0,69$ kV Potenza nominale $S_r=3000$ kVA Resistenza interna $R_{loss}=0,01$ Ω Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=5$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{RL}=0,0025$ Ω
Sistema di accumulo on-board	Tensione di uscita $U_{out}=0,69$ kV Stato della batteria: carica ($k_B=1,05$) Potenza nominale $S_r=2 \times 10000$ kVA Resistenza di cortocircuito $R_B=0,1$ Ω Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=20$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{BL}=0,011$ Ω
Impianto FV	Tensione di uscita $U_{out}=0,69$ kV Numero di moduli $N_m=888$ Numero di stringhe $N_s=42$ Potenza nominale $S_r=400$ kW Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=20$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{FL}=0,011$ Ω
Batterie degli EV	Tensione di uscita $U_{out}=0,69$ kV Stato della batteria: carica ($k_B=1.05$) Potenza nominale $S_r=2000$ MVA Resistenza di cortocircuito $R_{B,ev}=0,2$ Ω Lunghezza del cavo di collegamento in DC $d=20$ m Resistenza del cavo di collegamento in DC $R_{BL,ev}=0,0007$ Ω

6.5 Considerazioni conclusive

I risultati ottenuti applicando le ipotesi della norma IEC 61660 per il calcolo delle correnti di cortocircuito massimo mostrano come la presenza di risorse distribuite incrementi il valore delle correnti di guasto nelle reti DC.

Tali valori possono risultare molto elevati nel caso in cui non sia presente un controllo dei convertitori che limiti la corrente erogata. Inoltre, le stesse correnti di cortocircuito attraverso i convertitori possono determinare sollecitazioni eccessive che ne riducono la vita utile.

Pertanto, è fondamentale che i convertitori interfacciati con le microreti DC siano tutti dotati di limitatori di corrente in modo che il contributo di ciascuna risorsa distribuita al cortocircuito sia dell'ordine di grandezza della corrente nominale di ciascun convertitore.

7 Calcolo degli indicatori

7.1 Premessa

Analogamente a quanto fatto in [1], nel presente capitolo vengono definiti e valutati dei nuovi indicatori da utilizzare per quantificare l'affidabilità delle reti ibride AC/DC in MT/BT.

Tali parametri non sono legati ai classici indicatori di affidabilità presenti in letteratura e oggetto di studio delle altre LA di progetto, ma possono essere considerati degli indicatori da valutare nelle diverse configurazioni, per avere informazioni su come la presenza di generazione rinnovabile, di sistemi di accumulo e di carico flessibile possa influenzare la capacità di una rete di continuare a svolgere il proprio compito in una precisa condizione di guasto.

Tali indicatori, insieme a quelli definiti in [1], danno una misura di come le risorse rinnovabili e flessibili, largamente e facilmente integrabili nelle microreti in DC o ibride AC/DC, possono contribuire a migliorare in particolare la continuità del servizio.

7.2 Indicatore TI: Durata delle interruzioni

Le simulazioni effettuate nel presente report e in [1] mostrano che la presenza di risorse distribuite controllabili nelle microreti AC/DC consente di ridurre la durata delle interruzioni sperimentate dalle utenze critiche e talvolta anche da quelle ordinarie della rete grazie ad opportuni controlli. L'indicatore TI è espresso in minuti ed è definito come la differenza tra la durata media delle interruzioni della microrete (assunta convenzionalmente pari a 45 m) e l'intervallo di tempo Δt_{supply} espresso in minuti in cui, attraverso i controlli definiti nel presente report, si riescono ad alimentare almeno le utenze critiche della microrete.

$$TI = 45 - \Delta t_{supply} \quad (10)$$

Quanto più questo indicatore è prossimo a 0, tanto più i controlli implementati nella microrete sono in grado di migliorare la continuità del servizio.

7.3 Indicatore E_{ns} : Energia non fornita

Un indicatore utile a valutare il miglioramento della continuità del servizio è l'energia non fornita durante l'evento di failure. L'indicatore E_{ns} viene definito come 1 meno il rapporto tra l'energia E_f che i carichi della microrete ricevono durante l'evento di failure e l'energia E_o che gli stessi carichi avrebbero richiesto in assenza di guasto secondo il previsto profilo giornaliero di consumo. Quanto più prossimo a 0 è il valore di questo indicatore, tanto più le azioni di controllo implementate sono efficaci nel mantenere la continuità del servizio.

$$E_{ns} = 1 - \frac{E_f}{E_o} \quad (11)$$

7.4 Indicatore N_g : Generazione flessibile

Gli studi condotti mostrano quanto sia importante il contributo dei sistemi di generazione controllabili al mantenimento dell'isola e alla regolazione dei parametri di tensione e frequenza in AC e di tensione in DC. Pertanto, viene definito un indicatore che tiene conto della presenza della generazione flessibile sul totale della generazione della microrete operante in isola. Dato che oltre al numero di generatori è necessario conoscere anche la potenza di questi per poterne valutare l'impatto sulla continuità del servizio, l'indicatore generazione flessibile N_g è definito dalla seguente formula:

$$Ng = \frac{\sum_j S_{n,j}^{flex}}{\sum_j S_{n,j}^{flex} + \sum_k S_{n,k}^{noflex}} \quad (12)$$

Nella precedente espressione si ha:

- $S_{n,j}^{flex}$: taglia del j-esimo generatore controllabile;
- $S_{n,k}^{noflex}$: taglia del k-esimo generatore non controllabile.

Quanto più questo indicatore è prossimo a 1, tanto più elevata è la capacità della microrete di implementare le azioni di controllo necessarie a migliorare la continuità del servizio. Tuttavia, l'indicatore esprime soltanto il potenziale contributo che i generatori potrebbero fornire a tale azione in quanto il loro reale effetto è legato alla disponibilità della risorsa energetica nel momento in cui si verifica l'evento di failure.

7.5 Indicatore ST: Riserva dello storage

Oltre al contributo dei generatori controllabili alla continuità del servizio è necessario valutare anche quello dei sistemi di accumulo elettrico. Pertanto si definisce un indicatore che valuta la riserva di energia dei sistemi di accumulo installati nella microrete rispetto al consumo giornaliero della microrete che potrebbe dover funzionare in isola.

$$ST = \frac{\sum_j 0,8 \cdot ES_{n,j}^{st}}{1,05 \cdot 1,11 \cdot E_{day}} \quad (13)$$

Nella precedente si ha:

- $ES_{n,j}^{st}$: capacità nominale in kWh del j-esimo sistema di accumulo della microrete. Tale valore viene moltiplicato per 0,8 per tenere conto della gestione dei sistemi di accumulo tra il 10% e il 90% della capacità nominale;
- E_{day} : è il valore massimo dell'energia richiesta dai carichi della microrete in isola in una giornata. I coefficienti 1,05 e 1,11 vengono introdotti per tenere conto delle perdite in rete e di un fattore di potenza medio pari a 0,9.

7.6 Indicatore GF: Capacità di grid-forming

Come mostrato nei precedenti capitoli, affinché ci sia una transizione da una condizione di funzionamento ordinaria con alimentazione dalla rete ad una in isola avvenga in sicurezza è necessario che il sistema disponga di una data potenza di generazione controllabile in grid-forming.

Nel capitolo 5 sono stati calcolati i valori di potenza necessari in diversi casi. L'indicatore GF esprime il rapporto tra la potenza S_{GF} dei convertitori funzionanti in grid-forming e la potenza S_{tot} necessaria in accordo ai calcoli riportati al capitolo 5. Quanto più questo indicatore è superiore a 1, tanto più il sistema è in grado di assicurare le prestazioni richieste per il funzionamento in isola e per contrastare eventuali disturbi che possono verificarsi durante questo funzionamento.

$$GF = \frac{S_{GF}}{S_{tot}} \quad (14)$$

7.7 Indicatore RI: Rapporto di inerzia

L'altro parametro di interesse nel funzionamento in isola è l'inerzia del sistema. Una volta nota la potenza totale dei convertitori funzionanti in grid-forming è quindi necessario calcolare l'inerzia sintetica dei convertitori in funzione di quanto fatto al capitolo 5. Pertanto si definisce il rapporto di inerzia come il rapporto tra l'inerzia dei convertitori esistenti e quella necessaria riproporzionata sulla potenza

effettivamente installata.

$$RI = \frac{H \cdot S_{GF}}{H_{tot} \cdot S_{tot}} \quad (15)$$

Se RI è inferiore a 1, l'inerzia dei convertitori non è sufficiente ad assicurare la prestazioni desiderate.

7.8 Calcolo degli indicatori

I suddetti indicatori sono stati calcolati a titolo di esempio per i casi studio esaminati in [1]. Per i calcoli degli indicato GF e RI si è assunto un disturbo di riferimento pari al 5% del carico massimo e un guadagno del sistema di regolazione $K_f=10$. I risultati del calcolo sono riportati nelle tabelle che seguono.

L'indicatore Ng non è stato calcolato in quanto, per le ipotesi fatte (tutti i generatori della microrete vengono controllati per mantenere l'isola), esso è sempre pari a 1.

Per il calcolo di RI è necessario definire preliminarmente il valore dell'inerzia sintetica dei generatori in grid-forming. In assenza di questo dato, a puro titolo esemplificativo, si assume per i calcoli sotto riportati $H=5s$.

7.8.1 Sezione Underground (CA1)

Tabella 43. Indicatore TI [min].

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA1-2020	8	42	0
CA1-2040	0	21	0

Tabella 44. Indicatore Ens.

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA1-2020	0.33	0.996	0
CA1-2040	0	0.23	0.09

Tabella 45. Indicatore ST.

	ST
CA1-2020	0.092
CA1-2030-BC	0.092
CA1-2030-DEC	0.092
CA1-2040-BC	0.092
CA1-2040-DEC	0.092

Tabella 46. Indicatore GF.

	GF
CA1-2020	8.15
CA1-2030-BC	8.63
CA1-2030-DEC	9.54
CA1-2040-BC	9.65
CA1-2040-DEC	9.65

Tabella 47. Indicatore RI.

	RI
CA1-2020	13.59
CA1-2030-BC	14.38
CA1-2030-DEC	15.90
CA1-2040-BC	16.09
CA1-2040-DEC	16.09

7.8.2 Sezione EVH (CA2)

Tabella 48. Indicatore TI [min].

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA2-2020	0	38	0
CA2-2030-BC	0	0	0
CA2-2030-DEC	0	0	0
CA2-2040-BC	0	0	0
CA2-2040-DEC	0	0	0

Tabella 49. Indicatore E_{ns}.

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA2-2020	0	0.45	0
CA2-2030-BC	0	0	0
CA2-2030-DEC	0	0	0
CA2-2040-BC	0	0	0
CA2-2040-DEC	0	0	0

Tabella 50. Indicatore ST.

	ST
CA2-2020	0.077
CA2-2030-BC	0.051
CA2-2030-DEC	0.051
CA2-2040-BC	0.026
CA2-2040-DEC	0.026

Tabella 51. Indicatore GF.

	GF
CA2-2020	14.18
CA2-2030-BC	18.91
CA2-2030-DEC	22.06
CA2-2040-BC	36.24
CA2-2040-DEC	45.70

Tabella 52. Indicatore RI.

	RI
CA2-2020	23.64
CA2-2030-BC	31.52
CA2-2030-DEC	36.77
CA2-2040-BC	60.41
CA2-2040-DEC	76.16

7.8.3 Sezione Residential (CA3)

Tabella 53. Indicatore TI [min].

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA3-2020	5	10	0
CA3-2030-BC	0	17	14
CA3-2030-DEC	10	16	0
CA3-2040-BC	8	0	25
CA3-2040-DEC	7	0	0

Tabella 54. Indicatore E_{ns} .

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA3-2020	0.11	0.22	0
CA3-2030-BC	0	0.38	0.3
CA3-2030-DEC	0.22	0.36	0
CA3-2040-BC	0.18	0	0.55
CA3-2040-DEC	0.15	0	0

Tabella 55. Indicatore ST.

	ST
CA3-2020	0.089
CA3-2030-BC	0.092
CA3-2030-DEC	0.084
CA3-2040-BC	0.083
CA3-2040-DEC	0.081

Tabella 56. Indicatore GF.

	GF
CA3-2020	7.21
CA3-2030-BC	7.65
CA3-2030-DEC	6.93
CA3-2040-BC	6.82
CA3-2040-DEC	7.01

Tabella 57. Indicatore RI.

	RI
CA3-2020	12.01
CA3-2030-BC	12.76
CA3-2030-DEC	11.54
CA3-2040-BC	11.36
CA3-2040-DEC	11.68

7.8.4 Port Area (PA)

Tabella 58. Indicatore TI [min].

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
PA-2020	17	0	31
PA-2030-BC	14	0	1
PA-2030-DEC	28	14	11
PA-2040-BC	29	29	11
PA-2040-DEC	24	7	0

Tabella 59. Indicatore E_{ns} .

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
PA-2020	0.38	0	0.69
PA-2030-BC	0.30	0	0.03
PA-2030-DEC	0.62	0.31	0.25
PA-2040-BC	0.64	0.64	0.25
PA-2040-DEC	0.54	0.15	0

Tabella 60. Indicatore ST.

	ST
PA-2020	0.057
PA-2030-BC	0.052
PA-2030-DEC	0.050
PA-2040-BC	0.097
PA-2040-DEC	0.090

Tabella 61. Indicatore GF.

	GF
PA-2020	4.30
PA-2030-BC	4.32
PA-2030-DEC	4.66
PA-2040-BC	7.27
PA-2040-DEC	7.25

Tabella 62. Indicatore RI.

	RI
PA-2020	7.16
PA-2030-BC	7.21
PA-2030-DEC	7.77
PA-2040-BC	12.11
PA-2040-DEC	12.42

7.9 Considerazioni sui valori ottenuti

Nelle ipotesi di simulazione assunte per il calcolo degli indicatori è possibile notare un generale miglioramento della capacità delle microreti di alimentare i propri carichi critici grazie alle risorse flessibili in esse presenti.

In generale l'indicatore TI è basso e ciò indica che le risorse energetiche distribuite contribuiscono a ridurre i tempi di interruzione o a mantenere alimentate tutte le risorse critiche per l'intera durata del guasto. Allo stesso modo, l'indicatore Ens assume valori complessivamente bassi e ciò indica che la frazione di energia non fornita è nel complesso bassa.

I miglioramenti più evidenti si riscontrano nella sezione EVH, seguita dalla sezione *Underground* e poi da quella residenziale. Meno positiva è invece la situazione nella *Port Area network*, sebbene, complessivamente, le azioni di controllo consentono di migliorare sempre la continuità del servizio, rendendo la fornitura più affidabile.

Anche gli indicatori relativi all'inerzia sintetica e alla capacità in *grid forming* RI e GF sono in generale molto maggiori dell'unità, e questo mostra che le microreti hanno una buona capacità di contrastare eventuali disturbi durante il funzionamento in isola riducendo il rischio di *black-out*.

Tuttavia, è importante precisare che sono in corso degli studi per determinare la massima potenza installabile dei convertitori funzionanti in *grid-forming* per evitare che si creino oscillazioni di frequenza permanenti dovuti ai diversi tempi di controllo o ad un coordinamento non ottimale dei convertitori.

Pertanto, gli indici calcolati, pur dando una chiara indicazione della capacità nominale di ciascuna microrete di fornire il servizio di *grid-forming*, vanno confrontati con dei limiti superiori che possono essere determinati soltanto attraverso studi dinamici specialistici sulle singole reti.

Di contro, l'indicatore ST non è mai molto elevato nei casi esaminati. Tuttavia, il suo valore non sembra essere correlato significativamente al tempo di riduzione delle interruzioni nella microrete.

8 Conclusioni

Il lavoro descritto nel presente documento conclude l'attività di Unipa nel 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)".

L'attività complessiva ha dapprima riguardato la definizione di scenari energetici operativi e stati del sistema che sono stati analizzati al fine di valutare come il controllo di risorse flessibili distribuite e il diffondersi delle fonti energetiche rinnovabili, dei carichi controllabili e dei veicoli elettrici, possono influenzare il funzionamento di una microrete isolata migliorando la continuità di servizio e l'affidabilità di sistema.

Sono state definite le logiche di controllo delle risorse flessibili e delle linee di *back-up* (quando presenti), sono state simulate diverse condizioni di funzionamento di quattro diverse microreti in cinque diversi scenari energetici, sono stati valutati sia degli indicatori di sistema per caratterizzare ogni scenario e ogni microrete, sia degli indicatori per valutare il miglioramento dell'affidabilità.

Le simulazioni sono state effettuate in ambiente Matlab al fine di verificare il bilancio energetico delle microreti in condizioni di guasto e la durata del funzionamento in isola, in Neplan sia in regime statico, per valutare il *load flow* nel funzionamento in emergenza con linea di *back-up* chiusa e in isola, che in regime dinamico per analizzare la transizione dalla modalità *grid-on* a quella *grid-off* delle microreti. Come mostrato nella sezione 5 del presente report, affinché tale transizione avvenga in sicurezza, è fondamentale la presenza di convertitori in grado di funzionare con un controllo di tipo *grid-forming*. Pertanto, è stato anche affrontato il problema di quali caratteristiche debbano possedere i convertitori funzionanti in *grid-forming* per poter assicurare un funzionamento efficace della microrete una volta formatasi l'isola in presenza di eventi quali rapide variazioni di carico o guasti che potrebbero verificarsi in tali condizioni.

Infine, le diverse microreti sono state analizzate anche in condizioni di cortocircuito.

I risultati ottenuti da questo studio, applicando le ipotesi della norma IEC 61660 per il calcolo delle correnti di cortocircuito massime, mostrano come la presenza di risorse distribuite può pericolosamente incrementare il valore delle correnti di guasto nelle reti DC.

Tali valori possono risultare molto elevati nel caso in cui non sia presente un controllo dei convertitori che limiti la corrente erogata. Inoltre, le stesse correnti di cortocircuito attraverso i convertitori possono determinare sollecitazioni eccessive che ne riducono la vita utile.

Pertanto, è fondamentale che i convertitori interfacciati con le microreti DC siano tutti dotati di limitatori di corrente in modo che il contributo di ciascuna risorsa distribuita al cortocircuito sia dell'ordine di grandezza della corrente nominale di ciascun convertitore.

In conclusione, gli studi condotti consentono di affermare che le microreti ibride AC/DC in MT/BT possono contribuire a migliorare l'affidabilità di sistema delle reti di distribuzione, specialmente favorendo le condizioni per un funzionamento in isola in caso di assenza della rete elettrica principale. Nelle ipotesi di simulazione assunte per il calcolo degli indicatori si nota, infatti, un generale miglioramento della capacità delle microreti di alimentare i propri carichi critici grazie alle risorse flessibili in esse presenti. Tuttavia, tale risultato può essere ottenuto soltanto attraverso un controllo preciso e complesso dei convertitori delle microreti e un coordinamento tra essi e i carichi flessibili presenti. Tale controllo deve tenere conto di diverse esigenze: il bilancio tra potenza generata e richiesta dai carichi, la regolazione della tensione nelle sezioni AC e DC, i limiti di trasporto delle linee di *back-up*, la limitazione delle correnti di guasto, la rapida e sicura transizione dallo stato di funzionamento *grid-on* a uno stato *grid-off*, la possibilità di contrastare eventuali rapidi disturbi a gradino durante il funzionamento in isola. Pertanto, la transizione verso le reti DC dovrà passare attraverso la definizione di sistemi di *Energy Management System* sempre più sofisticati ed accurati.

9 Allegato 1 – Controlli per la transizione di una generica rete al funzionamento in emergenza.

```
# Imposta valore per linea_backup:
# 1 = se la linea è esistente
# 0 = se la linea di backup è assente
linea_backup = 0

# Legenda
# Pfer = Potenza prodotta da impianti di generazione da FER
# Pload = Potenza richiesta dai carichi
# Pstorage = Potenza disponibile da storage
# DR = Massima percentuale di Demand Response disponibile in zona [%]
# Plb = Massima potenza che può circolare sul cavo di collegamento o sul trasformatore a monte.

# Leggi valori (i numeri di seguito servono solo da esempio per verifica dello script)
Pfer = 5
Pload = 10
Pstorage = 10
DR= 10
Plb = 5

# il fattore 0.8 presente nello script è un coefficiente di sicurezza mediante il quale
si tiene conto del fatto che l'energia prodotta dagli impianti di generazione da FER
deve compensare anche l'energia reattiva richiesta nella microrete in emergenza.

if linea_backup==1:
    if Pfer-Pload>0:
        output='Funzionamento della rete in configurazione grid-off e la linea di backup
viene caricata dal surplus di potenza prodotta da impianti di generazione da FER'
    elif Pfer-Pload<0:
        if Plb>=(Pload-Pfer)/0.8:
            output='Funzionamento della rete in configurazione grid-off grazie alla
potenza fornita dalla linea di backup'
        elif Plb<((Pload-Pfer)/0.8):
            if Plb>=((Pload-Pfer-Pstorage)/0.8):
                output='Funzionamento della rete in configurazione grid-off grazie alla
potenza fornita dalla linea di backup e allo storage presente in zona'
            elif Plb<=((Pload-Pfer-Pstorage)/0.8):
                Pdr=(DR/100)*Pload
                Pload_dr= Pload-Pdr
                if Pfer+Pstorage-Pload_dr>0:
                    output='Funzionamento della rete in configurazione grid-off sfruttando
tutte le risorse flessibili presenti in zona'
                elif Plb+Pfer+Pstorage-Pload_dr>=0:
                    output='Funzionamento della rete in configurazione grid-off sfruttando
tutte le risorse flessibili presenti in zona e la potenza fornita dalla linea di backup'
```

```
        elif Plb+Pfer+Pstorage-Pload_dr<0:
            output='La rete non può funzionare in configurazione grid-off'
elif linea_backup==0:
    if Pfer-Pload>=0:
        output='Funzionamento della rete in configurazione grid-off'
    elif Pfer-Pload<0:
        if Pstorage>=(Pload/0.8)-Pfer:
            output='Funzionamento della rete in configurazione grid-off grazie allo
storage'
        elif Pstorage<(Pload/0.8)-Pfer:
            Pdr=(DR/100)*Pload
            Pload_dr= Pload-Pdr
            if Pfer+Pstorage-(Pload_dr/0.8)>=0:
                output='Funzionamento della rete in configurazione grid-off sfruttando
tutte le risorse flessibili presenti in zona'
            elif Pfer+Pstorage-(Pload_dr/0.8)<0:
                output='La rete non funzionare in configurazione grid-off'

print(output)
```

10 Allegato 2 – Codici per il controllo delle microreti test

10.1 Sezione Underground

```

from matplotlib.figure import Figure
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from numpy.core.fromnumeric import transpose

# LETTURA DATI

# PRODUZIONE - FOTOVOLTAICO
PV = np.genfromtxt('PV.txt', usecols=(0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11) )
PV = np.transpose(PV)
# CONSUMI - METRO
metro = np.genfromtxt('metro.txt', usecols=(0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11) )
metro = np.transpose(metro)

# ELECTRIC VEHICLE
# percentuale utenti EV collegati alla rete
EVperc = np.genfromtxt('EV.txt', usecols=0)
# consumi per ricarica veloce
EVfast = np.genfromtxt('EV_fast.txt', usecols=0)
#consumi per ricarica lenta
EVdumb = np.genfromtxt('EV_dumb.txt', usecols=0)

# DATI SCENARI
scenari = np.genfromtxt('scenari_underground.txt', usecols=(0,1))
scenari = np.transpose(scenari)

# ordine dati vettore:
# Consumi metro - PV - kW STORAGE - kWh STORAGE
scen_2020 = scenari[0][:]
scen_2040 = scenari[1][:]

# POTENZA APPARENTE DEL NODO CUI E' CONNESSA LA RETE [kVA]
# il valore va impostato in relazione alla rete che si sta analizzando
an=400

# Estrazione del mese
m = np.random.randint(1,13)

PV_pu = PV[m-1][:] # produzione fotovoltaica nel mese estratto [p.u.]

time = np.arange(0.,24.,0.25)

# estrazione istante di guasto
ist = np.random.randint(1,94)

```

```

#####
# DA QUI SCELGO QUALE SCENARIO SIMULARE TOGLIENDO/INSERENDO IL COMMENTO "#"
#####
scen=scen_2020
#scen=scen_2040

# DATI PRINCIPALI
Cm=scen[0] # capacita' kWh METROPOLITANA
Ppv=scen[1] # potenza nominale PV
P_ess=scen[2] # potenza storage (valore ipotizzato)
C_ess=scen[3] # capacita' storage (valore ipotizzato)

# PROFILI IN kW
METRO=metro[m-1][:] # assorbimento metropolitana in kW
PV_scen=Ppv*PV_pu      # Produzione fotovoltaica in kW

# durata media di interruzione per guasto in MT (60 minuti) e guasto in BT (30 minuti)
g_MT=1      # considerando 60 minuti di guasto in valori decimali
g_BT=0.75   # considerando 30 minuti di guasto in valori decimali
#####
# decido togliendo/inserendo "#" se il guasto e' in MT o in BT
#####
#guasto=g_MT
guasto=g_BT

ist_iniziale=ist*0.25                                # in termini temporali
ist_finale=ist_iniziale+guasto
time_g=np.arange(ist_iniziale,(ist_finale+0.25),0.25) # mi serve successivamente per
plottarlo
fine=int(ist_finale/0.25)

# STORAGE
# storage totale: SOC + tempo di carica (assorbimento) + tempo scarica (erogazione)
soc=np.random.randint(10,91)
t_carica=round(((90-soc)/100)*C_ess/P_ess,2);          # tempo di carica
t_scarica=round((np.abs(soc-10)/100)*C_ess/P_ess,2);   # tempo di scarica

# LOGICA DI CARICA
storage_c=np.zeros((len(time_g)), dtype=float)
for i in range(len(time_g)):
    if t_carica>guasto or t_carica==guasto:
        storage_c[i]=P_ess
    elif t_carica<guasto:
        for y in range((round(len(time_g)*t_carica))):
            storage_c[y]=P_ess
        for k in range((round(len(time_g)*t_carica)),(len(time_g))):
            storage_c[k]=0

```

```

# LOGICA DI SCARICA
storage_s=np.zeros((len(time_g)), dtype=float)
for i in range(len(time_g)):
    if t_scarica>guasto or t_scarica==guasto:
        storage_s[i]=P_ess
    elif t_scarica<guasto:
        for y in range((round(len(time_g)*t_scarica))):
            storage_s[y]=P_ess
        for k in range((round(len(time_g)*t_scarica)),(len(time_g))):
            storage_s[k]=0

# INTERVALLO DI GUASTO - CONSUMI
METRO_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    METRO_g[i]=round(METRO[j-1],2)
    i=i+1

# INTERVALLO DI GUASTO - PRODUZIONE
# FOTOVOLTAICO
PV_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    PV_g[i]=round(PV_scen[j-1],2)
    i=i+1

# STORAGE

GEN=PV_g
delta=GEN-METRO_g
nuovo_delta=np.zeros(len(time_g))
DR=np.zeros(len(time_g))
storage=np.zeros(len(time_g))

# LOGICA CARICA
for i in range(len(time_g)):
    if delta[i]>P_ess and (sum(delta)/len(time_g))>P_ess:
        storage[i]=storage_c[i]
        nuovo_delta[i]=delta[i]-storage[i]
        if nuovo_delta[i]>0 or nuovo_delta[i]<0:
            DR[i]=nuovo_delta[i]
    elif delta[i]<P_ess:
        storage[i]=delta[i]

# LOGICA DI SCARICA
for i in range(len(time_g)):
    if delta[i]<0 and np.abs(sum(delta)/len(time_g))>P_ess:

```

```

storage[i]=storage_s[i]
nuovo_delta[i]=delta[i]+storage[i]
if nuovo_delta[i]>0 or nuovo_delta[i]<0:
    DR[i]=nuovo_delta[i]
elif delta[i]<0 and np.abs(sum(delta)/len(time_g))<P_ess:
    for y in range(len(time_g)):
        storage[y]=np.abs(delta[y])
    for k in range((round(len(time_g)*t_scarica),(len(time_g)))):
        storage[k]=0
        DR[k]=delta[k]

info=np.column_stack((m,ist,fine,soc))
output=np.column_stack((time_g,METRO_g,PV_g,storage,DR))
print(info)
print(output)

# CALCOLO DEGLI INDICATORI CARATTERIZZANTI LO SCENARIO
media=np.mean(output, axis=0)

RES=round(((media[2])/(media[1]))*100)
FLEX=round(np.abs(media[4]/media[1])*100)
BESS=round((media[3]/media[1])*100)

# CALCOLO DEGLI INDICATORI DI AFFIDABILITA'
isola=np.zeros(((len(time_g))-1), dtype=int)
output_g=output[1:,0:6]
dim_output_g=np.shape(output_g)
produzione_storage=np.zeros((dim_output_g[0]), dtype=float)
intervallo=int(guasto/0.25)
for i in range(intervallo):
    produzione_storage[i]=output_g[i][2]+output_g[i][3]
    if produzione_storage[i]==output_g[i][1]:
        isola[i]=1
    else:
        isola[i]=0

i1=round(((np.sum(isola, axis=0)*0.25)/guasto)*100)
i2=round(((media[2]+media[3]+(np.abs(media[4])))/an)*100)
i3=round(media[3]/(media[3]+(np.abs(media[4])))*100)

print(media)
print(i1)
print(i2)
print(i3)

# ANDAMENTO DEI VALORI NELL'INTERVALLO DI GUASTO

# ASSE TEMPORALE - CONVERSIONE DECIMALE -> SESSAGESIMALE

```

```

tempo=time_g
ore=np.zeros(len(tempo), dtype=int)
minuti=np.zeros(len(tempo), dtype=int)
assex=np.zeros(len(tempo), dtype=list)

for i in range(len(tempo)):
    ore[i]=int(tempo[i])
    minuti[i]=int((tempo[i]-ore[i])*60) & 63
    assex[i]="%d:%d" % (ore[i], minuti[i])

plt.plot(assex,METRO_g, label="Consumi")
plt.plot(assex,PV_g,label="Fotovoltaico")
plt.plot(assex,storage,label="Storage")
plt.plot(assex,DR,label="Demand Response")
plt.legend(loc="upper right")
plt.xlabel('Time [hh:ss]')
plt.ylabel('Potenze [kW]')
plt.title('UNDERGROUND AREA: ANDAMENTI NEL RANGE DI GUASTO')
plt.grid()
plt.show()

plt.grid()
plt.show()

```

10.2 Sezione Residential Area

```

import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from numpy.core.fromnumeric import transpose

# LETTURA DATI

# PRODUZIONE - EOLICO
WF = np.genfromtxt('WF.txt', usecols=(0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11) )
WF = np.transpose(WF)
# PRODUZIONE - FOTOVOLTAICO
PV = np.genfromtxt('PV.txt', usecols=(0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11) )
PV = np.transpose(PV)
# CONSUMI - GIORNO FERIALE
MTbt_fer = np.genfromtxt('MTbt_fer.txt', usecols=(0,1,2,3) )
MTbt_fer = np.transpose(MTbt_fer)
# CONSUMI - SABATO
MTbt_sab = np.genfromtxt('MTbt_sab.txt', usecols=(0,1,2,3) )
MTbt_sab = np.transpose(MTbt_sab)
# CONSUMI - GIORNO FESTIVO
MTbt_fest = np.genfromtxt('MTbt_fest.txt', usecols=(0,1,2,3) )
MTbt_fest = np.transpose(MTbt_fest)

# ELECTRIC VEHICLE

```

```

# percentuale utenti EV collegati alla rete
EVperc = np.genfromtxt('EV.txt', usecols=0)
# consumi per ricarica veloce
EVfast = np.genfromtxt('EV_fast.txt', usecols=0)
#consumi per ricarica lenta
EVdumb = np.genfromtxt('EV_dumb.txt', usecols=0)

# DATI SCENARI
scenari = np.genfromtxt('scenari.txt', usecols=(0,1,2,3,4))
scenari = np.transpose(scenari)

# ordine dati vettore:
# CR - PV - WF - kW STORAGE - kWh STORAGE - n.Veicoli - n.PHEV - n.EV1(veloce) -
n.EV2(lenta) - P_PHEV - P_EV1(veloce) - P_EV2(lenta) - DR
scen_2020 = scenari[0][:]
scen_2030BC = scenari[1][:]
scen_2030DEC = scenari[2][:]
scen_2040BC = scenari[3][:]
scen_2040DEC = scenari[4][:]

# POTENZA APPARENTE DEL NODO CUI E' CONNESSA LA RETE [kVA]
# il valore va impostato in relazione alla rete che si sta analizzando
an=400

#####
# DA QUI SCELGO QUALE SCENARIO SIMULARE TOGLIENDO/INSERENDO IL COMMENTO "#"
#####
#scen=scen_2020
#scen=scen_2030BC
#scen=scen_2030DEC
#scen=scen_2040BC
scen=scen_2040DEC

# DATI PRINCIPALI
Ccr=scen[0] # capacita' kWh CABINA RESIDENZIALE
Pcr=scen[1] # potenza nominale CABINA RESIDENZIALE
Ppv=scen[2] # potenza nominale PV
Pwf=scen[3] # potenza nominale WF
P_ess=scen[4] # potenza storage (valore ipotizzato)
C_ess=scen[5] # capacita' storage (valore ipotizzato)
# DATI SECONDARI
n_veicoli=scen[6] # Numero di veicoli
n_PHEV=scen[7] # Numero di veicoli elettrici Plug-in Hybrid rispetto al totale (20%)
n_EV1=scen[8] # Numero di veicoli elettrici a ricarica veloce rispetto al totale (40%)
n_EV2=scen[9] # Numero di veicoli elettrici a ricarica lenta rispetto al totale (40%)
P_PHEV=scen[10] # Potenza di ricarica per i veicoli PHEV (3 kW)
P_EV1=scen[11] # Potenza di ricarica per i veicoli EV1_veloce (10 kW)
P_EV2=scen[12] # Potenza di ricarica per i veicoli EV2_lenta (3 kW)

```

```
DR=scen[13]      # PERCENTUALE/100 di utenti che partecipano alla Demand Response. DATO
DA CORREGGERE!
```

```
# Estrazione del mese
m = np.random.randint(1,13)
```

```
WF_pu = WF[m-1][:] # produzione eolica nel mese estratto [p.u.]
PV_pu = PV[m-1][:] # produzione fotovoltaica nel mese estratto [p.u.]
```

```
u = np.shape(MTbt_fer)
MTBT = np.zeros((u[0],u[1]), dtype=float)
```

```
# estrazione del giorno
g = np.random.randint(1,8)
```

```
if g>=1 and g<=5:
    MTBT = MTbt_fer
elif g==6:
    MTBT = MTbt_sab
else:
    MTBT = MTbt_fest
```

```
M = [[12,1,2],[3,4,5],[6,7,8],[9,10,11]]
```

```
t=np.shape(M)
```

```
for i in range(t[0]):
    for j in range(t[1]):
        if m==M[i][j]:
            s=i
```

```
MTBT_pu = MTBT[s][:] # consumi nell'area residenziale [p.u.]
```

```
time = np.arange(0.,24.,0.25)
```

```
# estrazione istante di guasto
ist = np.random.randint(1,94)
```

```
# PROFILI IN kW
MTBT_scen=Pcr*MTBT_pu # assorbimento cabina residenziale in kW
PV_scen=Ppv*PV_pu     # Produzione fotovoltaica in kW
WF_scen=Pwf*WF_pu     # Produzione eolica in kW
```

```
# IDENTIFICAZIONE DEL RANGE DI GUASTO
# durata media di interruzione per guasto in MT (60 minuti) e guasto in BT (30 minuti)
g_MT=1      # considerando 60 minuti di guasto in valori decimali
```

```

g_BT=0.75 # considerando 30 minuti di guasto in valori decimali
#*****
# decido togliendo/inserendo "#" se il guasto e' in MT o in BT
#*****
#guasto=g_MT
guasto=g_BT

ist_iniziale=ist*0.25 # in termini temporali
ist_finale=ist_iniziale+guasto
time_g=np.arange(ist_iniziale,(ist_finale+0.25),0.25) # mi serve successivamente per
plottarlo
fine=int(ist_finale/0.25)

# STORAGE
# storage totale: SOC + tempo di carica (assorbimento) + tempo scarica (erogazione)
soc=np.random.randint(10,91)
t_carica=round(((90-soc)/100)*C_ess/P_ess,2); # tempo di carica
t_scarica=round((np.abs(soc-10)/100)*C_ess/P_ess,2); # tempo di scarica

# LOGICA DI CARICA
storage_c=np.zeros((len(time_g)), dtype=float)
for i in range(len(time_g)):
    if t_carica>guasto or t_carica==guasto:
        storage_c[i]=P_ess
    elif t_carica<guasto:
        for y in range((round(len(time_g)*t_carica))):
            storage_c[y]=P_ess
        for k in range((round(len(time_g)*t_carica)),(len(time_g))):
            storage_c[k]=0

# LOGICA DI SCARICA
storage_s=np.zeros((len(time_g)), dtype=float)
for i in range(len(time_g)):
    if t_scarica>guasto or t_scarica==guasto:
        storage_s[i]=P_ess
    elif t_scarica<guasto:
        for y in range((round(len(time_g)*t_scarica))):
            storage_s[y]=P_ess
        for k in range((round(len(time_g)*t_scarica)),(len(time_g))):
            storage_s[k]=0

# INTERVALLO DI GUASTO - CONSUMI
MTBT_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    MTBT_g[i]=round(MTBT_scen[j-1],2)
    i=i+1

```

```

# INTERVALLO DI GUASTO - PRODUZIONE
# FOTOVOLTAICO
PV_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    PV_g[i]=round(PV_scen[j-1],2)
    i=i+1
# EOLICO
WF_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    WF_g[i]=round(WF_scen[j-1],2)
    i=i+1

# STORAGE

GEN=PV_g+WF_g
delta=GEN-MTBT_g
nuovo_delta=np.zeros(len(time_g))
DR=np.zeros(len(time_g))
storage=np.zeros(len(time_g))

# LOGICA CARICA
for i in range(len(time_g)):
    if delta[i]>P_ess and (sum(delta)/len(time_g))>P_ess:
        storage[i]=storage_c[i]
        nuovo_delta[i]=delta[i]-storage[i]
        if nuovo_delta[i]>0 or nuovo_delta[i]<0:
            DR[i]=nuovo_delta[i]
    elif delta[i]<P_ess:
        storage[i]=delta[i]

# LOGICA DI SCARICA
for i in range(len(time_g)):
    if delta[i]<0 and np.abs(sum(delta)/len(time_g))>P_ess:
        storage[i]=storage_s[i]
        nuovo_delta[i]=delta[i]+storage[i]
        if nuovo_delta[i]>0 or nuovo_delta[i]<0:
            DR[i]=nuovo_delta[i]
    elif delta[i]<0 and np.abs(sum(delta)/len(time_g))<P_ess:
        for y in range(len(time_g)):
            storage[y]=np.abs(delta[y])
        for k in range((round(len(time_g)*t_scarica)),(len(time_g))):
            storage[k]=0
            DR[k]=delta[k]

```

```

print(GEN)

info=np.column_stack((m,g,ist,fine,soc))
output=np.column_stack((time_g,MTBT_g,PV_g,WF_g,storage,DR))
print(info)
print(output)

# CALCOLO DEGLI INDICATORI CARATTERIZZANTI LO SCENARIO
media=np.mean(output, axis=0)

RES=round(((media[2]+media[3])/(media[1]))*100)
FLEX=round(np.abs(media[5]/media[1])*100)
BESS=round((media[4]/media[1])*100)

# CALCOLO DEGLI INDICATORI DI AFFIDABILITA'
isola=np.zeros(((len(time_g))-1), dtype=int)
output_g=output[1:,0:6]
dim_output_g=np.shape(output_g)
produzione_storage=np.zeros((dim_output_g[0]), dtype=float)

intervallo=int(guasto/0.25)
for i in range(intervallo):
    produzione_storage[i]=output_g[i][2]+output_g[i][3]+output_g[i][4]
    if produzione_storage[i]==output_g[i][1]:
        isola[i]=1
    else:
        isola[i]=0

i1=round(((np.sum(isola, axis=0)*0.25)/guasto)*100)
i2=round(((media[2]+media[3]+media[4]+(np.abs(media[5])))/an)*100)
i3=round(media[4]/(media[4]+(np.abs(media[5])))*100)

print(i1)
print(i2)
print(i3)

# ANDAMENTO DEI VALORI NELL'INTERVALLO DI GUASTO

# ASSE TEMPORALE - CONVERSIONE DECIMALE -> SESSAGESIMALE
tempo=time_g
ore=np.zeros(len(tempo), dtype=int)
minuti=np.zeros(len(tempo), dtype=int)
assex=np.zeros(len(tempo), dtype=list)

for i in range(len(tempo)):
    ore[i]=int(tempo[i])
    minuti[i]=int((tempo[i]-ore[i])*60) & 63
    assex[i]="%d:%d" % (ore[i], minuti[i])

```

```
plt.plot(assex,MTBT_g, label="Consumi")
plt.plot(assex,PV_g,label="Fotovoltaico")
plt.plot(assex,WF_g,label="Eolico")
plt.plot(assex,storage,label="Storage")
plt.plot(assex,DR,label="Demand Response")
plt.legend(loc="upper right")
plt.xlabel('Time [hh:ss]')
plt.ylabel('Potenze [kW]')
plt.title('RESIDENTIAL AREA: ANDAMENTI NEL RANGE DI GUASTO')
plt.grid()
plt.show()
```

10.3 Sezione Car Park

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from numpy.core.fromnumeric import transpose

# LETTURA DATI

# PRODUZIONE - FOTOVOLTAICO
PV = np.genfromtxt('PV.txt', usecols=(0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11) )
PV = np.transpose(PV)
# CONSUMI
consumi= np.genfromtxt('stazione_ric2020.txt', usecols=(0,1,2,3,4) )
consumi = np.transpose(consumi)

# ELECTRIC VEHICLE
# percentuale utenti EV collegati alla rete
EV_per = np.genfromtxt('EV.txt', usecols=0)
# consumi per ricarica veloce
EV_fast_pu = np.genfromtxt('EV_fast.txt', usecols=0)
#consumi per ricarica lenta
EV_dumb_pu = np.genfromtxt('EV_dumb.txt', usecols=0)

# ILLUMINAZIONE NOTTURNA
size=np.shape(consumi)
ill_not=consumi[0:(size[0]-1),0:size[1]]

# SERVIZI STRADALI
servizi=consumi[4][:]

# GUARDIOLA CUSTODE
custode=np.ones(len(servizi))

# VIDEOSORVEGLIANZA
video=np.ones(len(servizi))
```

```

# DATI SCENARI
scenari = np.genfromtxt('scenari1.txt', usecols=(0,1,2,3,4))
scenari = np.transpose(scenari)

# ordine dati vettore:
# PICCO CONSUMO; ENERGIA CONSUMO; QUOTA PV; POT. STORAGE; CAP. STORAGE; N. EV
scen_2020 = scenari[0][:]
scen_2030BC = scenari[1][:]
scen_2030DEC = scenari[2][:]
scen_2040BC = scenari[3][:]
scen_2040DEC = scenari[4][:]

# POTENZA APPARENTE DEL NODO CUI E' CONNESSA LA RETE [kVA]
# il valore va impostato in relazione alla rete che si sta analizzando
an=400

#####
# DA QUI SCELGO QUALE SCENARIO SIMULARE TOGLIENDO/INSERENDO IL COMMENTO "#"
#####
#scen=scen_2020
#scen=scen_2030BC
#scen=scen_2030DEC
#scen=scen_2040BC
scen=scen_2040DEC

# DATI PRINCIPALI
Pc=scen[0]      # kW picco consumo
Cc=scen[1]      # kWh consumo
Ppv=scen[2]     # potenza nominale PV
Ppv_ess=scen[3] # potenza storage
C_pv=scen[4]    # capacita' storage
n_col=scen[5]   # Numero di veicoli

# DATI SECONDARI
Pev_fast=10
Pev_slow=3
C_ev=40

# Estrazione del mese
m = np.random.randint(1,13)

M = [[12,1,2],[3,4,5],[6,7,8],[9,10,11]]
t=np.shape(M)

for i in range(t[0]):
    for j in range(t[1]):
        if m==M[i][j]:
            s=i

```

```

ILL=ill_not[s][:] # assorbimento illuminazione notturna in kW

PV_pu = PV[m-1][:] # produzione fotovoltaica nel mese estratto [p.u.]
PV_scen=Ppv*PV_pu      # Produzione fotovoltaica in kW

time = np.arange(0.,24.,0.25)

# estrazione istante di guasto
ist = np.random.randint(1,94)

# n. di veicoli collegati nell'istante di guasto
# prendo la percentuale di veicoli connessi alla rete nell'istante di guasto
n_ev=EV_per[ist]/100*n_col
n_ev=round(n_ev) # e' necessario un numero intero di veicoli

print(n_ev)

# numero EV fast ed slow che verranno sovrascritti
n_EV_fast=0
n_EV_slow=0
ricarica=np.zeros(int(n_ev), dtype=int)
for i in range(n_ev):
    ricarica[i]=np.random.randint(1,3)
    if ricarica[i]==1:
        n_EV_fast=n_EV_fast+1
    elif ricarica[i]==2:
        n_EV_slow=n_EV_slow+1
    if n_EV_fast>(n_col/2):
        n_EV_slow=n_EV_slow+(n_EV_fast-n_col/2)
        n_EV_fast=n_col/2
    elif n_EV_slow>n_col/2:
        n_EV_fast=n_EV_fast+(n_EV_slow-n_col/2)
        n_EV_slow=n_col/2
    if (n_EV_fast+n_EV_slow)==n_ev: break

print(n_EV_fast)
print(n_EV_slow)

# creo vettore i cui elementi rappresentano lo stato di carica dei veicoli fast + vettore
con i rispettivi tempi di carica e tempi di scarica
t_fast_c=np.zeros(int(n_EV_fast), dtype=float) # CARICA EV FAST
t_fast_s=np.zeros(int(n_EV_fast), dtype=float) # SCARICA EV FAST
SOC_fast=np.zeros(int(n_EV_fast), dtype=int)
soc=np.zeros(int(n_EV_fast), dtype=int)
j=0

```

```

for i in range(int(n_EV_fast)):
    soc[i]=np.random.randint(10,91)
    SOC_fast[j]=soc[i]
    t_fast_c[j]=((90-soc[i])/100)*C_ev/Pev_fast        # carica = assorbimento
    t_fast_s[j]=(np.abs(soc[i]-10)/100)*C_ev/Pev_fast # scarica = erogazione in V2G
    j=j+1

print(SOC_fast)

# creo vettore i cui elementi rappresentano lo stato di carica dei veicoli slow + vettore
con i rispettivi tempi di ricarica
t_slow=np.zeros(int(n_EV_slow), dtype=float) # CARICA EV FAST
SOC_slow=np.zeros(int(n_EV_slow), dtype=int)
socs=np.zeros(int(n_EV_slow), dtype=int)
k=0
for i in range(int(n_EV_slow)):
    socs[i]=np.random.randint(10,91)
    SOC_slow[k]=socs[i]
    t_slow[k]=((90-socs[i])/100)*C_ev/Pev_slow        # carica = assorbimento
    k=k+1

print(SOC_slow)

# storage PV: SOC + tempo di carica (assorbimento) + tempo scarica (erogazione)
soc_pv=np.random.randint(10,91)                    # estrazione dello storage
dell'impianto PV
t_carica=((90-soc_pv)/100)*C_pv/Ppv_ess             # tempo in fase di carica
t_scarica=(abs(soc_pv-10)/100)*C_pv/Ppv_ess        # tempo in fase di scarica

# IDENTIFICAZIONE DEL RANGE DI GUASTO
# durata media di interruzione per guasto in MT (60 minuti) e guasto in BT (30 minuti)
g_MT=1      # considerando 60 minuti di guasto in valori decimali
g_BT=0.75   # considerando 30 minuti di guasto in valori decimali
#*****
# decido togliendo/inserendo "#" se il guasto e' in MT o in BT
#*****
#guasto=g_MT
guasto=g_BT

ist_iniziale=ist*0.25                                # in termini temporali
ist_finale=ist_iniziale+guasto
time_g=np.arange(ist_iniziale,(ist_finale+0.25),0.25) # mi serve successivamente per
plottarlo
fine=int(ist_finale/0.25)

# SI RICAVALO I VALORI D'INTERESSE NELL'INTERVALLO DI GUASTO PER EV e STORAGE PV
# EV FAST - fase di carica
P_fast_c=np.zeros((n_EV_fast,len(time_g)), dtype=float)

```

```

q=0
for i in range(int(n_EV_fast)):
    for j in range(len(time_g)):
        if t_fast_c[q]>guasto or t_fast_c[q]==guasto:
            P_fast_c[i][j]=Pev_fast
        elif t_fast_c[q]<guasto:
            for y in range((round(len(time_g)*t_fast_c[q]))):
                P_fast_c[i][y]=Pev_fast
            for k in range((round(len(time_g)*t_fast_c[q])),len(time_g)):
                P_fast_c[i][k]=0
    q=q+1

# si sommano tutte le righe per avere un unico profilo di assorbimento dedicato alla
ricarica veloce: VETTORE DI CARICA
p_fast_g1=np.zeros((len(t_fast_c)), dtype=float)
if len(t_fast_c)>1:
    p_fast_g1=np.sum(P_fast_c, axis=0)
elif len(t_fast_c)<=1:
    p_fast_g1=P_fast_c
if len(t_fast_c)==0:
    p_fast_g1=np.zeros(len(time_g))

# EV FAST in fase di scarica
P_fast_s=np.zeros((n_EV_fast,len(time_g)), dtype=float)
q=0
for i in range(int(n_EV_fast)):
    for j in range(len(time_g)):
        if t_fast_s[q]>guasto or t_fast_s[q]==guasto:
            P_fast_s[i][j]=Pev_fast
        elif t_fast_s[q]<guasto:
            for y in range((round(len(time_g)*t_fast_s[q]))):
                P_fast_s[i][y]=Pev_fast
            for k in range((round(len(time_g)*t_fast_s[q])),len(time_g)):
                P_fast_s[i][k]=0
    q=q+1

# si sommano tutte le righe per avere un unico profilo di assorbimento dedicato alla
ricarica veloce: VETTORE DI SCARICA
p_fast_g2=np.zeros((len(t_fast_s)), dtype=float)
if len(t_fast_s)>1:
    p_fast_g2=np.sum(P_fast_s, axis=0)
elif len(t_fast_s)<=1:
    p_fast_g2=P_fast_s
if len(t_fast_s)==0:
    p_fast_g2=np.zeros(len(time_g))

# EV SLOW
P_slow=np.zeros((n_EV_slow,len(time_g)), dtype=float)

```

```

l=0
for i in range(int(n_EV_slow)):
    for j in range(len(time_g)):
        if t_slow[l]>guasto or t_slow[l]==guasto:
            P_slow[i][j]=Pev_slow
        elif t_slow[l]<guasto:
            for y in range((round(len(time_g)*t_slow[l]))):
                P_slow[i][y]=Pev_slow
            for k in range((round(len(time_g)*t_slow[l])),len(time_g)):
                P_slow[i][k]=0
    l=l+1

# si sommano tutte le righe per avere un unico profilo di assorbimento dedicato alla
# ricarica lenta
p_slow_g=np.zeros((len(t_slow)), dtype=float)
if len(t_slow)>1:
    p_slow_g=np.sum(P_slow, axis=0)
elif len(t_slow)<=1:
    p_slow_g=P_slow
if len(t_slow)==0:
    p_slow_g=np.zeros(len(time_g))

# STORAGE PV
# CARICA
storage_c=np.zeros((len(time_g)), dtype=float)

for i in range(int(len(time_g))):
    if t_carica>guasto or t_carica==guasto:
        storage_c[i]=Ppv_ess
    elif t_carica<guasto:
        for y in range((round(len(time_g)*t_carica))):
            storage_c[y]=Ppv_ess
        for k in range((round(len(time_g)*t_carica)),len(time_g)):
            storage_c[k]=0

# SCARICA
storage_s=np.zeros((len(time_g)), dtype=float)

for i in range(int(len(time_g))):
    if t_scarica>guasto or t_scarica==guasto:
        storage_s[i]=Ppv_ess
    elif t_scarica<guasto:
        for y in range((round(len(time_g)*t_scarica))):
            storage_s[y]=Ppv_ess
        for k in range((round(len(time_g)*t_scarica)),len(time_g)):
            storage_s[k]=0

# INTERVALLO DI GUAUTO - PRODUZIONE

```

```

# FOTOVOLTAICO
PV_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    PV_g[i]=round(PV_scen[j-1],2)
    i=i+1

# ILLUMINAZIONE NOTTURNA
ILL_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    ILL_g[i]=round(ILL[j],2)
    i=i+1
print(m)
print(ist)
print(ILL_g)

# SERVIZI STRADALI
servizi_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    servizi_g[i]=round(servizi[j],2)
    i=i+1

# GUARDIOLA CUSTODE
custode_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    custode_g[i]=round(custode[j],2)
    i=i+1

# VIDEOSORVEGLIANZA
video_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    video_g[i]=round(video[j],2)
    i=i+1

# CARICO TOTALE = video+custode+servizi+illuminazione (+EV lenti)
load=ILL_g+custode_g+video_g+servizi_g+p_slow_g

delta=PV_g-load
P_fast_g=np.zeros(len(time_g))
storage=np.zeros(len(time_g))
nuovo_delta=np.zeros(len(time_g))

Pev_fast=np.abs(np.sum(p_fast_g1, axis=0)/len(p_fast_g1))

```

```

# LOGICA CARICA
for i in range(len(time_g)):
    if delta[i]>Ppv_ess and delta[i]>Pev_fast and np.abs(np.sum(delta,
axis=0))/(len(time_g))>Ppv_ess and np.abs(np.sum(delta, axis=0))/(len(time_g))>Pev_fast:
        storage[i]=storage_c[i]
        if delta[i]-storage[i]<p_fast_g1[i]:
            P_fast_g[i]=delta[i]-storage[i]
        if delta[i]-storage[i]>p_fast_g1[i]:
            P_fast_g[i]=p_fast_g1[i]
        elif delta[i]>0 and delta[i]<Ppv_ess:
            if t_carica>=guasto:
                storage[i]=delta[i] # lo storage si carica con un assorbimento
                pari alla meta' della differenza
                if p_fast_g1[i]<delta[i]:
                    P_fast_g[i]=p_fast_g1[i] # gli EV fast si caricano con un assorbimento
                pari alla meta' della differenza

# LOGICA DI SCARICA
if t_scarica>guasto:
    for i in range(len(time_g)):
        if delta[i]<0 and np.abs(delta[i])>Ppv_ess:
            load[i]=load[i]-p_slow_g[i]-custode_g[i] # stacco EV lenti + guardiola
            custode

            delta[i]=PV_g[i]-load[i]
            custode_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
            p_slow_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
            storage[i]=storage_s[i]
            if np.abs(delta[i])-storage[i]<p_fast_g2[i] and n_EV_fast!=0:
                P_fast_g[i]=np.abs(delta[i])-storage[i]
            elif delta[i]<0 and np.abs(delta[i])<Ppv_ess:
                load[i]=load[i]-p_slow_g[i]-custode_g[i]
                delta[i]=PV_g[i]-load[i]
                custode_g[i]=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
                p_slow_g[i]=np.zeros(len(time_g))
                storage[i]=np.abs(delta[i])
                P_fast_g[i]=0

if t_scarica<=guasto:
    for i in range(len(time_g)):
        if delta[i]<0:
            load[i]=load[i]-custode_g[i]-p_slow_g[i]
            delta[i]=PV_g[i]-load[i]
            custode_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
            p_slow_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
            for y in range (round(len(time_g)*t_scarica)):
                if np.abs(delta[y])>Ppv_ess:
                    storage[y]=storage_s[y]
                    if np.abs(delta[y])-storage[y]<p_fast_g2[y] and n_EV_fast!=0:

```

```

        P_fast_g[y]=np.abs(delta[y])-storage[y]
    for k in range((round(len(time_g)*t_scarica)),(len(time_g))):
        storage[k]=0
        if np.abs(delta[k])<p_fast_g2[k]:
            P_fast_g[k]=np.abs(delta[k])
    for l in range(round(len(time_g)*t_scarica)):
        if np.abs(delta[l])<=Ppv_ess:
            storage[l]=np.abs(delta[l])
            P_fast_g[l]=0
    for l1 in range(round(len(time_g)*t_scarica),len(time_g)):
        storage[l1]=0
        if (np.abs(delta[l1]))<p_fast_g2[l1]:
            P_fast_g[l1]=np.abs(delta[l1])

EV_tot=P_fast_g+p_slow_g

info=np.column_stack((m,ist,fine))
output=np.column_stack((time_g,PV_g, storage, P_fast_g, p_slow_g, EV_tot, ILL_g,
servizi_g, custode_g, video_g, load, delta))
print(output)

# VALORI MEDI
media=np.mean(output, axis=0)
print(media)

# CALCOLO DEGLI INDICATORI DI AFFIDABILITA'
isola=np.zeros(((len(time_g))-1), dtype=int)
output_g=output[1:,0:13]
dim_output_g=np.shape(output_g)
produzione_storage=np.zeros((dim_output_g[0]), dtype=float)

intervallo=int(guasto/0.25)
for i in range(intervallo):
    produzione_storage[i]=output_g[i][1]+output_g[i][2]+output_g[i][3]
    if produzione_storage[i]>=output_g[i][10]:
        isola[i]=1
    else:
        isola[i]=0

# CALCOLO DEGLI INDICATORI CARATTERIZZANTI LO SCENARIO
if media[1]>=(media[2]+media[5]+media[6]+media[7]+media[8]+media[9]):
    RES=round(media[1]/(media[2]+media[5]+media[6]+media[7]+media[8]+media[9])*100)
else:
    RES=round((media[1]/(media[10]))*100)

FLEX=round((((Pev_slow*n_EV_slow)+(custode[1]))/(media[6]+media[7]+(custode[1])+media[9]
)+(Pev_slow*n_EV_slow)+(Pev_fast*n_EV_fast)))*100)

```

```

# BESS
BESS=np.zeros(1, dtype=int)
if media[1]>=(media[2]+media[3]+media[10]):
    BESS=0
elif media[11]<(media[2]+media[3]+media[10]):
    BESS=round(((media[2]+media[3])/media[10])*100)

print(RES)
print(FLEX)
print(BESS)

# CALCOLO DEGLI INDICATORI DI AFFIDABILITA'

i1=round(((np.sum(isola, axis=0)*0.25)/guasto)*100)
i2=np.zeros(1, dtype=float)
if media[4]==0 and n_EV_slow>0:
    if media[8]>0:
        i2=round(((media[1]+media[2]+media[3]+media[8])/an)*100)
    elif media[8]==0:
        i2=round(((media[1]+media[2]+media[3]+(Pev_slow*n_EV_slow)+custode[1])/an)*100)
else:
    if media[8]>0:
        i2=round(((media[1]+media[2]+media[3]+media[8])/an)*100)
    elif media[8]==0:
        i2=round(((media[1]+media[2]+media[3]+custode[1])/an)*100)

i3=np.zeros(1, dtype=float)
if media[11]>=0:
    i3=100
else:
    if media[4]==0 and n_EV_slow>0:
        if media[8]>0:

i3=round(((media[2]+media[3]+(Pev_slow*n_EV_slow))/(media[2]+media[3]+media[8]+(Pev_slow*n_EV_slow)+(np.abs(media[11]))))*100)
        elif media[8]==0:

i3=round(((media[2]+media[3]+media[8]+(Pev_slow*n_EV_slow))/(media[2]+media[3]+media[8]+(Pev_slow*n_EV_slow)+(np.abs(media[11]))))*100)
        else:
            if media[8]>0:

i3=round(((media[2]+media[3])/(media[2]+media[3]+media[4]+media[8]+(Pev_slow*n_EV_slow)+(np.abs(media[11]))))*100)
        else:

i3=round(((media[2]+media[3]+media[8])/(media[2]+media[3]+media[4]+media[8]+(Pev_slow*n_EV_slow)+(np.abs(media[11]))))*100)

```

```

print(i1)
print(i2)
print(i3)
# time_g, PV_g, storage, P_fast_g, p_slow_g, EV_tot, ILL_g, servizi_g, custode_g, video_g,
load, delta

# ANDAMENTO DEI VALORI NELL'INTERVALLO DI GUASTO

# ASSE TEMPORALE - CONVERSIONE DECIMALE -> SESSAGESIMALE
tempo=time_g
ore=np.zeros(len(tempo), dtype=int)
minuti=np.zeros(len(tempo), dtype=int)
assex=np.zeros(len(tempo), dtype=list)

for i in range(len(tempo)):
    ore[i]=int(tempo[i])
    minuti[i]=int((tempo[i]-ore[i])*60) & 63
    assex[i]="%d:%d" % (ore[i], minuti[i])

plt.plot(assex,PV_g, label="Fotovoltaico")
plt.plot(assex,storage,label="Storage")
plt.plot(assex,P_fast_g,label="Ricarica veloce")
plt.plot(assex,p_slow_g,label="Ricarica lenta")
plt.plot(assex,ILL_g,label="Illuminazione")
plt.plot(assex,servizi_g,label="Servizi stradali")
plt.plot(assex,custode_g,label="Guardiola custode")
plt.plot(assex,video_g,label="Videosorveglianza")
plt.plot(assex,load,label="Carico")
plt.legend(loc="upper right")
plt.xlabel('Time [hh:ss]')
plt.ylabel('Potenze [kW]')
plt.title('EVH AREA: ANDAMENTI NEL RANGE DI GUASTO')
plt.grid()
plt.show()

```

10.4 Sezione Port Area

```

import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from numpy.core.fromnumeric import transpose
from numpy.lib.npyio import load

# LETTURA DATI

# PRODUZIONE - EOLICO
WF = np.genfromtxt('WF.txt', usecols=(0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11) )
WF = np.transpose(WF)

```

```

# PRODUZIONE - FOTOVOLTAICO
PV = np.genfromtxt('PV.txt', usecols=(0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11) )
PV = np.transpose(PV)
# CONSUMI - PORT AREA
porto = np.genfromtxt('porto.txt', usecols=(0) )
porto = np.transpose(porto)
# ELECTRIC VEHICLE
# percentuale utenti EV collegati alla rete
EV_per = np.genfromtxt('EV.txt', usecols=0)
# consumi per ricarica veloce
EV_fast = np.genfromtxt('EV_fast.txt', usecols=0)
#consumi per ricarica lenta
EV_dumb = np.genfromtxt('EV_dumb.txt', usecols=0)

# DATI SCENARI
scenari = np.genfromtxt('scenari_porto.txt', usecols=(0,1,2,3,4))
scenari = np.transpose(scenari)

# ordine dati vettore:
# CR - PV - WF - kWh STORAGE - kWh STORAGE - n.Veicoli - n.PHEV - n.EV1(veloce) -
n.EV2(lenta) - P_PHEV - P_EV1(veloce) - P_EV2(lenta) - DR
scen_2020 = scenari[0][:]
scen_2030BC = scenari[1][:]
scen_2030DEC = scenari[2][:]
scen_2040BC = scenari[3][:]
scen_2040DEC = scenari[4][:]

# POTENZA APPARENTE DEL NODO CUI E' CONNESSA LA RETE [kVA]
# il valore va impostato in relazione alla rete che si sta analizzando
an=25000

#####
# DA QUI SCELGO QUALE SCENARIO SIMULARE TOGLIENDO/INSERENDO IL COMMENTO "#"
#####
#scen=scen_2020
#scen=scen_2030BC
#scen=scen_2030DEC
#scen=scen_2040BC
scen=scen_2040DEC

# DATI PRINCIPALI
C=scen[0]          # capacita' kWh PORTO AREA
Pc=scen[1]        # potenza nominale PORT AREA picco
CC=scen[2]        # Carico controllabile [kW]
Ppv=scen[3]       # potenza nominale fotovoltaico
Pwf=scen[4]       # potenza nominale eolico
P_cold=scen[5]    # potenza cold ironing
C_cold=scen[6]    # capacità cold ironing

```

```

n_col=scen[7]      # Numero di veicoli
nev_fast=scen[8]  # Numero EV fast
nev_slow=scen[9]  # Numero EV slow
Pev_fast=scen[10] # Potenza dei veicoli elettrici a ricarica veloce (10 kW)
Pev_slow=scen[11] # Potenza dei veicoli elettrici a ricarica veloce (3 kW)
C_ev=40           # Capacità EV [kWh]

# Estrazione del mese
m = np.random.randint(1,13)

WF_pu = WF[m-1][:] # produzione eolica nel mese estratto [p.u.]
PV_pu = PV[m-1][:] # produzione fotovoltaica nel mese estratto [p.u.]

# PROFILI IN kW
PV_scen=Ppv*PV_pu      # Produzione fotovoltaica in kW
WF_scen=Pwf*WF_pu     # Produzione eolica in kW
PORTO = Pc*porto      # Consumi

time = np.arange(0.,24.,0.25)

# estrazione istante di guasto
ist = np.random.randint(1,94)

# n. di veicoli collegati nell'istante di guasto
# prendo la percentuale di veicoli connessi alla rete nell'istante di guasto
n_ev=round((EV_per[ist-1]/100)*n_col)

# numero EV fast ed slow che verranno sovrascritti
n_EV_fast=0
n_EV_slow=0
ricarica=np.zeros(int(n_ev), dtype=int)
for i in range(n_ev):
    ricarica[i]=np.random.randint(1,3)
    if ricarica[i]==1:
        n_EV_fast=n_EV_fast+1
    elif ricarica[i]==2:
        n_EV_slow=n_EV_slow+1
    if n_EV_fast>(n_col/2):
        n_EV_slow=n_EV_slow+(n_EV_fast-n_col/2)
        n_EV_fast=n_col/2
    elif n_EV_slow>n_col/2:
        n_EV_fast=n_EV_fast+(n_EV_slow-n_col/2)
        n_EV_slow=n_col/2
    if (n_EV_fast+n_EV_slow)==n_ev: break

# creo vettore i cui elementi rappresentano lo stato di carica dei veicoli fast + vettore
con i rispettivi tempi di carica e tempi di scarica

```

```

t_fast_c=np.zeros(int(n_EV_fast), dtype=float) # CARICA EV FAST
t_fast_s=np.zeros(int(n_EV_fast), dtype=float) # SCARICA EV FAST
SOC_fast=np.zeros(int(n_EV_fast), dtype=int)
soc=np.zeros(int(n_EV_fast), dtype=int)
j=0

if n_EV_fast>0:
    for i in range(int(n_EV_fast)):
        soc[i]=np.random.randint(10,91)
        SOC_fast[j]=soc[i]
        t_fast_c[j]=((90-soc[i])/100)*C_ev/Pev_fast # carica = assorbimento
        t_fast_s[j]=(np.abs(soc[i]-10)/100)*C_ev/Pev_fast # scarica = erogazione in V2G
        j=j+1
else:
    SOC_fast=0
    t_fast_c=0
    t_fast_s=0

# creo vettore i cui elementi rappresentano lo stato di carica dei veicoli slow + vettore
# con i rispettivi tempi di ricarica
t_slow=np.zeros(int(n_EV_slow), dtype=float) # CARICA EV FAST
SOC_slow=np.zeros(int(n_EV_slow), dtype=int)
socs=np.zeros(int(n_EV_slow), dtype=int)
k=0
if n_EV_slow>0:
    for i in range(int(n_EV_slow)):
        socs[i]=np.random.randint(10,91)
        SOC_slow[k]=socs[i]
        t_slow[k]=((90-socs[i])/100)*C_ev/Pev_slow # carica = assorbimento
        k=k+1
else:
    SOC_slow=0
    t_slow=0

# COLD IRONING: SOC + tempo di carica (assorbimento) + tempo scarica (erogazione)
soc_cold=np.random.randint(10,91) # estrazione dello storage
dell'impianto PV
t_carica=((90-soc_cold)/100)*C_cold/P_cold # tempo in fase di carica
t_scarica=(abs(soc_cold-10)/100)*C_cold/P_cold # tempo in fase di scarica

# IDENTIFICAZIONE DEL RANGE DI GUASTO
# durata media di interruzione per guasto in MT (60 minuti) e guasto in BT (30 minuti)
g_MT=1 # considerando 60 minuti di guasto in valori decimali
g_BT=0.75 # considerando 30 minuti di guasto in valori decimali
#*****
# decido togliendo/inserendo "#" se il guasto e' in MT o in BT
#*****
#guasto=g_MT

```

```

guasto=g_BT

ist_iniziale=ist*0.25 # in termini temporali
ist_finale=ist_iniziale+guasto
time_g=np.arange(ist_iniziale,(ist_finale+0.25),0.25) # mi serve successivamente per
plottarlo
fine=int(ist_finale/0.25)

# SI RICAVALO I VALORI D'INTERESSE NELL'INTERVALLO DI GUASTO PER EV e COLD IRONING
# EV FAST in fase di carica
P_fast_c=np.zeros((n_EV_fast,len(time_g)), dtype=float)
q=0
for i in range(int(n_EV_fast)):
    for j in range(len(time_g)):
        if t_fast_c[q]>guasto or t_fast_c[q]==guasto:
            P_fast_c[i][j]=Pev_fast
        elif t_fast_c[q]<guasto:
            for y in range((round(len(time_g)*t_fast_c[q]))):
                P_fast_c[i][y]=Pev_fast
            for k in range((round(len(time_g)*t_fast_c[q])),len(time_g)):
                P_fast_c[i][k]=0
    q=q+1

# si sommano tutte le righe per avere un unico profilo di assorbimento dedicato alla
ricarica veloce: VETTORE DI CARICA
p_fast_g1=np.zeros((len(t_fast_c)), dtype=float)
if len(t_fast_c)>1:
    p_fast_g1=np.sum(P_fast_c, axis=0)
elif len(t_fast_c)==1:
    p_fast_g1=P_fast_c
    if len(t_fast_c)==0:
        p_fast_g1=np.zeros(len(time_g))

# EV FAST in fase di scarica
P_fast_s=np.zeros((n_EV_fast,len(time_g)), dtype=float)
q=0
for i in range(int(n_EV_fast)):
    for j in range(len(time_g)):
        if t_fast_s[q]>guasto or t_fast_s[q]==guasto:
            P_fast_s[i][j]=Pev_fast
        elif t_fast_s[q]<guasto:
            for y in range((round(len(time_g)*t_fast_s[q]))):
                P_fast_s[i][y]=Pev_fast
            for k in range((round(len(time_g)*t_fast_s[q])),len(time_g)):
                P_fast_s[i][k]=0
    q=q+1

```

```

# si sommano tutte le righe per avere un unico profilo di assorbimento dedicato alla
ricarica veloce: VETTORE DI SCARICA
p_fast_g2=np.zeros((len(t_fast_s)), dtype=float)
if len(t_fast_s)>1:
    p_fast_g2=np.sum(P_fast_s, axis=0)
elif len(t_fast_s)==1:
    p_fast_g2=P_fast_s
    if len(t_fast_s)==0:
        p_fast_g2=np.zeros(len(time_g))

# EV SLOW
P_slow=np.zeros((n_EV_slow,len(time_g)), dtype=float)
l=0
for i in range(int(n_EV_slow)):
    for j in range(len(time_g)):
        if t_slow[l]>guasto or t_slow[l]==guasto:
            P_slow[i][j]=Pev_slow
        elif t_slow[l]<guasto:
            for y in range((round(len(time_g)*t_slow[l]))):
                P_slow[i][y]=Pev_slow
            for k in range((round(len(time_g)*t_slow[l]),len(time_g))):
                P_slow[i][k]=0
    l=l+1

# si sommano tutte le righe per avere un unico profilo di assorbimento dedicato alla
ricarica lenta
p_slow_g=np.zeros((len(t_slow)), dtype=float)
if len(t_slow)>1:
    p_slow_g=np.sum(P_slow, axis=0)
elif len(t_slow)==1:
    p_slow_g=P_slow
    if len(t_slow)==0:
        p_slow_g=np.zeros(len(time_g))

# COLD IRONING
# CARICA
cold_c=np.zeros((len(time_g)), dtype=float)

for i in range(int(len(time_g))):
    if t_carica>guasto or t_carica==guasto:
        cold_c[i]=P_cold
    elif t_carica<guasto:
        for y in range((round(len(time_g)*t_carica))):
            cold_c[y]=P_cold
        for k in range((round(len(time_g)*t_carica),len(time_g))):
            cold_c[k]=0

# SCARICA

```

```

cold_s=np.zeros((len(time_g)), dtype=float)

for i in range(int(len(time_g))):
    if t_scarica>guasto or t_scarica==guasto:
        cold_s[i]=P_cold
    elif t_scarica<guasto:
        for y in range((round(len(time_g)*t_scarica))):
            cold_s[y]=P_cold
        for k in range((round(len(time_g)*t_scarica)),len(time_g)):
            cold_s[k]=0

# INTERVALLO DI GUASTO - PRODUZIONE
# FOTOVOLTAICO
PV_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    PV_g[i]=round(PV_scen[j-1],2)
    i=i+1
# EOLICO
WF_g=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    WF_g[i]=round(WF_scen[j-1],2)
    i=i+1
# CONSUMI
load=np.zeros(len(time_g), dtype=float)
i=0
for j in range(ist,fine+1):
    load[i]=round(PORTO[j-1],2)
    i=i+1
# CARICO CONTROLLABILE
CC_g=CC*np.ones(len(time_g))
if n_EV_slow==0:
    p_slow_g=np.zeros(len(time_g))

CC_tot=CC_g+p_slow_g          # il carico totale che posso staccare: EV lenti + Carico
Controllabile

# LOGICA RETE
gen=PV_g+WF_g

delta=gen-load

P_fast_g=np.zeros(len(time_g))
COLD=np.zeros(len(time_g))
nuovo_delta=np.zeros(len(time_g))
load_g=np.zeros(len(time_g))
DR=np.zeros(len(time_g))

```

```

if (n_EV_fast)!=0:
    Pev_fast=(np.sum(p_fast_g1, axis=0))/len(p_fast_g1)
elif n_EV_fast==0:
    Pev_fast=0

# LOGICA CARICA
for i in range(len(time_g)):
    if delta[i]>P_cold and delta[i]>Pev_fast and np.abs(sum(delta)/len(time_g))>P_cold
and np.abs(sum(delta)/len(time_g))>Pev_fast:
        COLD[i]=cold_c[i]
        if delta[i]-COLD[i]<p_fast_g1[i] and n_EV_fast!=0:
            P_fast_g[i]=delta[i]-COLD[i]
        if delta[i]-COLD[i]>p_fast_g1[i] and n_EV_fast!=0:
            P_fast_g[i]=p_fast_g1[i]
    elif delta[i]>0 and delta[i]<P_cold:
        if t_carica>=guasto:
            COLD[i]=delta[i]                # lo storage si carica con un assorbimento pari
alla meta' della differenza
            if p_fast_g1[i]<delta[i]:
                P_fast_g[i]=p_fast_g1      # gli EV fast si caricano con un assorbimento
pari alla meta' della differenza

# LOGICA DI SCARICA
if n_EV_fast==0:
    p_fast_g2=np.zeros(len(time_g))

if t_scarica>guasto:
    for i in range(len(time_g)):
        if delta[i]<0 and np.abs(delta[i])>P_cold:
            load_g[i]=load[i]-CC_tot[i]
            nuovo_delta[i]=gen[i]-load_g[i]
            COLD[i]=cold_s[i]
            if np.abs(nuovo_delta[i]-COLD[i])<p_fast_g2[i] and n_EV_fast!=0:
                P_fast_g[i]=np.abs(nuovo_delta[i])-COLD[i]
            elif np.abs(nuovo_delta[i]-COLD[i])>p_fast_g2[i] and n_EV_fast!=0:
                P_fast_g[i]=p_fast_g2[i]
                DR[i]=np.abs(nuovo_delta[i])-COLD[i]-P_fast_g[i]
            elif delta[i]<0 and np.abs(delta[i])<P_cold:
                load_g[i]=load[i]-CC_tot[i]
                nuovo_delta[i]=gen[i]-load_g[i]
                COLD[i]=np.abs(nuovo_delta[i])
                P_fast_g[i]=0

if t_scarica<=guasto:
    for i in range(len(time_g)):
        if delta[i]<0:
            load_g[i]=load[i]-CC_tot[i]

```

```

nuovo_delta[i]=gen[i]-load_g[i]
for y in range (round(len(time_g)*t_scarica)):
    if np.abs(nuovo_delta[y])>P_cold:
        COLD[y]=cold_s[y]
        if np.abs(nuovo_delta[y]-COLD[y])<p_fast_g2[y] and n_EV_fast!=0:
            P_fast_g[y]=np.abs(nuovo_delta[y])-COLD[y]
        elif np.abs(nuovo_delta[y]-COLD[y])>=p_fast_g2[y] and n_EV_fast!=0:
            P_fast_g[y]=p_fast_g2[y]
            DR[y]=np.abs(nuovo_delta[y])-COLD[y]-P_fast_g[y]
for k in range((round(len(time_g)*t_scarica)),(len(time_g))):
    COLD[k]=0
    if np.abs(nuovo_delta[k])<p_fast_g2[k] and n_EV_fast!=0:
        P_fast_g[k]=np.abs(nuovo_delta[k])
    elif np.abs(nuovo_delta[k])>p_fast_g2[k] and n_EV_fast!=0:
        P_fast_g[k]=p_fast_g2[k]
        DR[k]=np.abs(nuovo_delta[k])-P_fast_g[k]
for l in range(round(len(time_g)*t_scarica)):
    if np.abs(nuovo_delta[l])<=P_cold:
        COLD[l]=np.abs(nuovo_delta[l])
        P_fast_g[l]=0
for l1 in range(round(len(time_g)*t_scarica),len(time_g)):
    COLD[l1]=0
    if (np.abs(nuovo_delta[l1]))<p_fast_g2[l1] and n_EV_fast!=0:
        P_fast_g[l1]=np.abs(nuovo_delta[l1])

info=np.column_stack((m,ist,fine))
output=np.column_stack((time_g,load,CC_tot,load_g,PV_g,WF_g,p_slow_g,P_fast_g,COLD,DR))
# print(output)

# CALCOLO DEGLI INDICATORI CARATTERIZZANTI LO SCENARIO
media=np.mean(output, axis=0)
# print(media)

RES=round(((media[4]+media[5])/(media[1]))*100)
FLEX=round(np.abs((media[2]/media[1]))*100)
BESS=round(((media[7]+media[8])/media[1])*100)

# print(RES)
# print(FLEX)
# print(BESS)

# CALCOLO DEGLI INDICATORI DI AFFIDABILITA'
isola=np.zeros(((len(time_g))-1), dtype=int)
output_g=output[1:,0:10]
dim_output_g=np.shape(output_g)
produzione_storage=np.zeros((dim_output_g[0]), dtype=float)

intervallo=int(guasto/0.25)

```

```
for i in range(intervallo):
    produzione_storage[i]=output_g[i][4]+output_g[i][5]+output_g[i][7]+output_g[i][8]
    if produzione_storage[i]==output_g[i][3]:
        isola[i]=1
    else:
        isola[i]=0

i1=round(((np.sum(isola, axis=0)*0.25)/guasto)*100)
i2=round(((media[2]+media[4]+media[5]+media[7]+media[8])/an)*100)
i3=round(((media[2]+media[7]+media[8])/(media[2]+media[7]+media[8]+media[9]))*100)

# print(i1)
# print(i2)
# print(i3)

# ANDAMENTO DEI VALORI NELL'INTERVALLO DI GUASTO

# ASSE TEMPORALE - CONVERSIONE DECIMALE -> SESSAGESIMALE
tempo=time_g
ore=np.zeros(len(tempo), dtype=int)
minuti=np.zeros(len(tempo), dtype=int)
assex=np.zeros(len(tempo), dtype=list)

for i in range(len(tempo)):
    ore[i]=int(tempo[i])
    minuti[i]=int((tempo[i]-ore[i])*60) & 63
    assex[i]="%d:%d" % (ore[i], minuti[i])

plt.plot(assex,load, label="Consumi")
plt.plot(assex,PV_g,label="Fotovoltaico")
plt.plot(assex,WF_g,label="Eolico")
plt.plot(assex,CC_tot,label="carico controllabile")
plt.plot(assex,COLD,label="cold ironing")
plt.plot(assex,p_slow_g,label="ricarica lenta")
plt.plot(assex,P_fast_g,label="ricarica veloce")
plt.plot(assex,DR,label="Demand Response")
plt.legend(loc="upper right")
plt.xlabel('Time [hh:ss]')
plt.ylabel('Potenze [kW]')
plt.title('PORT AREA: ANDAMENTI NEL RANGE DI GUASTO')
plt.grid()
plt.show()
```


11 Bibliografia

1. S. Favuzza, M. G. Ippolito, F. Massaro, R. Musca, G. Zizzo, A. Boni, V. Porgi, "WP1-LA 1.6 Definizione e analisi di stato del sistema per la valutazione di affidabilità di reti ibride AC/DC in MT/BT in configurazione grid On e grid Off", Aprile 2021.
2. E. G. Shehata, Jean Thomas, R. M. Mostafa, M. A. Ghalib, "An Improved Droop Control for a Low Voltage DC Microgrid Operation", 2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Cairo University, Egypt.
3. J. Yanga, W. Yuana, Y. Sun, H. Han, X. Hou, J. M. Guerrero, "A novel quasi-master-slave control frame for PV-storage independent microgrid", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 97, 2018, pp. 262-274.
4. P. Tenti, T. Caldognetto, "Chapter 4 - Master/Slave Power-Based Control of Low-Voltage Microgrids", Microgrid - Advanced Control Methods and Renewable Energy System Integration, 2017, pp. 101-135
5. G. Pinares, "On the Analysis of DC Network Dynamics of VSC-Based HVDC Systems", Thesis for the degree of licentiate of engineering, Chalmers Area of Advance – Energy, 2014.
6. NEPLAN AG, Neplan 360, website: <https://www.neplan.ch/neplanproduct/en-neplan-360-cloud/>.
7. A. Boni, S. Favuzza, M. G. Ippolito, F. Massaro, S. Modari, R. Musca, V. Porgi, G. Zizzo. "A Simulation Analysis for Assessing the Reliability of AC/DC Hybrid Microgrids – Part I: Underground Station and Car Parking", 2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 7-10 September 2021, Bari (Italy).
8. A. Boni, S. Favuzza, M. G. Ippolito, F. Massaro, S. Modari, R. Musca, V. Porgi, G. Zizzo. "A Simulation Analysis for Assessing the Reliability of AC/DC Hybrid Microgrids – Part II: Port Area and Residential Area", 2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 7-10 September 2021, Bari (Italy).
9. M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, G. Andersson, Review of grid applications with the zurich 1mw battery energy storage system, Electric Power Systems Research 120 (2015) 128–135
10. ABB Australia, Battery/diesel grid-connected microgrids: a large-scale, industry-based case study of future microgrid capabilities, White paper, ABB, 2015.
11. AusNet Electricity Services Pty Ltd, Demand Management Innovation Allowance Annual Report 2016, Annual report, AusNet Services, 2017.
12. AusNet Electricity Services Pty Ltd, Demand Management Case Study, Grid Energy Storage System, Project report, AusNet Services, 2017.
13. M.B. Marz, Mackinac vsc hvdc flow control project design, in: Minnesota Power Systems Conference, 2012.
14. M. B. Marz, Mackinac hvdc construction and testing, 2014.
15. SMA, Experiences with large grid-forming inverters on various islands and microgrid projects, in: Hybrid Power Systems Workshop, Crete, Greece, 2019.
16. A. Baars, The bordesholm stand-alone grid ensures power supply even in the event of a grid failure, <https://www.sma-sunny.com/en/the-bordesholm-stand-alone/> (June 2020).
17. A. Roscoe et. al., Practical experience of operating a grid forming wind park and its response to system events, in: 18th Wind Integration Workshop, 2019.
18. A. Roscoe et. al., Practical experience of providing enhanced grid forming services from an onshore wind park, in: 19th Wind Integration Workshop, 2020.
19. Aurecon, Hornsdale power reserve - year 1 technical and market impact case study, 2018.
20. Aurecon, Hornsdale power reserve - year 2 technical and market impact case study, 2020.
21. Mark Ludlow, Inside the callide c power station disaster (2021). URL <https://www.afr.com/companies/energy/inside-the-callide-c-power-station-disaster-20210602-p57xai>

22. Giles Parkinson, "virtual machine": Hornsdale battery steps in to protect grid after callide explosion (2021). URL <https://reneweconomy.com.au/virtual-machine-hornsdale-battery-steps-in-to-protect-grid-after-callide-explosion/>
23. S. Cherevatskiy, S. Zabihi, R. Korte, H. Klingenberg, A 30 mw grid forming bess boosting reliability in south australia and providing market services on the national electricity market, in: 18th Wind Integration Workshop, Dublin, Ireland, 2019.
24. Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti alta e media tensione delle imprese distributrici di energia elettrica", CEI, Aprile 2019.
25. Norma CEI 0-21 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica", CEI, Aprile 2019.
26. IEC 61660 series "Short-circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations", IEC, 1997.
27. S. Skok, S. Tesnjak, S. Stefan, "Transient analysis of auxiliary DC installations in power plants and substations", 2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, Sao Paulo (Brazil), 8-11 Nov. 2004, pp. 1-4.
28. A. Vicenzutti, E. De Din, G. Sulligoi, "Transient short circuit analysis in DC on-board distribution systems fed by synchronous generators through 6-pulse diode rectifiers", 2015 International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway, Ship Propulsion and Road Vehicles (ESARS), Aachen (Germany), 3-5 March 2015, pp. 1-6.
29. R. Bleilevens, A. Moser, "Algebraic Modelling of Converters without DC Fault Ride-Through Capability for Short Circuit Current Calculation of DC Distribution Grids", 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Glasgow (UK), 4-7 Sept. 2018, pp. 1-6.
30. A. Wasserrab, G. Balzer, "Calculation of Short Circuit Currents in HVDC Systems", 2011 46th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC), Soest (Germany), 5-8 Sept. 2011, pp. 1-6.
31. X. Feng, L. Qi, Z. Wang, "Estimation of short circuit currents in mesh DC networks", 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD (USA), 27-31 July 2014, pp. 1-5.
32. V. Cataliotti, "Electrical Installations" (In Italian), Flaccovio, Palermo (Italy), 1998.
33. IEC 60909 series "Short-circuit currents in three-phase a.c. systems", IEC, 2016.