



UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE
FACOLTA' DI INGEGNERIA

Corso di Laurea in Ingegneria Elettronica

Integrazione di veicoli elettrici in smart grid

Integration of electric vehicle into smart grid

Relatore: Chiar.mo

Simone Orcioni

Tesi di Laurea di

Giulia Cilio

Correlatore Chiar.mo

Massimo Conti

A.A. 2019 /2020

Indice:

| | |
|-------------------|---|
| Introduzione..... | 3 |
|-------------------|---|

1. La smart grid

- 1.1. Concetto di smart grid.....4
- 1.2. Massimizzazione delle prestazioni di una microgrid.....5
- 1.3. Formalizzazione del problema di affidabilità del sistema.....6

2. V2G: dal veicolo alla griglia

- 2.1. Concetto di V2G.....8
- 2.2. Utilizzo di energia bidirezionale negli edifici (V2B,V2H).....9
- 2.3. Limitazioni del V2G.....11
 - 2.3.1. Problema di efficienza di una batteria.....12
- 2.4. Soluzioni proposte.....14

3. Modello in Matlab/Simulink

- 3.1. Introduzione ambiente di simulazione.....17
- 3.2. Descrizione del modello sviluppato.....18
 - 3.2.1. Fotovoltaico.....19
 - 3.2.1. Sorgenti di energia esterne.....20
 - 3.2.3. Sistema V2G.....21
 - 3.2.4. Carico attivo.....22

4. Simulazione

- 4.1. Riferimenti modello Simulink.....23
- 4.2. Set di dati.....24

5. Risultati simulazione

- 5.1. Simulazione in modalità V1G.....29
- 5.2. Simulazione in modalità V2G.....33

6. Confronti con altri progetti e simulazioni.....38

7. Conclusione.....46

8. Ringraziamenti.....47

9. Riferimenti.....48

Introduzione

Sono sempre di più i paesi che, nel tentativo di eliminare il numero di inquinanti ed emissioni di CO₂, optano per una scelta diversa, una scelta che indirizzi la popolazione verso l'utilizzo di veicoli elettrici (EV). Nel 2017 il numero di veicoli elettrici venduti in tutto il mondo ha superato l'1,2 milioni, a partire da alcune centinaia di migliaia di vendite nel 2014 [1]. L'Unione Europea in particolare incoraggia una graduale eliminazione delle auto alimentate a petrolio a favore di veicoli elettrici a basso impatto ambientale. Nel 2015 l'Olanda è il paese con la più alta quota di mercato di auto elettriche e nel 2017 diventa seconda al mondo dopo la Norvegia [2].

Tuttavia, sono diverse le problematiche che sorgono a causa del costante aumentare dell'utilizzo di queste tecnologie, tra queste vi è sicuramente il tempo impiegato nella ricarica delle batterie, che in aggiunta alla mancata diffusione di strutture di ricarica può provocare lunghe code durante le ore di picco e generare un'eccessiva richiesta di energia che può diventare difficile da gestire. Potrebbero nascere problemi di sovraccarico quando più veicoli ricaricano nella stessa zona in una stessa fascia temporale.

Per questi motivi la letteratura si è concentrata sullo studio di una smart city, l'idea di una città intelligente, che includa la smart grid e l'IoT (Internet of things) e che si basi sull'implementazione di tecnologie come V2G (vehicle to grid) e V2X (vehicle to everything).

In questa tesi l'attenzione sarà focalizzata sulla formalizzazione di un modello per la pianificazione ottimale della ricarica dei veicoli elettrici in una griglia intelligente.

1. La smart grid

1.1. Concetto di smart grid

La smart grid rappresenta un modello di ricarica intelligente capace di generare, distribuire e regolare il flusso di elettricità verso i consumatori. Dall'esterno, ossia dalla rete elettrica principale, la

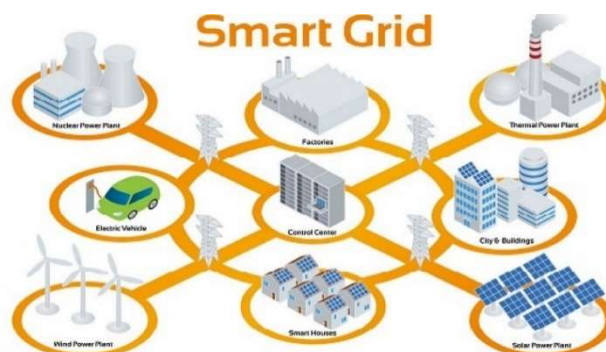


Figura 1, Smart Grid [3].

micro-rete viene vista come un'entità controllata, con la potenzialità di alimentare un gruppo di utenti, adattando la qualità del servizio di fornitura di energia e riducendo i relativi costi. Al loro interno, l'utenza privata di tipo residenziale e le imprese, possono produrre localmente energia rinnovabile, in questo caso se si è in carenza di produzione di energia si passa all'utilizzo di batterie di riserva o viene importata energia dalla rete elettrica o da microgrid vicine. La smart grid è normalmente una porzione del sistema di distribuzione che comprende unità per la generazione distribuita, sistemi distribuiti di accumulo dell'energia e carichi riuniti sotto un unico punto di connessione (PCC) con la rete elettrica di distribuzione. Esse si basano sulla fusione della rete di telecomunicazioni con la rete di distribuzione elettrica. Le riduzioni dei consumi e degli sprechi sono gli obiettivi fondamentali, e questo è possibile solo migliorando la comunicazione e il controllo automatico della rete a tutti i livelli. L'innovazione delle Smart Grid sta nel far viaggiare l'energia elettrica da più nodi rendendo la rete pronta a rispondere tempestivamente alle richieste di consumo dell'utenza. Il controllo e la gestione del carico è una componente chiave di una microgrid in quanto è essenziale in ogni momento mantenere l'equilibrio tra generazione e carico. Il sistema di controllo della microgrid deve continuamente valutare e dare priorità ai carichi per mantenere questo equilibrio. Le Micro Grid tendono a privilegiare la produzione locale a quella della rete principale. Quando però i sistemi di micro-generazione non sono in grado di colmare il fabbisogno energetico la Micro Grid attinge energia dalla fornitura principale.

1.2. Massimizzazione delle prestazioni di una microgrid

L'espansione di una microgriglia comporta numerose sfide, tra cui la misurazione del carico in tempo reale. In [4] vengono esaminate le metodologie per misurare, valutare le priorità e controllare i carichi in tutte le condizioni per massimizzare le prestazioni della microgrid. Vengono presentate strategie per la classificazione dei carichi in base alla criticità, l'identificazione dei carichi attivi rispetto a quelli inattivi e il mantenimento di dati quantitativi quasi in tempo reale per l'adattamento dei carichi alla generazione. I carichi gestiti all'interno della microgrid possono variare da singoli clienti o gruppi di clienti a dispositivi o sistemi specifici all'interno della sede del cliente. Poiché l'intento generale della microgrid comunitaria è quello di fornire una maggiore affidabilità del servizio elettrico al cliente, migliorandone l'efficienza, la selezione dei singoli carichi gestiti deve essere effettuata con attenzione per fornire la flessibilità del sistema con il minimo inconveniente per il cliente.

Il carico totale di microgrid può essere facilmente misurato come la somma della potenza prodotta dalla generazione distribuita, più la quantità di energia importata tramite i legami della griglia. Il sistema di gestione del carico deve determinare su base continua quale sia l'equilibrio tra carico / generazione e, cosa ancora più importante, quali carichi potrebbero essere rilasciati a breve termine per mantenere la stabilità fino a quando non sarà possibile portare in linea la generazione aggiuntiva in modalità isola. A tale scopo, il sistema di gestione del carico deve analizzare costantemente la capacità totale della generazione attualmente operativa e il carico della microgriglia e disporre di una soluzione di riduzione del carico predeterminata e pronta per l'implementazione in caso di perdita della connessione alla rete.

1.3. Formalizzazione del problema di affidabilità del sistema

Per garantire l'affidabilità del sistema, la griglia deve evitare transazioni energetiche incontrollabili con la rete e mantenere costantemente l'equilibrio di potenza. Pochi studi in letteratura affrontano questo problema, in [4] ci si concentra sulla riduzione al minimo dei costi energetici per un consumatore di microgrid residenziale, considerando il profilo dei consumi delle famiglie e la mobilità del conducente, in [5] viene proposto un metodo che coordina le fonti di microgrid (incluso l'EV) per ottenere sia la massimizzazione dell'autoconsumo che la minimizzazione dei costi energetici. Mentre in [6] viene progettato un set di griglie residenziali, che consiste in un sistema fotovoltaico e una batteria domestica, mentre esiste una possibilità di connessione EV, tramite un caricabatterie DC esterno. La differenza chiave tra lo studio in [6] e gli studi in [4-5] risiede nell'implementazione di un sistema di gestione della conservazione dell'energia, considerando che non sono noti in anticipo dati elettrici (ESMS) in tempo reale.

La configurazione di tale sistema è riportata in Fig 2.

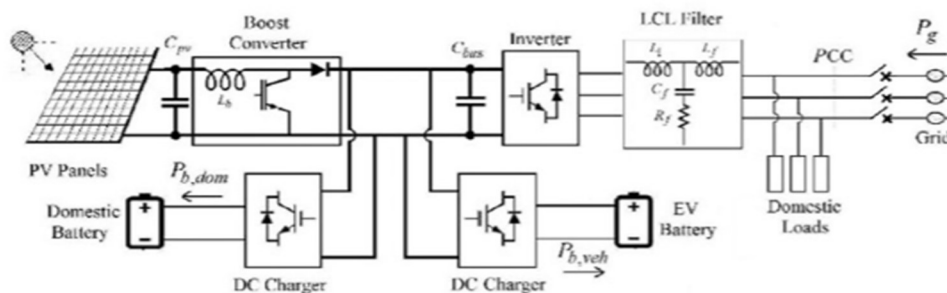


Figura 2 Set di griglie residenziali [6].

La potenza di uscita del sistema è intermittente e incerta in quanto è influenzata dalle condizioni ambientali (livelli di radiazione e temperatura).

Per sfruttare la massima potenza generata dal sistema in qualsiasi momento, è necessario utilizzare un convertitore boost DC-DC che funziona utilizzando un algoritmo di controllo di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT) ed è montato sul condensatore del bus DC. Tramite il seguente modello gli autori dunque hanno effettuato una simulazione in Matlab in cui si nota che per un profilo di irraggiamento solare con variazioni di rampa tra (600 e 1200) W/m^2 , la tensione di uscita FV oscilla tra (480 e 504) V, mentre la corrente di uscita FV segue il profilo di irraggiamento che oscilla tra (15,8 e 33,8) A.

La Fig. 3 mostra la risposta della potenza della batteria EV e della potenza attiva sul PCC a causa della variazione del passo di frequenza.

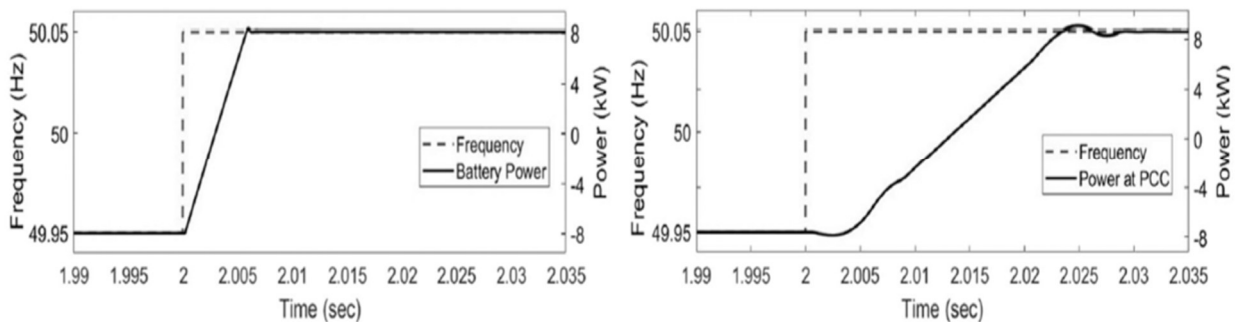


Figura 3, potenza della batteria EV (sinistra), potenza attiva sul PCC (destra) [6].

Mentre In Fig. 4 sono mostrati la tensione e la corrente della fase A misurate sul PCC. Quando la deviazione di frequenza è negativa la tensione e le forme d'onda della corrente sono in fase, la batteria viene scaricata e la corrente fluisce verso la rete.

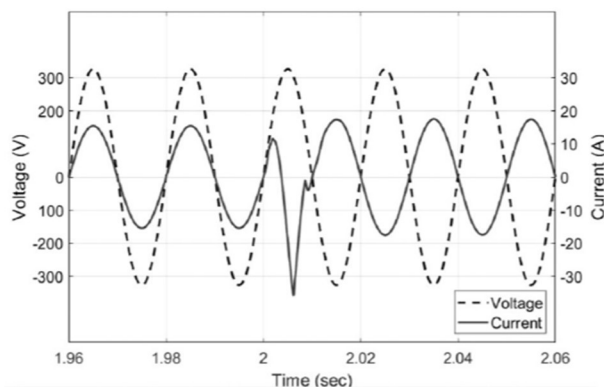


Figura 4, tensione e corrente misurate sul PCC [6].

Il sistema di controllo proposto in [6] determina in ogni momento la potenza di carica di ciascuna batteria considerando la tensione in tempo reale e le misurazioni della corrente da tutte le parti elettriche dell'impianto. Ciò aumenta l'affidabilità del sistema poiché le sue prestazioni si basano sulle condizioni effettive della griglia.

I risultati della simulazione mostrano che la potenza intercambiabile tra la griglia e il BPS (sistema di alimentazione di massa) non dipende dalla natura intermittente del consumo domestico e della generazione fotovoltaica, ma dipende solo dall'ADC (controllo distribuito autonomo) applicato, vincolato dalla guida dell'utente che necessita di soddisfazione.

2. V2G: dal veicolo alla griglia

2.1. Concetto di V2G

V2G offre un funzionamento intelligente della rete che consiste nel trasferimento di energia e dati tra il sistema di trasporto e la rete. Questo consiste nell'utilizzare le batterie dei veicoli elettrici come mezzo di accumulo di energia, si parla quindi di potenza bidirezionale, che permette di beneficiarne sia al consumatore che al produttore di elettricità. La potenza bidirezionale del V2G viene realizzata utilizzando caricabatterie con conversione AC-DC per la correzione del fattore di potenza e conversione bidirezionale DC-DC per il controllo della velocità di carica della batteria.

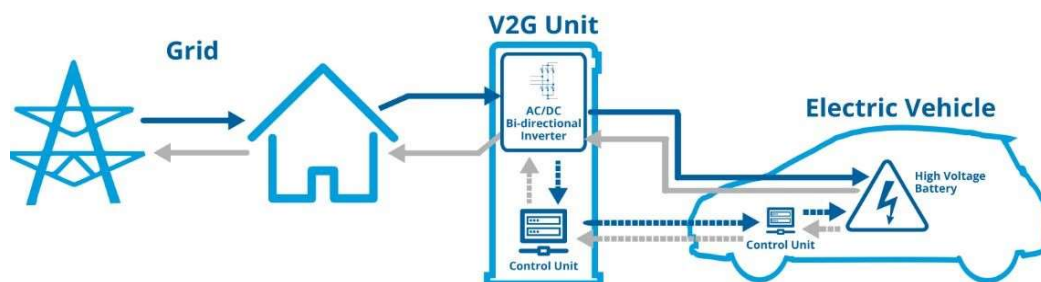


Figura 5, Funzionamento V2G [7]

Questa tecnologia consente la riduzione di eventuali picchi di energia, in [8] in particolare è stato proposto di immagazzinare energia elettrica la notte quando sia la domanda che il prezzo dell'elettricità sono minori per poi utilizzare quelle batterie per supportare la domanda di elettricità durante le ore di picco.

Oltre ad attenuare la curva di domanda, la tecnologia V2G è utile per aumentare l'affidabilità di previsioni di ricarica, per ridurre le spese di rete ed avere un migliore controllo della frequenza di rete. L'adozione di V2G può anche aiutare i potenziali clienti di veicoli elettrici consentendo una migliore infrastruttura di ricarica.

2.2. Utilizzo di energia bidirezionale negli edifici (V2B, V2H)

Nel caso di edifici o abitazioni (V2B, V2H) la carica bidirezionale può garantire un recupero rapido da un eventuale blackout e fornire un incentivo economico abbastanza rilevante, soprattutto nel caso in cui vi sia l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile. Il controllo della domanda di elettricità per uso residenziale può inoltre avere un impatto significativo sulla riduzione della domanda di picco e sull'ottimizzazione del consumo di energia, che può essere realizzata in case intelligenti o con sistemi di automazione per controllare i carichi residenziali.

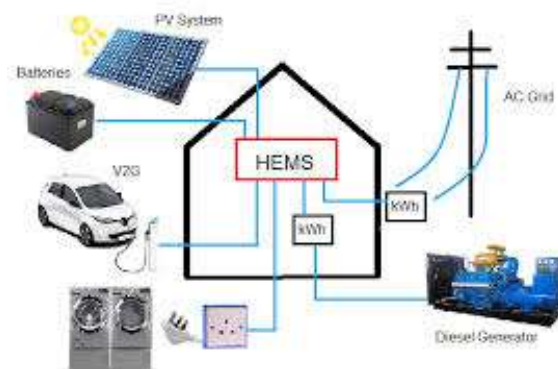


Figura 6, Schema V2H [9]

L'obiettivo del concetto V2G è dunque, sia quello di far fronte all'eccesso di offerta energetica sfruttando le batterie dei veicoli elettrici connessi alla rete come elementi di stoccaggio distribuito, sia di sopperire ai picchi di richiesta energetica sfruttando l'energia immagazzinata nelle batterie dei veicoli elettrici come fonte di energia distribuita.

Diversi sono gli studi in letteratura sulla previsione della forma del carico e sui metodi di ottimizzazione per la gestione dell'energia, in [10], [11] vengono ad esempio esplorati diversi modi di creare modelli di carico a livello di dispositivo ai fini della gestione del carico. Sono pochi i modelli esistenti che riescono ad agevolare il cliente nel loro utilizzo, diventa necessario l'utilizzo di apparecchi che, tramite interfacce grafiche, rendano il concetto di V2H alla portata di tutti. Qui subentra la SRLS (Smart Residential Load Simulator), un'interfaccia grafica intuitiva per simulare decisioni on/off degli elettrodomestici presentata in [12] e mostrata in Fig. 7. La SRLS è dotata di un'interfaccia grafica completa che mostra tutti i fattori che svolgono un ruolo importante nel consumo di energia all'interno della famiglia, quest'interfaccia è inoltre capace di rappresentare le tariffe dell'energia in base al tempo di utilizzo e in base alla fascia oraria in modo tale che il cliente possa definire i prezzi in tempo reale.



Figura 7, SRLS (Smart Residential Load Simulator) [12].

2.3. Limitazioni del V2G

Nonostante V2G sia utile nella realizzazione di una smart city, in [13] vengono analizzate le limitazioni che questa tecnologia può avere. Un veicolo elettrico che utilizza il V2G avrà sicuramente batteria con cicli di carica più profondi rispetto al caso del V1G (flusso di potenza unidirezionale) e per questo motivo, in base alla frequenza dei cicli di carica e scarica ci saranno maggiori perdite di conversione AC-DC e si avrà un più rapido deterioramento della batteria, già normalmente deteriorata da diversi parametri quali la temperatura di funzionamento, la capacità, lo stato di carica ecc. Tramite simulazione è stato provato come un modesto 10% della ricarica dei veicoli elettrici non regolamentati possa causare un sovraccarico della rete, ciò può essere superato ritardando il programma di ricarica alle ore non di punta o quando sono disponibili energie rinnovabili.

In [14] gli autori hanno quantificato i parametri che influiscono sul deterioramento della batteria dimostrando che riducendo lo stato medio di carica e la carica complessiva trasferita è possibile migliorare la salute della batteria.

In letteratura è riportata la classificazione dei livelli di potenza per la ricarica conduttiva dei veicoli (Tabella 1).

| Livelli di potenza | Tensione | Localizzazione caricabatterie | Utilizzo | Equipaggiamento di alimentazione | Potenza | Tempo di ricarica | Tipo di veicolo |
|--------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|-------------------------|-------------------------------|--|
| Livello 1 | 120 Vrms USA 230 Vrms EU | Onboard Monofase | Ricarica domestica/ufficio | Presa normale | < 2 kW | 4-11 ore 11-36 ore | Ibrido (5-15 kWh) Elettrico (16-50 kWh) |
| Livello 2 | 240 Vrms USA 400 Vrms EU | Onboard monofase/trifase | Punti di ricarica pubblici/privati | EVSE ⁽¹⁾ dedicato | 4 kW 8 kW 19.2 kW | 1-4 ore 2-6 ore 2-3 ore | Ibrido (5-15 kWh) Elettrico (16-30 kWh) Elettrico (3-50 kWh) |
| Livello 3 | 208-600 Vrms AC oppure DC | Offboard trifase | Stazione di ricarica | EVSE ⁽¹⁾ dedicato | 50 kW 100 kW | 0.4 – 1 ore 0.2- 0.5 ore | Elettrico (20-50 kWh) |

Tabella 1, parametri che influiscono sul deterioramento della batteria [15].

Il Livello 1 si riferisce in particolare agli EVs che vengono normalmente ricaricati durante le ore notturne in ambienti residenziali privati, dove i veicoli vengono connessi alla rete per mezzo di una normale presa elettrica monofase, questo livello permette

una ricarica completa del veicolo in tempi relativamente lunghi. Il Livello 2 è tipicamente considerato quello di maggior diffusione sia per quanto riguarda gli ambienti privati sia per quelli pubblici (ad esempio parcheggi) e permette una ricarica completa del veicolo in tempi relativamente brevi. Per questo livello, la presa attraverso la quale il veicolo può essere ricaricato, può essere di tipo monofase oppure trifase. Per il Livello 3, caratterizzato da una maggior potenza rispetto ai precedenti, è necessaria una linea trifase, e i tempi di ricarica sono particolarmente rapidi. Sulla base della classificazione riportata in [Tabella 1](#), il Livello 2 può essere considerato quello di maggior interesse per l'applicazione V2G in oggetto di studio, in quanto è previsto per veicoli caratterizzati da range di potenza tipici di vetture per uso urbano (5-50) kWh, ed i tempi di ricarica sono ragionevolmente compatibili con quelli previsti per l'applicazione.

2.3.1. Problema di efficienza di una batteria

L'efficienza di una batteria può essere definita in due modi:

- Efficienza di carica.
- Efficienza energetica.

L'efficienza di carica rappresenta il rapporto tra la carica elettrica fornita dalla batteria durante una fase di scarica e la quantità di carica elettrica che deve essere fornita alla batteria stessa affinché torni allo stesso livello di carica precedente. L'efficienza energetica rappresenta invece il rapporto tra la quantità di energia elettrica fornita dalla batteria e la quantità di energia elettrica necessaria affinché la batteria torni al valore di stato di carica (SoC) precedente. In particolare, l'efficienza energetica è funzione del regime di corrente e, analogamente a quanto accade per la tensione, essa si riduce all'aumentare della corrente.

In Fig. 8 sono riportati esempi di rendimento in carica e in scarica per due diverse tipologie di batterie [16].

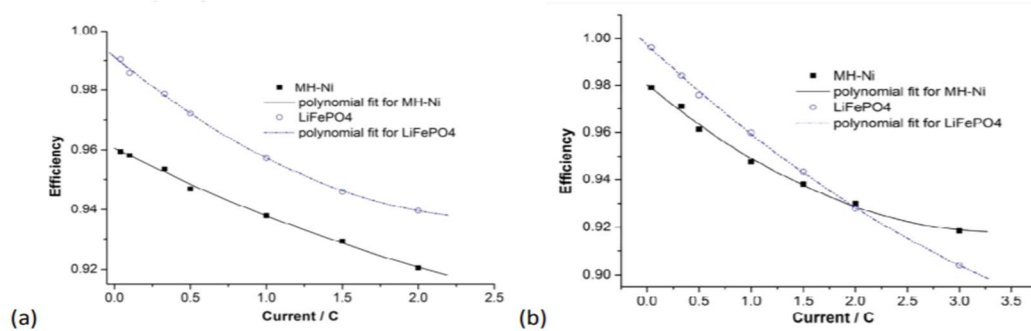


Figura 8, Rendimento in carica e scarica di due diverse batterie [16].

Sulla base dei profili di assorbimento energetico della rete alla quale i veicoli elettrici vengono connessi, il concetto V2G consiste nella gestione intelligente della ricarica con potenziali vantaggi per la rete stessa.

In Fig. 9 sono riportati a titolo esemplificativo gli andamenti dei profili di assorbimento energetico lato media tensione misurati in una stazione di trasformazione alta tensione/media tensione in nord Italia.



Figura 9, Andamenti dei profili di assorbimento energetico [17]

2.4. Soluzioni proposte

Il deterioramento della batteria, insieme al tempo necessario per la ricarica della stessa sono alcuni degli aspetti che frenano i clienti nell'acquisto e utilizzo di veicoli elettrici. Questi veicoli hanno bisogno di ore per la ricarica e per questo motivo diventa fondamentale applicare politiche di gestione efficaci delle stazioni di ricarica.

In [18] è stata fatta un'analisi discreta degli eventi, ovvero, un'analisi in cui questi sono tracciati esattamente nel momento in cui si verificano senza alcuna approssimazione. L'analisi studia l'assegnazione e la tempistica di un insieme di risorse o macchine che devono fornire un determinato servizio ad un insieme di clienti. Viene dunque studiata l'estensione alla ricarica multi-veicolo, cioè la possibilità di avere una stazione di ricarica in grado di caricare più veicoli contemporaneamente e quindi di riprogrammare l'intero processo mantenendo il precedente sequenziamento degli istanti di tempo di completamento dei servizi al fine di tener conto dell'arrivo di un nuovo veicolo e quindi di una nuova richiesta di assistenza. Questo approccio tuttavia non risulta efficace nel momento in cui arriva un nuovo veicolo che richiede un servizio urgente, che quindi non può aver luogo dopo i servizi dei veicoli precedentemente arrivati.

Una soluzione al problema è proposta in [19] dove viene studiata la possibilità di scambiare la batteria del veicolo, non considerando però il tempo necessario allo scambio né i conseguenti tempi di attesa. Rimane dunque la necessità di determinare non solo i tempi dei servizi, ma anche il loro sequenziamento.

In [20] viene proposta la minimizzazione del tempo di attesa dei veicoli in una stazione di ricarica utilizzando metodi stocastici, suggerendo anche la possibilità di scegliere la stazione più vicina alla posizione attuale. Nel documento tuttavia non viene proposta una pianificazione del percorso in base alla destinazione, alla densità del traffico e alla presenza o meno di stazioni di ricarica, elemento essenziale per la tranquillità dei clienti, preoccupati talvolta di non riuscire a raggiungere la propria destinazione per via della scarsa affidabilità della durata della batteria.

Uno schema di ottimizzazione della pianificazione dell'itinerario di un veicolo elettrico viene proposto in [21]. In questo documento viene proposta un'architettura in cui i veicoli elettrici scambiano informazioni in modalità wireless con la smart grid per pianificare il loro itinerario. L'architettura proposta (Fig. 10) inserisce all'interno del GSO (grid system operator) un'architettura di servizio sicuro (SSA) che garantisce riservatezza nelle comunicazioni dei diversi veicoli permettendo inoltre la prenotazione, a fasce orarie, di ricarica lungo i loro itinerari.

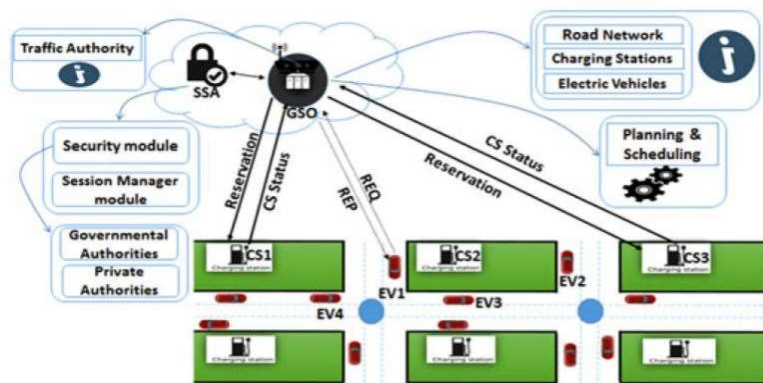


Figura 10, Schema di ottimizzazione itinerario di un EV [21].

Una volta inviata una determinata richiesta dall'utente, il GSO determina gli itinerari migliori per l'EV minimizzando i tempi e quindi l'energia richiesta al veicolo, nel percorso indicato vengono inoltre segnalate le stazioni di ricarica disponibili, agisce poi l'SSA che effettua procedure di controllo e registrazione per poi effettuare un'eventuale prenotazione in relazione a determinate fasce orarie.

A tal proposito risulta interessante lo studio fatto in [22] riguardo delle estensioni dello standard OCPP (Open Charge Point Protocol) che si concentra principalmente sull'integrazione di un'applicazione smartphone per monitorare la ricarica dei veicoli in tempo reale.

Con l'opzione di "Smart ricarica" il sistema può modificare la potenza di carica di un EV o il totale consumo di energia consentito su un punto di ricarica in base alle relative disponibilità di energia, riducendo quindi la percentuale di sprechi energetici.

L'applicazione manda quindi messaggi ai conducenti di veicoli elettrici che cominciano ad avere un ruolo attivo nella versione 2.0 dove tramite messaggistica vengono informati riguardo la tariffa e il costo totale di un determinato servizio. Con

un'ulteriore estensione del protocollo proposta in [22] all'utente viene data la possibilità di prenotare la stazione di ricarica in anticipo scegliendo tra diverse soluzioni la miglior tariffa che rispecchi i requisiti di tempo di arrivo, durata, posizione, prezzo e potenza richiesta.

Un'ulteriore riduzione degli sprechi energetici può essere raggiunta attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili. Per questo motivo viene in [23] studiato un modello MILP (Mixed Integer Linear Programming) che mira a progettare la migliore configurazione di sistema energetico costituito da un impianto fotovoltaico a batterie di accumulo utilizzate per soddisfare le diverse stazioni di ricarica. Lo studio si concentra quindi sull'utilizzo di stazioni V2G che consentano un'iterazione bidirezionale tra il sistema energetico e i veicoli elettrici e che utilizzi fonti alternative di energia. Il modello di ottimizzazione viene utilizzato per decidere le dimensioni del sistema di ricarica del veicolo elettrico (numero di nuove batterie) e dell'impianto fotovoltaico da installare in un sistema di alimentazione già esistente.

Il motivo per cui si sceglie di impiantare fonti energetiche rinnovabili in sistemi già esistenti è l'inaffidabilità di queste fonti, determinata da condizioni meteorologiche o dai diversi siti di impianto. Questo è il principale problema di famiglie che, decidendo di impiantare il fotovoltaico sul tetto della propria abitazione, si trovano a dover aggiungere sempre più apparecchiature non lineari per migliorare la produttività del sistema.

Il solare fotovoltaico è limitato dai suoi aspetti di intermittenza e risulta quindi necessario immagazzinare energia in una batteria per fornirla quando non ci sono abbastanza radiazioni solari.

Queste batterie vengono caricate tramite collegamento al sistema AC o tramite un convertitore separato per gestire le operazioni di ricarica quando collegate al sistema in continua. Un convertitore solare monofase viene ad esempio implementato in [24] in un edificio residenziale ibrido AC/DC ad energia solare con dispositivi di accumulo dell'energia. Questo convertitore solare riconfigurabile mira ad utilizzare un unico sistema di conversione di potenza per eseguire diverse modalità operative come fotovoltaico a rete o fotovoltaico a batteria.

Lo schema circuitale dell'inverter solare riconfigurabile è riportato in Fig. 11.

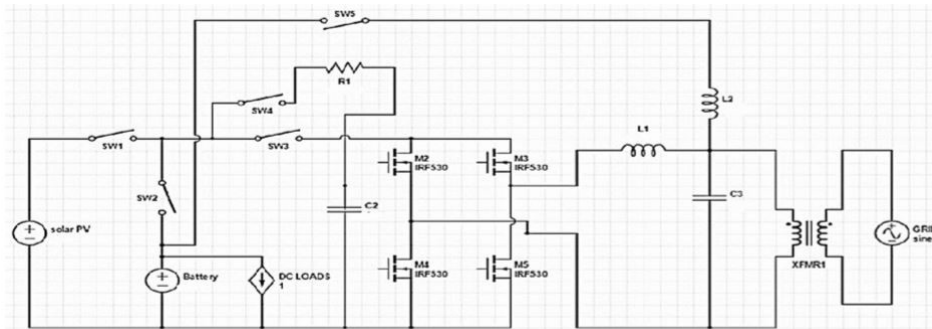


Figura 11, Inverter solare riconfigurabile [24].

Questa casa ibrida AC/ DC ha dunque sia apparecchi AC che DC. Questo tipo di casa aiuta a ridurre la perdita di potenza evitando inutili doppi stadi di conversione della potenza e migliora il profilo armonico isolando i carichi DC sul lato alimentazione DC e il resto sul lato corrente alternata

3. Modello in Matlab/Simulink

3.1. Introduzione ambiente di simulazione

L'interfaccia utilizzata è il Simulink di MATLAB, questo fornisce all'utente un'interfaccia grafica per costruire i modelli come diagrammi a blocchi. Usando gli "scope" e altri blocchi di visualizzazione, l'utente può individuare i risultati delle simulazioni mentre la simulazione procede. L'utente può anche modificare diversi parametri e controllare cosa accade.

I risultati delle simulazioni possono essere inseriti nel workspace di MATLAB per processamento e visualizzazione. All'avvio del simulink si possono distinguere due parti: le Librerie e il Workspace. Nelle librerie sono presenti i blocchi elementari che possiamo usare nel progetto. Mentre nel workspace si costruisce il progetto interconnettendo i blocchi presi dalle librerie. Le librerie sono Read-only e quindi per poter variare i parametri di un blocco occorre prima trascinarlo nel workspace.

L'utilizzo combinato di MATLAB e Simulink consente dunque la programmazione sia testuale che grafica per progettare il sistema.

3.2. Descrizione del modello sviluppato

Nel presente documento l'attenzione è focalizzata sulla formalizzazione di un modello per la pianificazione ottimale della ricarica dei veicoli elettrici in una griglia intelligente, il modello è stato sviluppato in Matlab/Simulink ed è costituito da una microgriglia composta dai seguenti elementi:

- Una fonte di energia rinnovabile;
- Sorgenti di energia esterne (la cui produzione di energia è più costosa);
- Un sistema V2G installato in modo tale da poter fungere da “batteria tampone”;
- Un carico composto da carico residenziale e una macchina asincrona utilizzata per rappresentare l'impatto di un carico induttivo industriale.

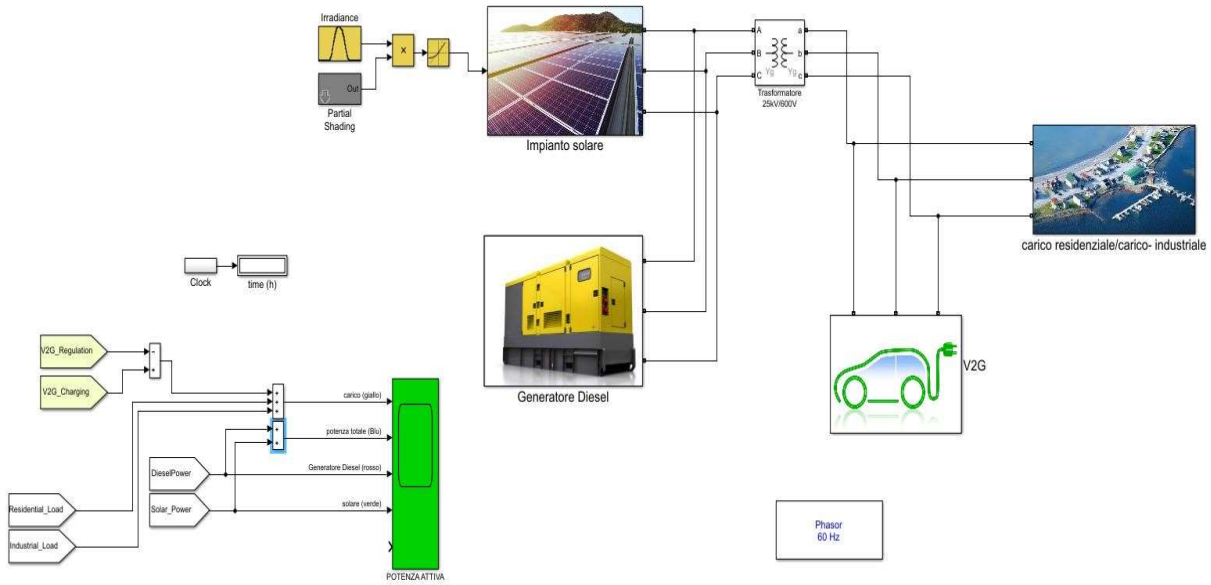


Figura 12, Modello microgrid creato su Simulink

3.2.1. Fotovoltaico

Il fotovoltaico permette la generazione di potenza variabile nel tempo, quando il modulo fotovoltaico è esposto al sole, diventa un generatore di energia elettrica in corrente continua. Il modulo è costituito da celle fotovoltaiche collegate sequenzialmente l'una alle altre. Queste, quando sono esposte al sole producono energia elettrica tale da poter alimentare piccole apparecchiature e caricare batterie. L'unità di misura della potenza del modulo fotovoltaico è il watt di picco ed è il valore che esprime la massima potenza che il modulo può fornire quando si trova in condizioni standard.

Un campo fotovoltaico è per sua natura aleatoria, il che vuol dire che la fonte solare non può assicurare la disponibilità di energia elettrica durante l'arco di tutta la giornata, per questo motivo vi è la necessità di un sistema integrativo che supporti l'impianto fotovoltaico nei periodi di minore disponibilità di energia solare. In questi impianti vengono utilizzati degli accumulatori (batterie) per garantire continuità di energia. Se

il sistema produce più energia elettrica di quanta ne sia la richiesta effettiva, il surplus viene trasferito in rete e contabilizzato.

In Fig. 13 viene mostrato un impianto fotovoltaico connesso in rete.

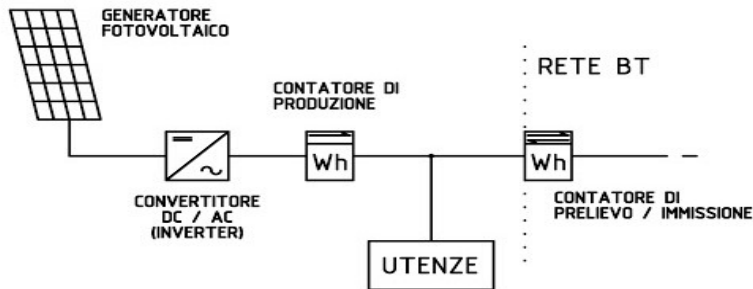
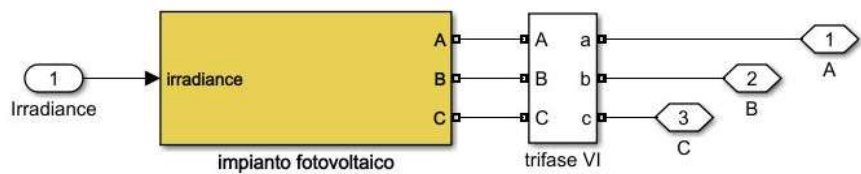


Figura 13, Impianto fotovoltaico connesso in rete



L'impianto fotovoltaico presente nel modello produce energia proporzionale a tre fattori: la dimensione dell'area coperta dall'azienda fotovoltaica, l'efficienza dei pannelli solari e i dati di irraggiamento.

3.2.1. Sorgenti di energia esterne

Come sorgente esterna viene considerato un generatore diesel. Questo è costituito da un generatore sincrono, da un regolatore del motore diesel e da un sistema di eccitazione.

Un generatore diesel è la combinazione di un motore diesel con un generatore elettrico (spesso un alternatore) per generare energia elettrica e bilanciare la potenza consumata e la potenza prodotta. Molto spesso i generatori diesel sono utilizzati nelle reti in isola, dove vengono collegati più generatori in parallelo con lo scopo di coprire il carico richiesto. Il funzionamento in parallelo dei generatori offre inoltre il vantaggio della ridondanza e può fornire una migliore efficienza a carichi parziali.

I generatori possono essere collegati insieme elettricamente attraverso il processo di sincronizzazione, e la mancata sincronizzazione prima del collegamento potrebbe causare un'elevata corrente di corto circuito o usura sul generatore o sul suo quadro .

3.2.3. Sistema V2G

Grazie al V2G, di cui si è parlato precedentemente, l'auto si trasforma in una grande batteria mobile che interagisce in modo intelligente con la rete elettrica, consentendo tra l'altro la stabilizzazione dei flussi di potenza per favorire l'utilizzo di energie rinnovabili. Il sistema di integrazione della rete del veicolo è modellato utilizzando una batteria EV e un inverter che controlla i tassi di carica e scarica.

Il V2G ha due funzioni: controlla la carica delle batterie ad essa collegate e utilizza la potenza disponibile per regolare l'energia in rete quando si verifica un evento durante il giorno.

Questo costituisce un'ottima risorsa di accumulo dell'energia In quanto:

- migliora l'ottimizzazione della gestione della produzione dell'energia;
- facilita il bilanciamento in sistemi che abbiano presenza di risorse di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- è un modo per rinviare gli investimenti nelle infrastrutture delle reti di trasmissione e distribuzione per soddisfare i picchi di richiesta di energia.

3.2.4. Carico attivo

Il carico è composto da carico residenziale e una macchina asincrona utilizzata per rappresentare l'impatto di un carico induttivo industriale sulla microgriglia. Il carico residenziale segue un profilo di consumo con un determinato fattore di potenza, la macchina asincrona è invece controllata da una relazione quadrata tra la velocità del rotore e la coppia meccanica.

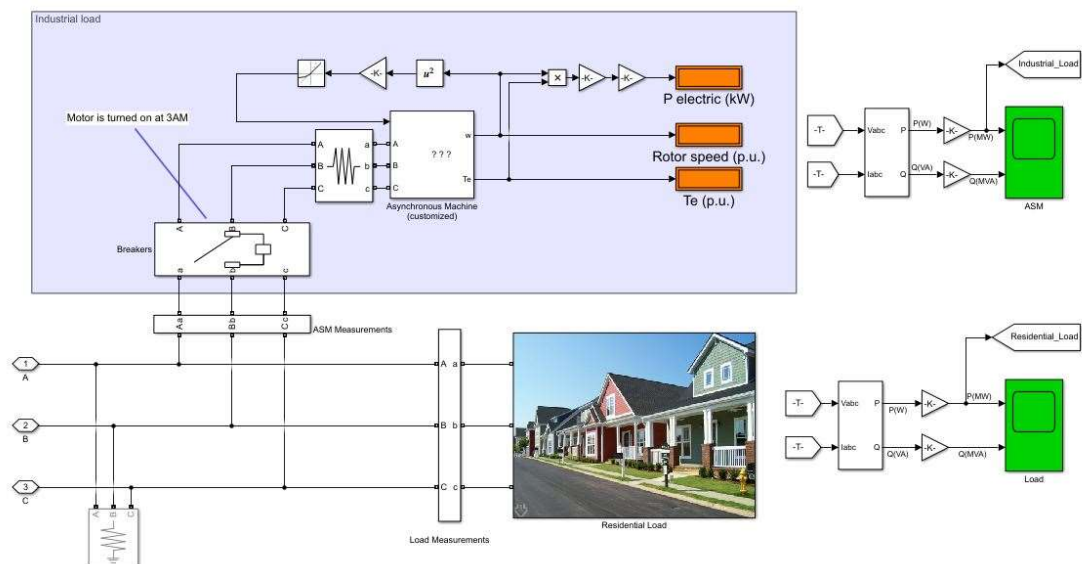


Figura 14, Schema circuitale carico attivo

4. Simulazione

L'obiettivo della simulazione è quello di analizzare in che modo i vari componenti della rete interagiscono tra loro.

4.1. Riferimenti modello Simulink

Il modello presentato si basa su un modello Simulink già esistente e aperto al pubblico [25] ed è stato poi adattato in base alle esigenze. In [26] viene presentata una simulazione digitale in tempo reale sul simulatore digitale OPAL-RT di una microgriglia che viene costruita da Snohomish PUD ad Arlington, WA. La simulazione è stata effettuata utilizzando lo stesso modello Simulink presente in [25] (Fig. 15).

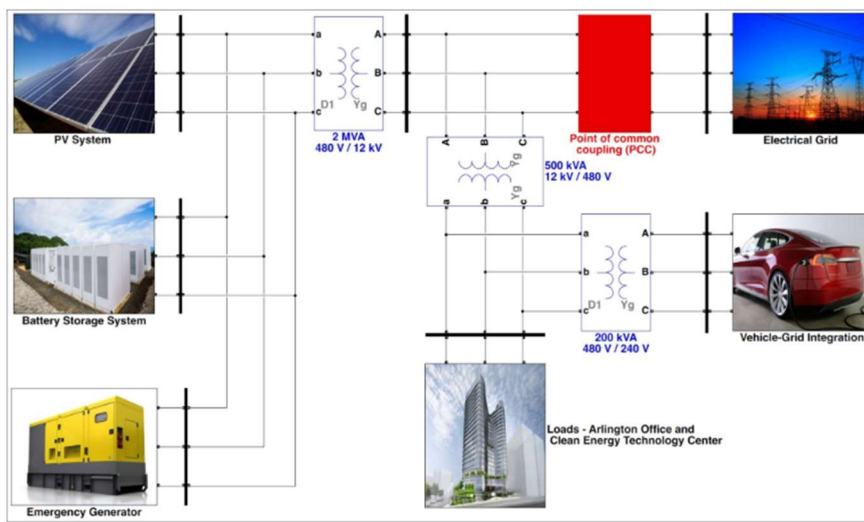


Figura 15, Modello Simulink di una microgriglia [25].

In particolare, la simulazione in [26], viene aggiornata per tre diversi scenari operativi:

- **Scenario 1:** operazione collegata alla rete:

la microgrid funziona in modalità rete, con sistema fotovoltaico che immette una quantità variabile di energia nella rete al variare dell'irradiazione.

- **Scenario 2:** batteria funzionante in modalità griglia:

la microgrid è inizialmente collegata alla rete e il sistema fotovoltaico immette energia nella rete assumendo una costante irradianza. La batteria non si scarica nè si carica. Quando la microgrid viene improvvisamente isolata, il controller della batteria passa a modalità isolata per mantenere la tensione e la frequenza desiderate nella microgrid.

- **Scenario 3:** funzionamento del generatore di emergenza in modalità isola:

In questo scenario la microgrid funziona in modalità isola e il generatore di emergenza mantiene la tensione e la frequenza desiderate.

4.2. Set di dati

Per effettuare la simulazione sono stati utilizzati dei set di dati aperti al pubblico, grazie a questi dati è stato possibile simulare l'apporto di energia giornaliero dato dai diversi elementi della griglia in diverse condizioni di potenza richiesta e tempo previsto per la ricarica di ogni veicolo elettrico.

Un set di dati ACN è stato rilasciato in [27], questo è un set di dati dinamico di ricarica EV sul posto di lavoro che attualmente comprende oltre 30.000 sessioni con più aggiunte giornaliere. L'ACN-Data è stato raccolto da due reti di ricarica adattive situate in California:

- L'ACN nel campus di Caltech si trova in un garage e dispone di 54 EVSE (apparecchiature per la fornitura di veicoli elettrici o stazioni di ricarica);

- L'ACN di JPL include invece 52 EVSE. Contrariamente al Caltech, l'accesso al campus JPL è limitato ai dipendenti.

Un algoritmo di pianificazione adattiva viene utilizzato per fornire l'energia richiesta a ciascun conducente prima dell'orario di partenza indicato senza superare la capacità dell'infrastruttura e il framework ACN raccoglie dati dettagliati su ciascuna sessione di ricarica che si verifica nel sistema.

Nella tabella seguente sono descritti alcuni dei dati rilevanti raccolti.

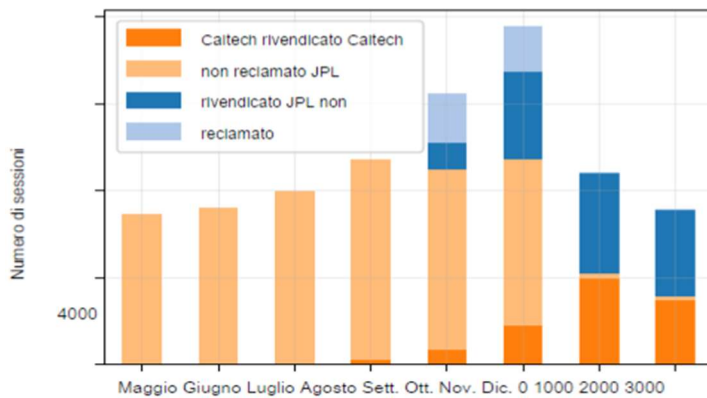


Tabella 2, *Energia richiesta dai veicoli in diverse condizioni [27].*

Per ottenere dati direttamente dagli utenti, viene utilizzata un'applicazione mobile. Il conducente esegue prima la scansione di un codice QR sull'EVSE che consente di associare il conducente a una particolare sessione di ricarica. L'autista è quindi in grado di inserire l'orario di partenza stimato e l'energia richiesta. Ci si riferisce a questo come dati di input dell'utente.

Gli ACN, da cui sono stati raccolti questi dati utilizzano gli input dell'utente direttamente nel problema di pianificazione, mentre altri sistemi di ricarica prendono semplicemente in considerazione la media del comportamento passato.

Un altro set di dati viene rilasciato in [28], reso disponibile dall' 'IEEE Working Group (WG) su Intelligent Data Mining and Analysis, un gruppo di lavoro che cerca di rendere reperibile una certa quantità di dati, articoli, progetti. “l’Intelligent Data Mining and Analysis” è una tecnologia avanzata nell'elaborazione delle informazioni per estrarre sistematicamente regole e conoscenze da grandi database e analizzare la relazione non lineare tra variabili di input e output in problemi o fenomeni complessi. Il set di dati rilasciato riguarda i parametri mostrati in tabella 3.

| | | | |
|---------------|-----------------|--|------|
| | Vehicle type | Vehicle type - 1 EV - 2 PHEV - 3 EREV | - |
| | Ch Eff (%) | Charging efficiency | % |
| | Dch Eff(%) | Discharging efficiency | % |
| | Previous State | First period indicates state of the battery. Remaining periods indicate the energy trip demand | MWh |
| EVs | Max Charge | Max charge power rate | MW |
| common | Max Discharge | Max discharge power rate | MW |
| part | Capacity | Battery capacity | MWh |
| | Price Charge | Price of charging battery | m.u. |
| | Price Discharge | Price of discharging (V2G) | m.u. |

Tabella 3, Parametri relativi al Data Set [28]

I parametri in tabella sono relativi a un Database Raccolto con metodologia per la pianificazione multi-obiettivo delle risorse energetiche con uno scenario di 24 periodi di 1800 EV realistici per le reti intelligenti, considerando un uso intensivo della generazione distribuita e del veicolo da griglia (V2G). Lo scenario rappresenta un comportamento realistico per una tipica giornata lavorativa in una rete.

Block Parameters: V2G

Subsystem (mask)

Parameters

efficienza del sistema (%) 96

V2G on

Regolatore di guadagno [Kp Ki] [2 4e3]

Numero auto (profilo 1)

20

Potenza richiesta 1 (kWh) 8

Potenza consegnata 1 (kWh) 2.083

Tempo in carica 1 (min) 590

Numero auto (profilo 2)

10

Potenza richiesta 2 (kWh) 40

Potenza consegnata 2 (kWh) 14.7

tempo in carica 2 (min) 583

Numero auto (profilo 3)

90

Potenza richiesta 3 (kWh) 0

Potenza consegnata 3 (kWh) 0.855

tempo in carica 3 (min) 1440

Figura 16, Parametri dei veicoli inseriti in Simulink per la simulazione

Per quanto riguarda la generazione di energia rinnovabile vengono presi dati dal dataset in [29]. La raccolta viene eseguita utilizzando carichi reali e simulati e dati reali di micro-generazione dal Politecnico di Porto e dall'Università di San Paolo. La metodologia include i requisiti operativi per ciascuna risorsa. Viene presentato un caso di studio con due scenari tenendo presente la differenza tra i profili delle risorse di due paesi. I risultati del modello di gestione dinamica nei consumatori domestici sono discussi per la partecipazione a un evento di risposta alla domanda di 2 ore con le stesse caratteristiche temporali. In entrambi gli scenari, il limite di potenza dipende dal consumo di carichi e dalla microgenerazione.

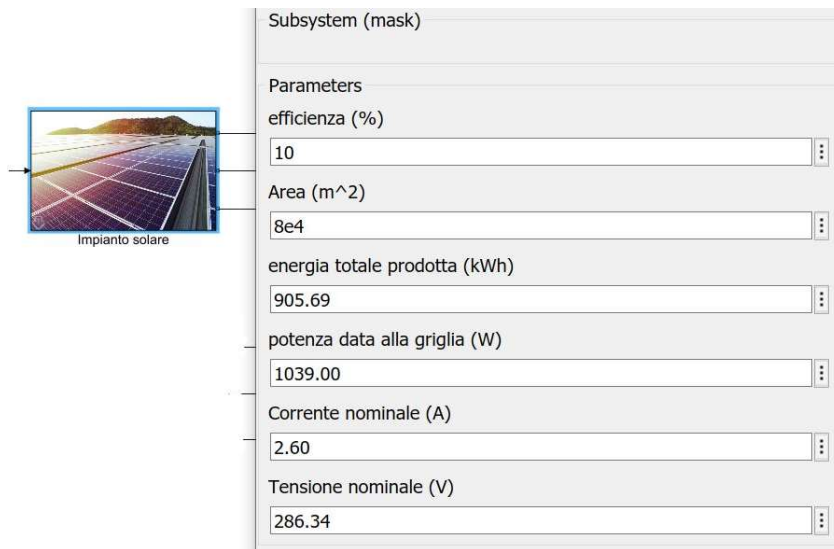


Figura 17, Parametri del sistema fotovoltaico inseriti in Simulink per la simulazione.

In [30] vengono invece raccolti dei dati in formato Excel in parte rappresentati in Tabella 4. I dati forniti in questo foglio sono raccolti tramite Smart Grid Data Hub e forniti dai singoli destinatari del progetto SGIG (Smart Grid Investment Grant). I destinatari del progetto rappresentano le utility di tutto il paese che hanno ricevuto finanziamenti dal programma ARRA (Smart Grid American Recovery and Reinvestment Act). Nello specifico vengono utilizzati i dati raccolti in Minnesota il 31 dicembre del 2013.

| ProjectId | ContractType | PrimeRecipient | TotalCustomerCount | ResidentialCustomerCount | CommercialCustomerCount | IndustrialCustomerCount |
|------------|--------------|---|--------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|
| [Type] | [Type] | [Type] | [Count] | [Count] | [Count] | [Count] |
| 09-0005 | SGIG | PPL Electric Utilities Corporation | 1.396.751 | 1.221.405 | 170.920 | 4.426 |
| 09-0007-01 | SGIG | City of Fort Collins | | | | |
| 09-0007-02 | SGIG | City of Fort Collins - City of Fountain | | | | |
| 09-0008 | SGIG | Minnesota Power | 142.931 | 121.215 | 21.288 | 428 |
| 09-0015 | SGIG | City of Naperville, IL | 57.200 | 50.687 | 4.885 | 1.628 |
| 09-0018 | SGIG | CenterPoint Energy Houston Electric, LLC | 2.042.352 | 1.789.077 | 253.275 | |
| 09-0022 | SGIG | NSTAR Electric Company | 1.138.112 | 985.885 | 148.356 | 3.871 |
| 09-0031-01 | SGIG | Progress Energy Service Company - Carolinas | | | | |
| 09-0031-02 | SGIG | Progress Energy Service Company - Florida | | | | |
| 09-0034 | SGIG | Memphis Light, Gas and Water Division | 406.191 | 362.541 | 43.505 | 145 |
| 09-0035 | SGIG | Madison Gas and Electric Company | 136.000 | 118.000 | 17.950 | 50 |
| 09-0046 | SGIG | San Diego Gas & Electric Company | 1.377.197 | 1.227.656 | 148.852 | 689 |
| 09-0062-01 | SGIG | FirstEnergy Pennsylvania | | | | |
| 09-0062-02 | SGIG | FirstEnergy New Jersey | | | | |

Tabella 4, Dati raccolti in Minnesota (31/12/2013) [30].



Figura 18, Parametri del carico inseriti in Simulink per la simulazione.

5. Risultati simulazione

La simulazione dura 24 ore. Il carico residenziale segue uno schema tipico simile a un normale consumo domestico, mentre una macchina asincrona è utilizzata per rappresentare l'impatto di un carico induttivo industriale.

5.1 Simulazione in modalità V1G

In una prima simulazione non viene considerato l'apporto di energia da parte dei veicoli che richiedono dunque energia al sistema senza mai scaricare la carica in eccesso alla rete. Con V1G, è possibile controllare il tempo e l'entità della carica dalla fonte di alimentazione all'EV. V1G può essere utilizzato per una moltitudine di applicazioni come la gestione della congestione, la regolazione della frequenza o la ricarica da fonti rinnovabili come il fotovoltaico. V1G è interessante soprattutto se la domanda di energia (non necessariamente la domanda di energia) diventa troppo elevata. In questo

caso, è possibile controllare la potenza con cui le auto si caricano da remoto, in modo che la rete rimanga libera [31].

Controllando la potenza di carica e il momento di ricarica della giornata, è possibile prevenire il sovraccarico della rete. I primi caricabatterie che devono ridurre la propria potenza o ritardare il processo di ricarica sono quelli che provengono da utenti che possono attendere la ricarica senza quindi avere necessità di ricarica istantanea.

La microgrid funziona in modalità di rete, con il sistema fotovoltaico che immette una quantità variabile di energia nella rete al variare dell'irradiazione solare.

La Fig. 19 mostra le prime sei (da $t=0$ ore a $t=6$ ore) ore di una giornata, possiamo notare che l'apporto di energia da fotovoltaico (in verde) è nullo in quanto il sole non è ancora sorto. Carico e generatore vengono quindi utilizzati per il livellamento solare.

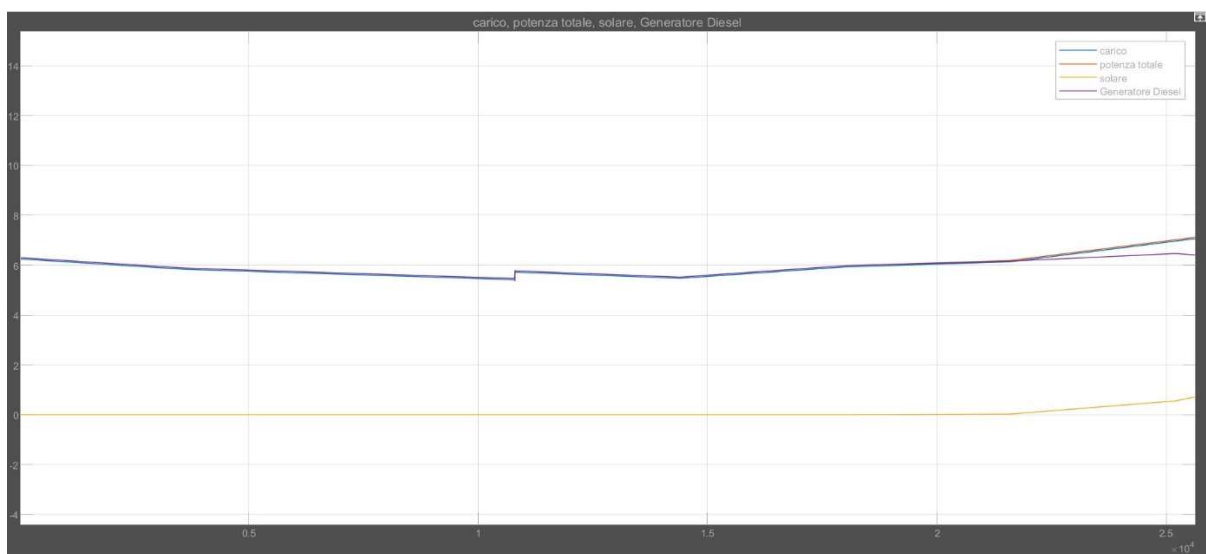


Figura 19, carico (blu), potenza totale (rosso), Generatore Diesel (viola), solare (giallo).

Nelle sei ore successive (da $t=6$ ore a $t=12$ ore) è possibile notare un cambiamento.

L'apporto di energia da parte del fotovoltaico inizia ad aumentare fino a raggiungere un picco nelle ore di punta, la conseguenza di ciò è una rispettiva diminuzione da parte

del generatore, mentre il carico (residenziale e industriale) continua ad aumentare gradualmente (Fig. 20).

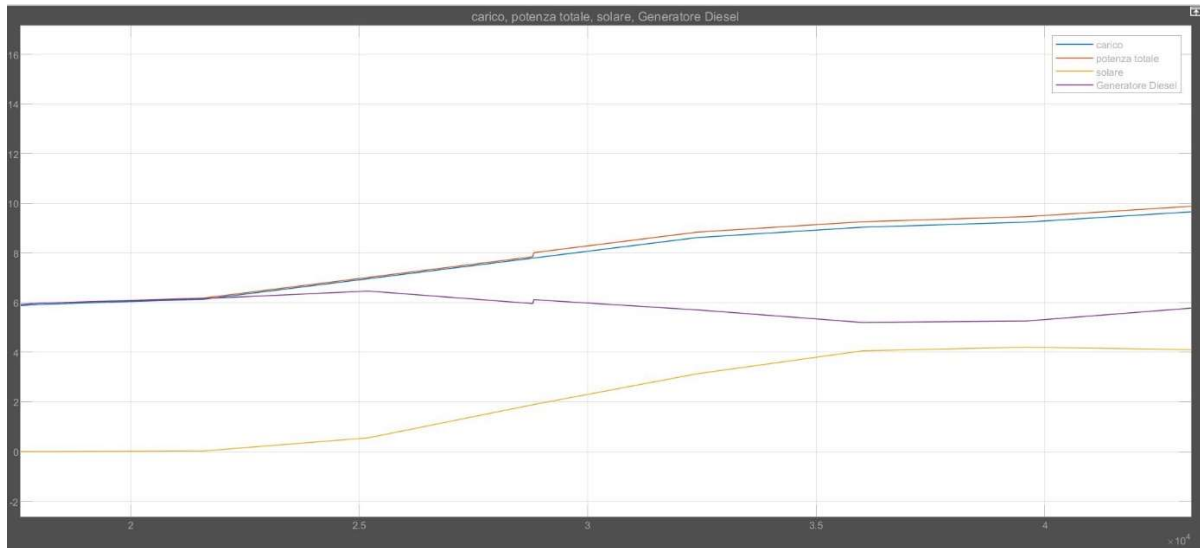


Figura 20, carico (blu), potenza totale (rosso), Generatore Diesel (viola), solare (giallo).

Dalle ore 12 fino alle 6 ore successive (da $t=12$ ore a $t=18$ ore), poco dopo l'ora di punta, possiamo notare un decremento di energia da parte del fotovoltaico e un conseguente aumento del generatore diesel. Il carico aumenta e diminuisce in maniera costante (Fig. 21).

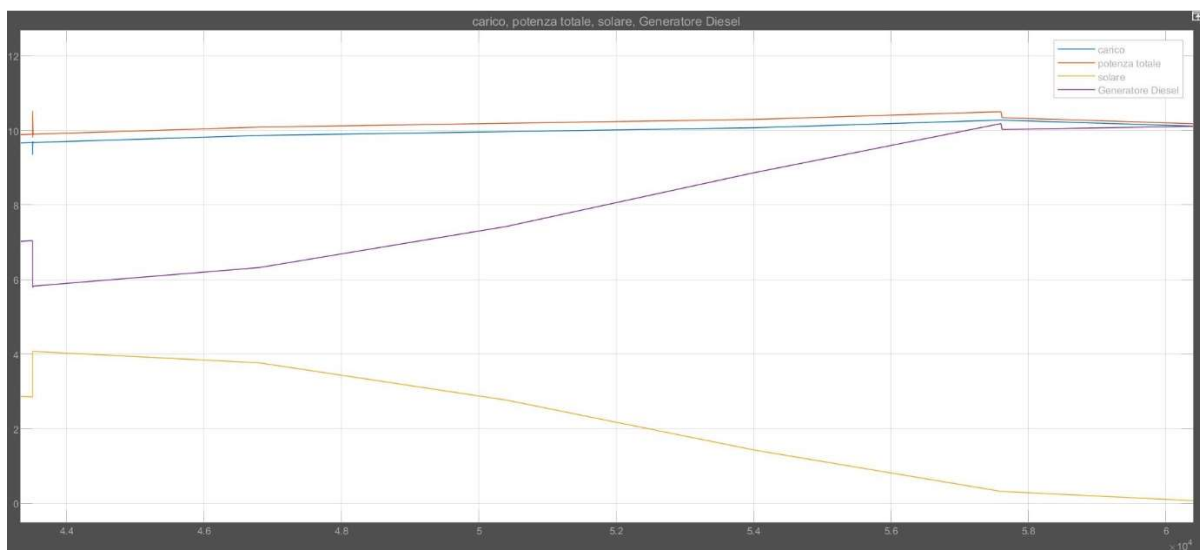


Figura 21, Carico (blu), potenza totale (rosso), Generatore Diesel (viola), solare (giallo).

Durante le ultime ore della giornata (da $t=18$ ore a $t=24$ ore) l'energia solare è nuovamente nulla e sempre compensata dal generatore e dal carico, come è possibile notare in Fig. 22.

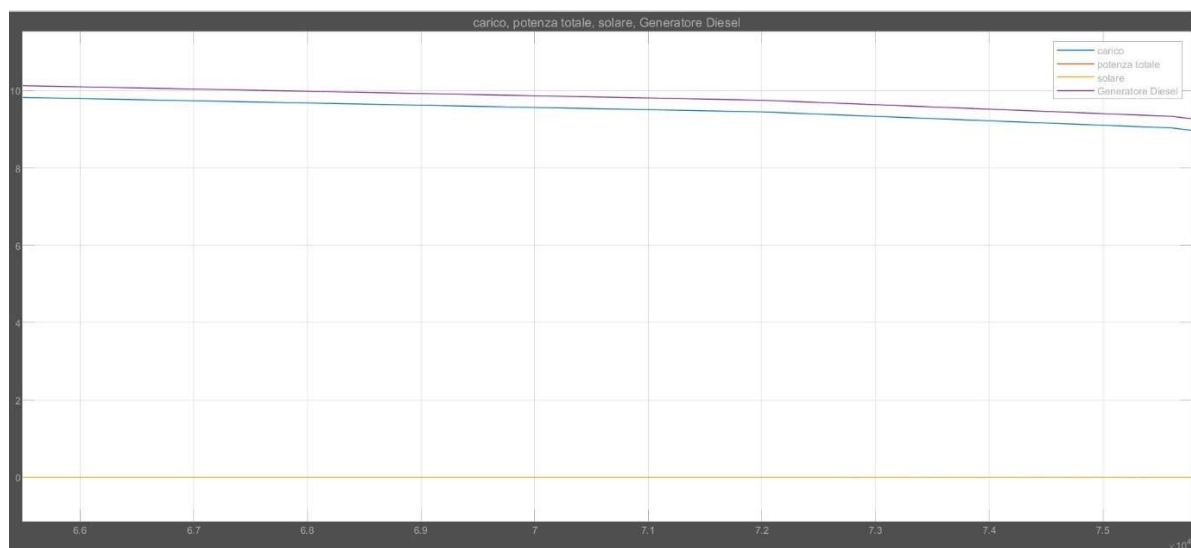


Figura 22, Carico (blu), potenza totale (rosso), Generatore Diesel (viola), solare (giallo).

La potenza totale data dalla griglia durante l'arco della giornata (segnata in blu), è la somma dell'energia solare, del generatore e del carico ed è quindi sempre positiva con un picco nella metà della giornata (Fig. 23).

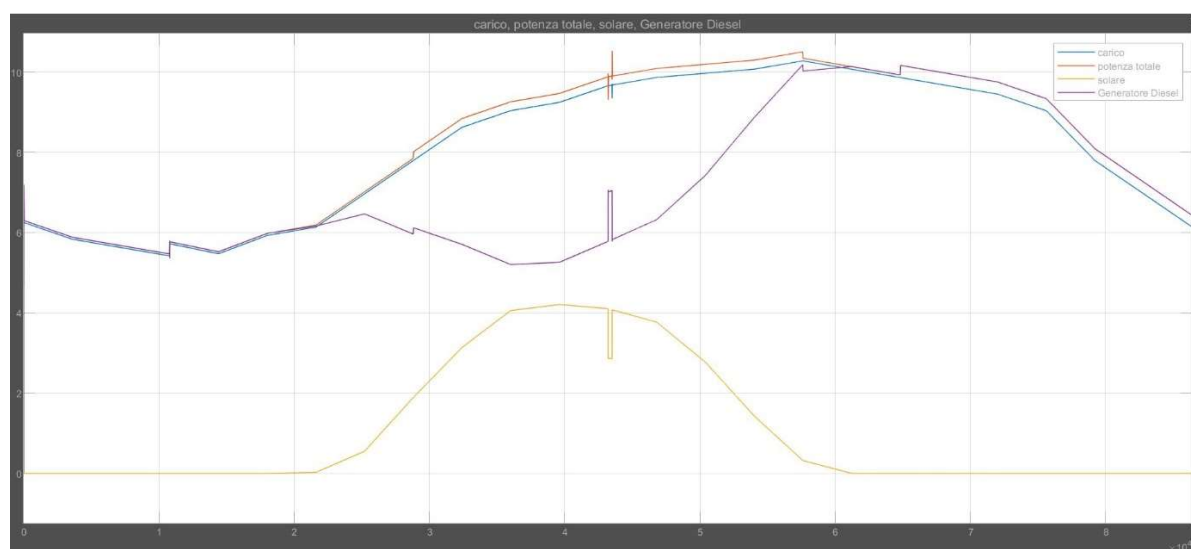


Figura 23, Carico (blu), potenza totale (rosso), Generatore Diesel (viola), solare (giallo).

5.2 Simulazione in modalità V2G

Con la modalità di ricarica V2G è possibile rimettere in rete l'energia delle batterie delle auto. V2G può essere utilizzato per tutte le applicazioni di V1G ma ha un valore aggiunto in quanto raggruppando tutte le batterie dei veicoli elettrici, sorgerà un'enorme centrale elettrica virtuale che renderà la rete più stabile / affidabile.

Ci sono diversi tipi di algoritmi di controllo per la carica, tra cui:

Opportunity Charging: il veicolo inizia il processo di carica appena viene parcheggiato e collegato alla colonnina, e termina il processo solo quando la batteria ha raggiunto la sua capacità massima.

Carica basata sul prezzo dell'elettricità: prevede una rete di comunicazione unidirezionale o bidirezionale. Varia la potenza di carica in base alle variazioni di prezzo della corrente elettrica.

Carica basata sul carico della rete: è molto simile alla carica basata sul prezzo dell'elettricità, ma la gestione della potenza di carica si basa sulla densità di carico presente sulla rete.

Il primo algoritmo sarà utilizzato in questa simulazione. Il blocco implementato comprende 3 diversi profili di ricarica per diverse tipologie di clienti:

- profilo 1: cliente con possibilità di ricarica a fine tragitto
- profilo 2: cliente con possibilità di carica a fine tragitto ma con tragitto più lungo
- profilo 3: cliente che resta a casa

E' possibile osservare il diverso comportamento dei profili in [Fig. 24](#).

Un valore negativo dello stato di carica indica che l'auto in questione è in strada o comunque non è in carica.

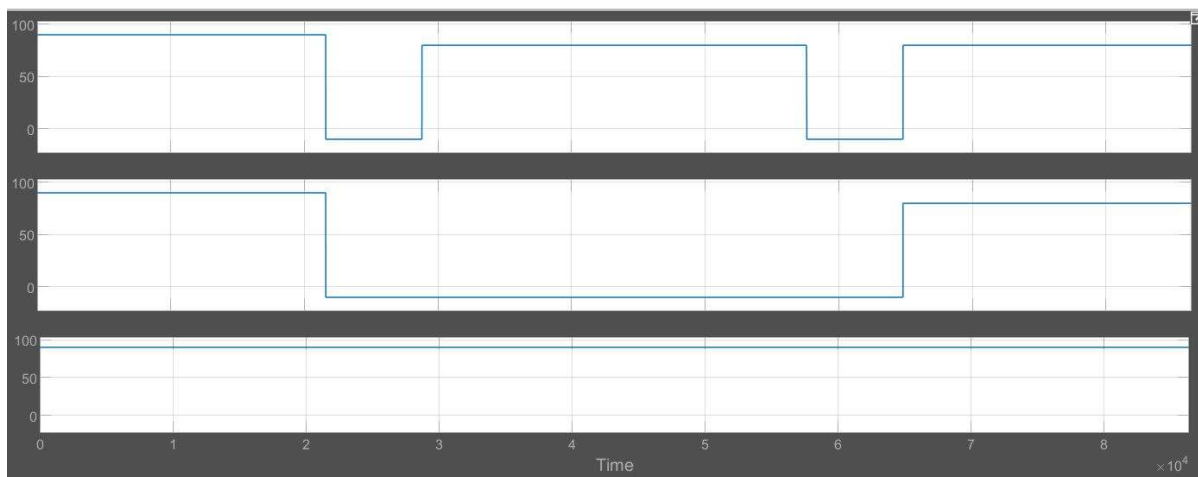


Figura 24, Profilo 1 (primo grafico in alto), profilo 2 (secondo grafico), profilo 3 (terzo grafico).

Il primo grafico si riferisce al profilo 1, nelle prime ore della giornata l'utente non è ancora uscito da casa per cui l'auto è in fase di carica, nel momento in cui la curva scende sotto lo zero vuol dire che il veicolo è in strada e che trova modo di ricaricare la batteria a fine tragitto (quando la curva è di nuovo positiva). Il secondo grafico si riferisce al profilo 2, il concetto è lo stesso del profilo 1 ma si nota come il tragitto sia relativamente più lungo. Il profilo 3 (terzo grafico) è in continua ricarica.

Il profilo 3, rimanendo in costante ricarica, una volta la raggiunta la capacità massima di ricarica, ha la possibilità di immettere energia nel sistema tramite scarica, regolando eventuali flussi di potenza sbilanciata e fungendo da materia tampone. Questa possibilità viene data anche ai veicoli degli altri profili, ma avendo meno tempo a disposizione per la ricarica la carica scaricata in rete sarà di minore quantità.

Attualizziamo dunque la simulazione evidenziando l'apporto di energia da parte dei veicoli. In Fig. 25 è mostrata la quantità di energia scaricata alla rete durante l'arco di 24 ore dai veicoli dei tre profili di ricarica.

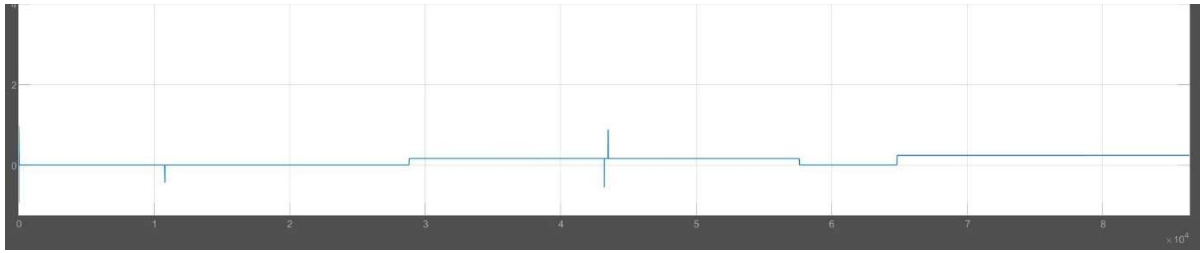


Figura 25, Energia scaricata alla rete in 24h.

Nella fase iniziale della giornata l'apporto di energia è nullo in quanto le batterie dei veicoli non sono ancora arrivate ad un livello di carica adeguato per poter supportare la griglia, cosa che accade durante il corso della giornata.

I sistemi di accumulo svolgono un ruolo importante nel supporto alla generazione perché sono necessari per la gestione ottimizzata delle microreti. Questi permettono di creare un disaccoppiamento tra la fase di produzione di energia e quella di utilizzo ottimizzando così la produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Una volta collegati alla rete, i veicoli elettrici offrono quindi un grosso potenziale per la gestione dell'equilibrio della potenza di rete (Fig. 26)

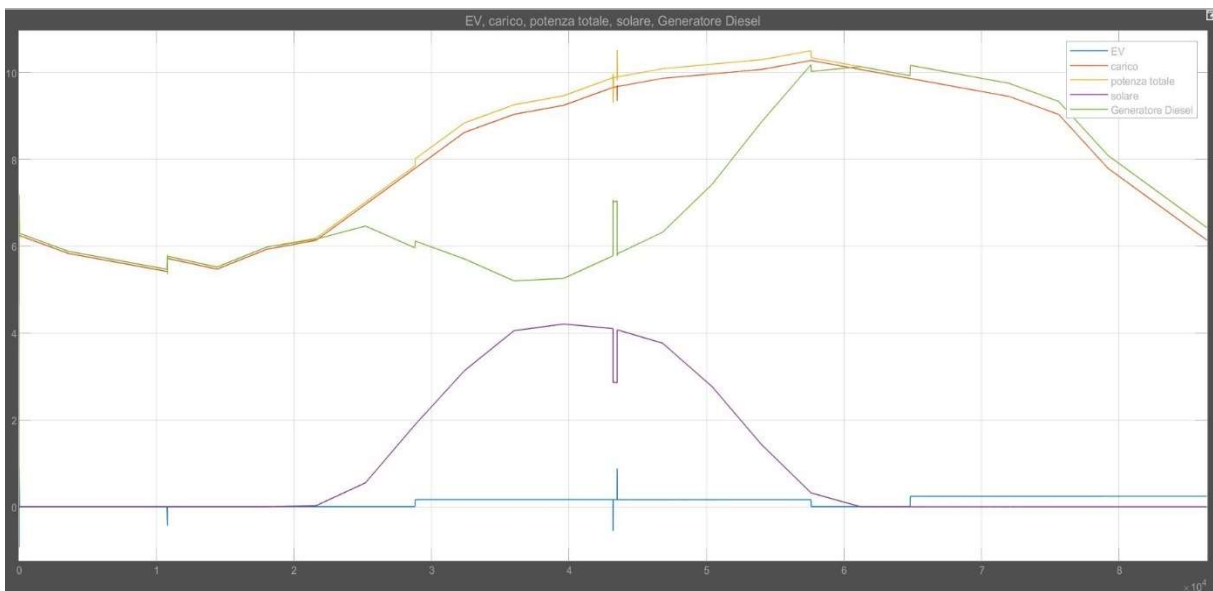


Figura 26 EV (blu), carico (rosso), fotovoltaico (viola), generatore (verde), potenza totale (giallo)

Lo scenario V2G porta vantaggi anche al consumatore infatti esso può rivendere l'energia, può stipulare contratti elettrici oppure può ottenere degli incentivi sull'acquisto del veicolo elettrico o sulla sostituzione delle batterie.

A tal proposito in [32] viene spiegata una strategia di controllo basata sul prezzo dell'energia elettrica per raggiungere l'obiettivo di sfruttare la differenza del prezzo di acquisto e di vendita dell'elettricità.

I diagrammi di flusso in Fig. 27 e Fig. 28 mostrano l'algoritmo e la strategia di controllo utilizzati dal simulatore in ogni intervallo di tempo per prendere una decisione sulla carica o scarica dei veicoli elettrici all'interno del sistema.

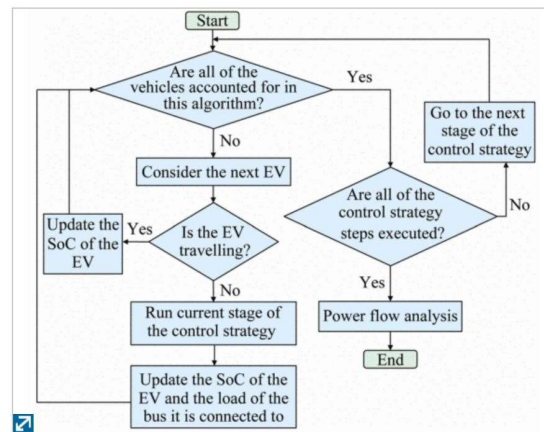


Figura 27, Strategia di controllo [32].

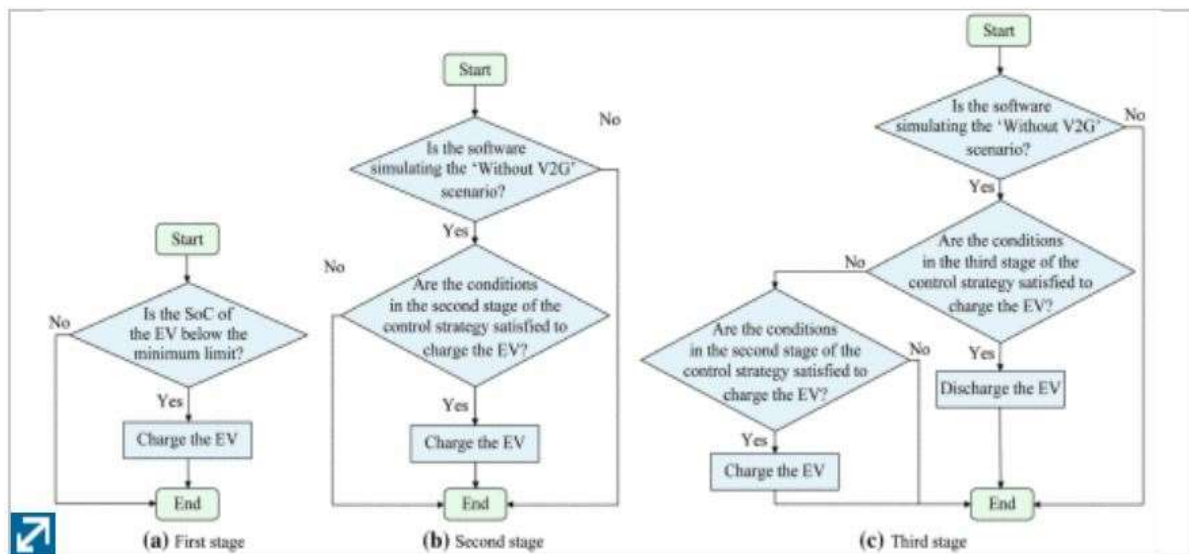


Figura 28, Prima fase simulazione (a), seconda fase simulazione (b), terza fase simulazione (c) [32].

Ad ogni fase della simulazione, il simulatore esamina il SoC di tutti i veicoli elettrici all'interno del sistema e, se un veicolo elettrico viaggia, il suo SoC della batteria verrà ridotto dal simulatore, ma se è parcheggiato e collegato alla rete, il simulatore implementa una strategia di controllo per determinare cosa succede a ciascun EV.

Nella prima fase della strategia di controllo, il simulatore trova i veicoli elettrici che hanno il SoC al di sotto del loro limite minimo, con e senza scenari V2G, e carica le batterie senza considerare altri criteri.

Successivamente il simulatore decide quali veicoli dovrebbero essere caricati o scaricati nello scenario V2G, se l'attuale prezzo di vendita dell'elettricità è superiore all'80% del prezzo massimo di vendita dell'elettricità durante il giorno e il SoC del veicolo supera il limite minimo più il 10%, l'EV verrà scaricato nella rete. Il simulatore controlla se ogni EV può vendere elettricità prima di provare a verificare se può acquistare elettricità perché la vendita di elettricità ha la priorità in questa strategia di controllo.

6. Confronti con altri progetti e simulazioni

Uno studio simile a quello riportato in questa tesi viene fatto in [33], dove viene creato un modello di simulazione della popolazione dei veicoli elettrici nel Regno Unito nel 2020. Viene utilizzato dunque un modello semplificato del sistema di alimentazione della Gran Bretagna, implementato nella piattaforma MATLAB/Simulink, per studiare il contributo dei veicoli elettrici al controllo dinamico della frequenza.

Anche in questo caso la microgrid viene implementata considerando la presenza di energie rinnovabili, una centrale elettrica e veicoli elettrici (EV).

Il modello in [33] è costruito per studiare la capacità durante un'intera giornata considerando le caratteristiche dei veicoli elettrici e i comportamenti di viaggio. È costruito tenendo conto del tipo di batteria, della capacità della batteria, del consumo

di energia per chilometro, della distanza giornaliera percorsa, del tempo di percorrenza giornaliero e dei livelli SOC richiesti per i viaggi [34]. La ricarica intelligente viene utilizzata per spostare il carico di ricarica dal tempo di picco del carico alle ore di valle.

La sostanziale differenza tra i due modelli, il modello in [33] e il modello discusso in questo documento, sta nel fatto che in [33] gli autori decidono di utilizzare un impianto eolico per raggiungere l'obiettivo di "economia a basse emissioni di carbonio" e non il fotovoltaico.

Un impianto eolico rispetto ad uno fotovoltaico è più incerto, non si può più fare una previsione basata su un ragionevole orario di picco, e proprio a causa di questa incertezza il sistema di alimentazione deve essere in grado di accettare fino a un nuovo massimo di 1800 MW di generazione [35]. E' pertanto probabile che sia richiesta una maggiore capacità di risposta in frequenza.

Andando a guardare i risultati di simulazione della curva del vento durante l'arco della giornata (Fig. 29) noteremo infatti un costante aumento e diminuzione del segnale, cosa che non accadeva invece con il fotovoltaico (Fig. 30) dove si aveva un grande picco a metà giornata. L'intermittenza dell'energia eolica aumenterà inoltre la difficoltà del controllo della frequenza.

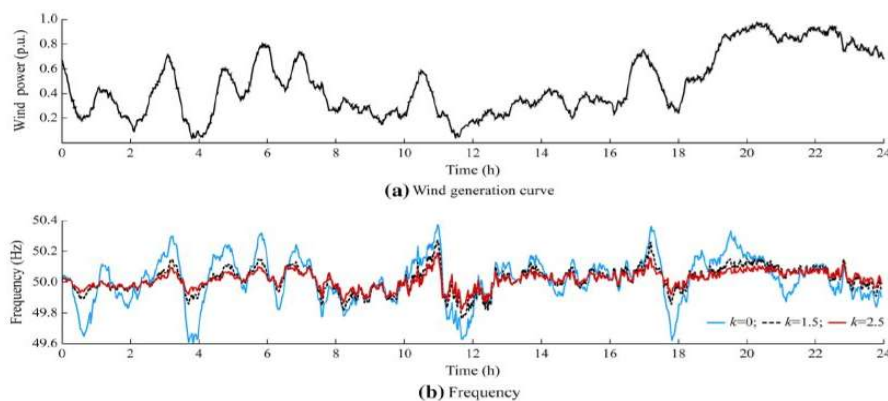


Figura 29, Curva del vento nell'arco di 24h [33].

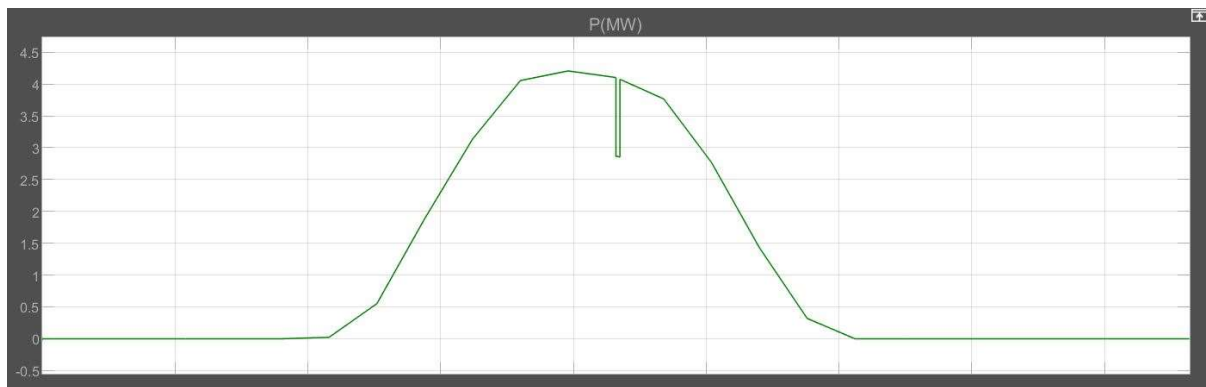


Figura 30, Curva fotovoltaico nell'arco di 24h.

La Fig. 31 mostra le variazioni della potenza erogata dalla centrale convenzionale per un giorno intero. Con i veicoli elettrici che partecipano alla risposta in frequenza, la fluttuazione della potenza in uscita della centrale viene ridotta.

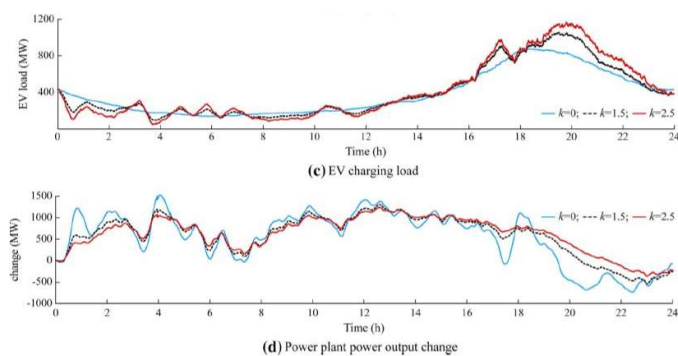


Figura 31, variazioni di potenza dalla centrale nell'arco di 24h [33].

Nonostante la grande incertezza di apporto di energia da parte dell'eolico, i benefici della risposta in frequenza EV possono essere illustrati dalla distribuzione della densità di probabilità dell'uscita dalla centrale in Fig. 32.

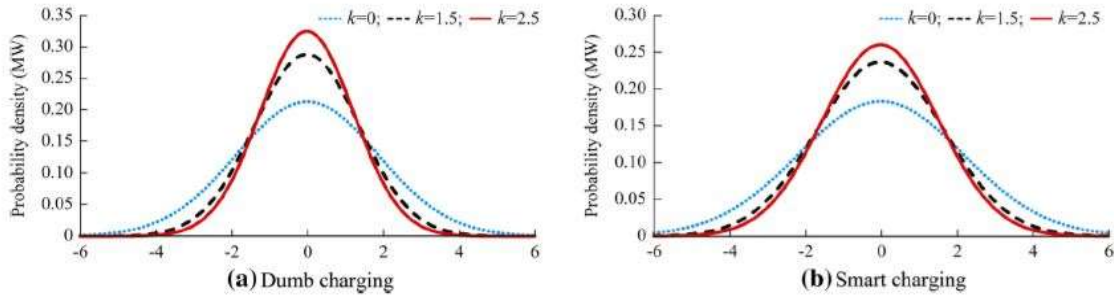


Figura 32, distribuzione della densità di probabilità dell'uscita dalla centrale [33].

Un'ulteriore strategia di controllo in grado di mitigare gli effetti negativi della microgrid collegata alla rete, come operazioni sbilanciate e compensazione della potenza reattiva, viene presentata in [36] attraverso una simulazione effettuata con il software Simulink di MATLAB.

Viene dunque presentata una microgriglia a quattro fili collegata a una rete a bassa tensione che include: una sorgente fotovoltaica, una batteria di accumulo ESB (Energy Storage Battery), inverter e carichi locali.

Come già accennato in precedenza, le microgrid possono essere utilizzate per supportare la rete principale durante il periodo di picco, al contrario durante il periodo non di punta la griglia principale viene utilizzata per caricare la batteria di accumulo di energia (ESB) della microgrid o fornendo i suoi carichi locali in caso di carenza di generazione di energia.

Nelle microgriglie monofase, la generazione energetica, come fotovoltaico, può essere utilizzata da utenti per ammortizzare i costi, ma questa può anche causare lo sbilanciamento delle correnti di rete con uno scarso fattore di potenza, portando a gravi problemi come guasti sbilanciati, cadute di tensione asimmetriche, più perdite, guasto ai carichi e oscillazione di potenza.

La Fig. 33 mostra un'oscillazione di potenza trifase con frequenza di 100 Hz data da tre fasi sbilanciate, rispettivamente (3, 4, 10) kW.

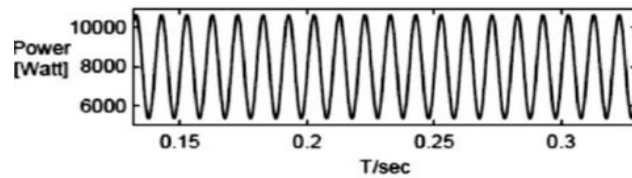


Figura 33, Oscillazione di potenza trifase [36].

In [36] viene proposto un sistema per controllare il convertitore di potenza e la corrente con un punto di massima potenza (MPPT) per controllare la fonte di energia fotovoltaica.

La configurazione della microgrid in [36] è mostrata in Fig. 34.

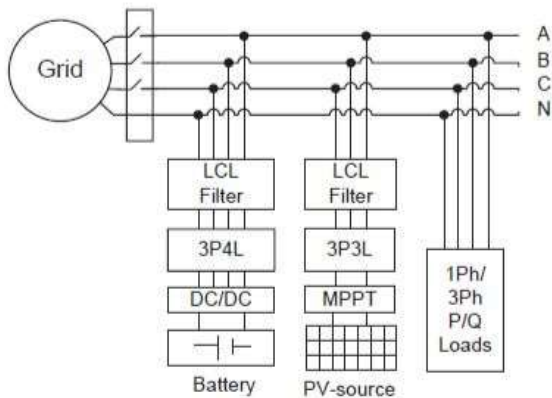


Figura 34, Schema circuitale microgrid [36].

L'ESB viene proposto nella microgrid per immagazzinare l'energia in eccesso prodotta dalle celle solari e per poter utilizzare questa energia durante il periodo di punta o quando la rete necessita di supporto.

Questo schema di controllo ha due funzioni:

- Controllare la potenza di uscita
- Risolvere i problemi di asimmetria compensando i componenti della sequenza negativa e zero e la compensazione della potenza reattiva.

Per verificare la strategia di controllo proposta sono stati considerati due casi diversi:

- Supporto alla griglia;
- Supporto alla microgrid.

In entrambi i casi viene ipotizzato un carico diverso per verificare la strategia di controllo proposta tenendo conto della variazione del carico.

Nel primo caso (supporto alla griglia) vi è flusso di potenza dalla microgrid alla rete principale (modalità di supporto alla rete). Ciò accade quando l'energia fotovoltaica ha generato più della potenza richiesta e l'ESB è completamente carico o quando la microgrid funziona in modalità di supporto della rete durante le ore di punta.

La Fig. 35 mostra le forme d'onda di carichi e correnti di linea neutra, correnti di rete, batterie e correnti di sorgente fotovoltaica.

Le curve di potenza per la potenza attiva e reattiva fornita e richiesta sono invece mostrate in Fig. 36.

Il segno negativo indica che la potenza è consumata.

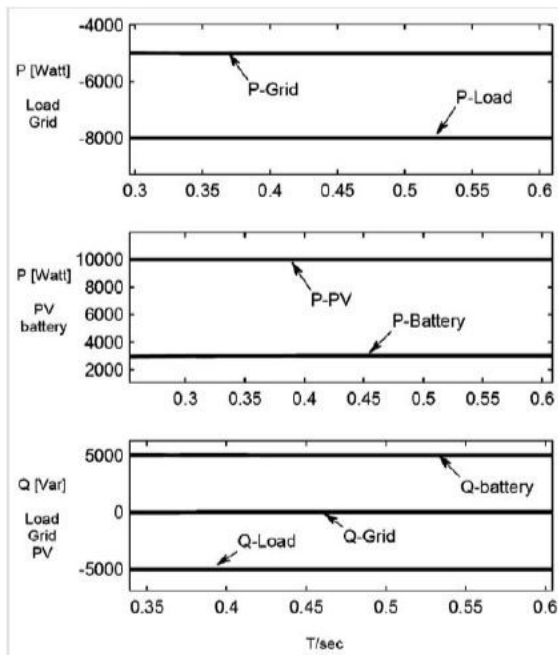


Figura 35, Forma d'onda di Carichi e correnti in linea neutra [36]

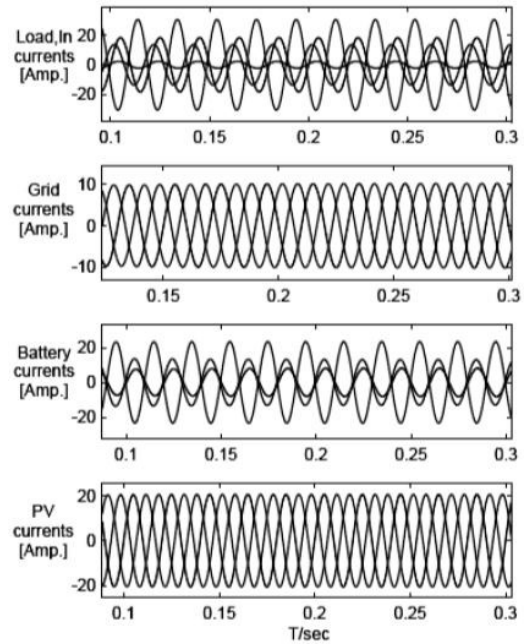


Figura 36, Curve di potenza fornita e richiesta [36]

Nel secondo caso (supporto alla microgrid) vi è flusso di potenza dalla rete principale alla microgrid, questo succede se la potenza generata da una fonte fotovoltaica ha energia inferiore a quanto richiesto e l'ESB raggiunge il livello minimo di scarica. La potenza di rete viene utilizzata per carica l'ESB durante il periodo non di punta.

Le correnti di rete sono, in questo caso, bilanciate (Fig. 37), mentre la potenza totale fornita da ESB e fotovoltaico è inferiore a quella richiesta (Fig. 38) e che quindi la rete deve funzionare in modalità di supporto alla microgrid.

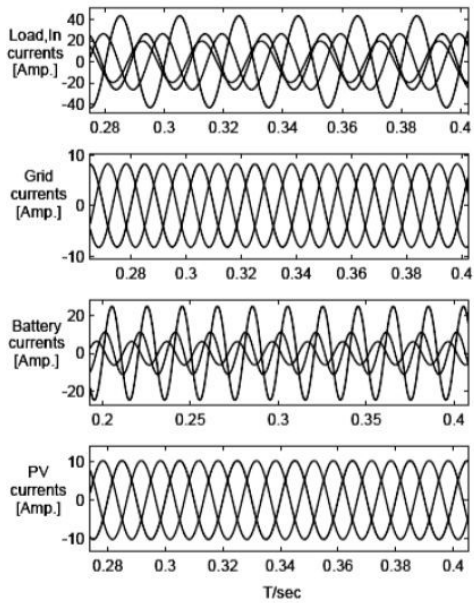


Figura 36, Correnti di rete [36]

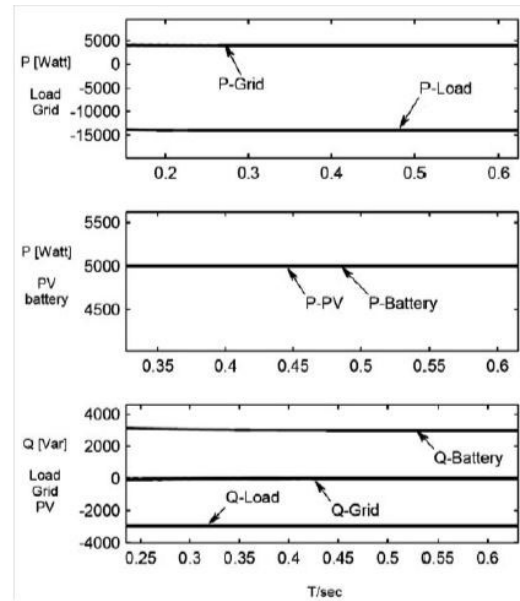


Figura 37, Potenza fornita da ESB e PV [36]

In [36] sono stati presentati quindi risultati in diverse condizioni, tra cui compensazione di potenza reattiva, carichi sbilanciati, supporto di rete e supporto alla microgrid per dimostrare la validità della strategia di controllo proposta.

Un'altra strategia adattiva basata su guadagno e scarica proporzionale al fine di fornire un bilanciamento energetico tra i sistemi di accumulo dell'energia delle batterie di diverse capacità e simulata anch'essa in ambiente MATLAB/Simulink viene proposta in [37].

A causa della natura altamente intermittente delle fonti energetiche rinnovabili, i sistemi di accumulo dell'energia della batteria (BESS) sono spesso impiegati per mantenere il profilo di affidabilità e tensione che ovvia alla necessità di un adeguato sistema di gestione della batteria per garantirne la longevità. Per questo motivo in [37] viene implementato un controllo di ricarica CV.

Dato che un certo numero di BESS coesistono in una microgrid, il bilanciamento energetico viene solitamente eseguito per mantenere uguali cicli di carica / scarica tra ciascuna unità, evitando il sovraccarico di una e la scarica profonda di altre unità.

Ciò comporta una priorità opposta durante la carica e la scarica dei BESS. L'architettura del sistema considerato è mostrata in Fig. 39.

Si compone di un impianto fotovoltaico, M BESS di diverse capacità e pochi carichi DC, carichi resistivi e dinamici.

Il PV è collegato al collegamento DC tramite un convertitore boost DC / DC, mentre i

BESS sono collegati

tramite convertitori

bidirezionali DC / DC a

causa rispettivamente del

flusso di potenza

unidirezionale e

bidirezionale. Ogni carico è

collegato al collegamento

DC tramite un interruttore

consumer controllato

manualmente e un

interruttore controllabile in

serie. Poiché il PV è l'unica

sorgente di energia rinnovabile nel sistema, continua a funzionare in modalità

inseguimento del punto di massima potenza (MPPT) in modo da fornire energia ai

carichi e caricare i BESS. Quando tutti i BESS raggiungono la massima carica vi è un

progressivo declassamento del fotovoltaico.

Essendo un campo di ricerca in sviluppo continuo sono tanti i documenti che

progettano modelli di ottimizzazione della carica. Ancora, in [38], [39] vengono

discussi gli schemi convenzionali di controllo per BESS in un sistema connesso alla

rete. Mentre in [40], [41] sono stati pubblicati articoli sul sistema di gestione della

batteria con diversi stati di carica (SoC) con carica proporzionale dei BESS.

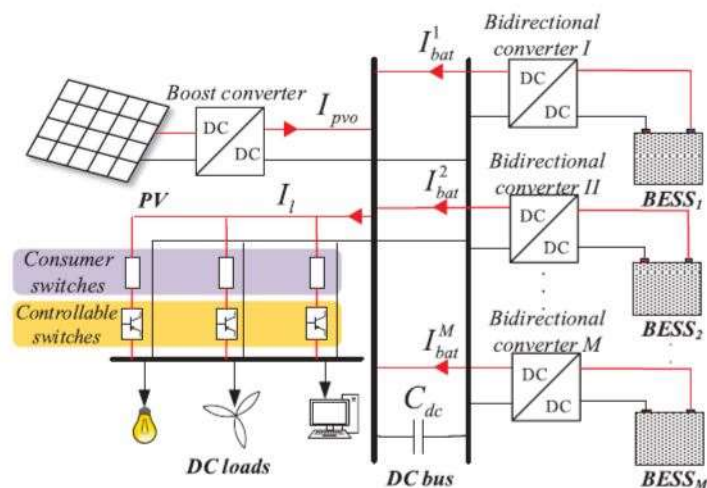


Figura 39, Architettura microgrid con scarica e carica dei BESS [37].

7. Conclusione

In questa tesi viene mostrata la possibilità di includere veicoli elettrici dotati di tecnologia V2G in una rete intelligente. In questo quadro, è stato sviluppato uno schema di controllo predittivo, basato sulle previsioni di energia ottenibile da una fonte rinnovabile e un carico esterno.

E' stato presentato il modello di una griglia che, tramite modello a blocchi, è composta da: un impianto fotovoltaico, un carico, un Generatore Diesel e un impianto di ricarica dei veicoli elettrici. Una volta creato il modello sono state effettuate diverse simulazioni per vedere la quantità di potenza data alla rete in due diverse condizioni: modalità V1G (senza la possibilità di scaricare energia alla rete) e modalità V2G con rispettive cariche e scariche di energia.

Questa tesi ha quindi presentato una simulazione digitale in MATLAB/Simulink che mostra come i costi di energia siano compensati durante l'arco della giornata (24h) in quanto nelle ore di picco (quando i costi sono generalmente più alti) vi è la presenza di energia solare (a basso prezzo) che solo in altri momenti viene sostituita da generatore e carico industriale.

Si nota inoltre come, grazie all'utilizzo di tecnologie V2G, la mancanza di un adeguato apporto energetico da parte dell'impianto fotovoltaico possa essere facilmente compensata dall'energia scaricata in rete dai veicoli elettrici una volta raggiunta una certa percentuale di carica della batteria.

Il modello sviluppato viene applicato utilizzando dati reali.

8. Ringraziamenti

Vorrei dedicare questo spazio a chi, con dedizione e pazienza, ha contribuito alla realizzazione di questo elaborato e al raggiungimento di questo traguardo.

Un ringraziamento particolare va al mio relatore e al mio correlatore che mi hanno seguito, con infinita disponibilità, in ogni step della realizzazione dell'elaborato, fin dalla scelta dell'argomento.

Grazie per i preziosi consigli e per avermi suggerito puntualmente le giuste modifiche da apportare alla mia tesi.

Ringrazio i miei genitori, senza il cui aiuto non sarebbe stato possibile arrivare fin qui. Grazie per avermi supportato dal momento della scelta sino al momento della conclusione di questo percorso universitario. Grazie per il continuo sostegno e per i preziosi insegnamenti che mi hanno portato ad essere la persona che sono oggi.

Grazie ai miei nonni e parenti per aver sempre trovato una parola di conforto, sono così tanti i ricordi che mi passano per la testa che è impossibile trovare le parole giuste per onorarli.

Grazie a tutti i miei colleghi di corso e amici per avermi incoraggiato e sostenuto nei momenti più difficili, condividendo con me gioie e fatiche, le piccole delusioni ma anche le grandi soddisfazioni di questi anni. Grazie per volermi bene per quella che sono e per essere sempre stati al mio fianco.

9. Riferimenti

- [1] R. Irle, J. Pontes and V. Irle. "Global Plug-in Vehicle Sales for 2017 - Final Results," EV-Volumes.com, 2018.
- [2] "Using electric vehicles as flexible resource in power systems: A case study in the Netherlands" 2017 IEEE
- [3] <https://www.unicusano.it/blog/didattica/master/smart-grid/>
- [4] Igualada, L., Corchero, C., Zambrano, M.C., et al.: 'Optimal energy management for a residential microgrid including a vehicle-to grid system', IEEE Trans. Smart Grid, 2014, 5, pp. 2163–2172
- [5] Di Giorgio, A., Liberati, F.: 'Near real time load shifting control for residential electricity prosumers under designed and market indexed', Appl. Energy, 2014, 128, pp. 119–132
- [6] The Journal of Engineering "Real-time energy storage management system of a nanogrid integrating photovoltaics and V2G operation" Adamantios Bampoulas, Athanasios Karlis
- [7] <https://www.cleantech.com/ev-charging-software-and-grid-services/>
- [8] W. Kempton, J. Tomic, Vehicle-to-grid power fundamentals: calculating capacity and net revenue, J. Power Sources 144 (1) (2005) 268–279.
- [9] Supply Side Management vs. Demand Side Management of a Residential Microgrid Equipped with an Electric Vehicle in a Dual Tariff Scheme by Alain Aoun ,Hussein Ibrahim ,Mazen Ghandour and Adrian Ilinca
- [10] A. Capasso, "A bottom-up approach to residential load modeling," IEEE Trans. Power Syst., vol. 9, no. 2, pp. 957–964, May 1994.
- [11] M. Armstrong, M. Swinton, H. Ribberink, I. Beausoleil, and J. Millette, "Synthetically derived profiles for representing occupant-driven electric loads in Canadian housing," J. Building Perform. Simul., vol. 2, no. 1, pp. 15–30, Feb. 2009.
- [12] "Smart Residential Load Simulator for Energy Management in Smart Grids" Juan Miguel Gonzalez L'opez Member, IEEE, Edris Pouresmaeil, Senior Member, IEEE, Claudio A.

Cañizares, Fellow, IEEE, Kankar Bhattacharya , Fellow, IEEE, Abolfazl Mosaddegh , Student Member, IEEE, and Bharatkumar V. Solanki, Student Member, IEEE

[13] Journal of Electronic Science and Technology “Technical investigation on V2G, S2V, and V2I for next generation smart city planning” MD. Shahrukh Adnan Khan a, Kazi Mahtab Kadir b, Khandaker Sultan Mahmood b,c, Md Ibrahim Ibne Alam b, Ainun Kamal d, Md Mamoon Al Bashir d.

[14] G. Lacey, G. Putrus, E. Bentley, “Smart EV charging schedules: supporting the grid and protecting battery life”, IET Electr. Syst. Transp. 7 (1) (2017) 84–91.

[15] M. Yilmaz, P.T. Krein, "Review of Battery Charger Topologies, Charging Power Levels, and Infrastructures for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.28, No.5, pp. 2151- 2169, May 2013.

[16] J. Kang, F. Yan, P. Zhang, C. Du, "Comparison of comprehensive properties of Ni-MH (nickel-metal hydride) and Li-ion (lithium-ion) batteries in terms of energy efficiency", Journal of Energy, Vol. 70, 1 June 2014, pp. 618-625..

[17] “Modellistica per il bilancio energetico di sistemi di ricarica con funzionalità vehicle-to-grid” S. Bodoardo, R. Bojoi, I. Doberdò, A. Tenconi, S. Vaschetto

[18] Control Engineering Practice 86 (2019) 11–23: “predictive discrete event approach for the optimal charging of electric vehicles in microgrids” G. Ferro, F. Laureri, R. Minciardi, M. Robba

[19] J. D. Adler, P. B. Mirchandani, G. Xue, and M. Xia, “The electric vehicle shortest-walk problem with battery exchanges,” Netw. Spatial Econ., vol. 16, no 1, pp. 155–173, 2016.

[20] S. Dhaou, S. Cherkaoui, and L. Khoukhi, “Guidance model for EV charging service,” in Proc. Int. Conf. Commun., 2015, pp. 5765–5770.

[21] “Secure Optimal Itinerary Planning for Electric Vehicles in the Smart Grid” Achraf Bourass, Soumaya Cherkaoui, Senior Member, IEEE, and Lyes Khoukhi, Member, IEEE

[22] “EV smart charging with advance reservation extension to the OCPP standard” Simone Orcioni, and Massimo Conti

[23] “Integration of electric mobility services within an existing polygeneration microgrid” G. Piazza, S. Bracco, S. Siri, F. Delfino

- [24] “A Novel Single-Stage Single-Phase Reconfigurable Inverter Topology for a Solar Powered Hybrid AC/DC Home” Nikhil Sasidharan, Student Member, IEEE, and Jai Govind Singh, Member, IEEE
- [25] C. Keerthisinghe and D. S. Kirschen. (2019) Real-Time Digital Simulation of Microgrid Control Strategies. Renewable Energy Analysis Lab, University of Washington. [Online]. Available: <https://labs.ece.uw.edu/real/RTDSmain.html>
- [26] “Real-Time Digital Simulation of Microgrid Control Strategies”, Chanaka Keerthisinghe, Member, IEEE, Daniel S. Kirschen, Fellow, IEEE, and Scott Gibsony
- [27] ACN-Data: Analysis and Applications of an Open EV Charging Dataset, Zachary J. Lee, Tongxin Li, Steven H. Low
- [28] João Soares, Zita Vale, Bruno Canizes, Hugo Morais “Multi-objective Parallel Particle Swarm Optimization for Day-ahead Vehicle-To-Grid Scheduling CIASG 2013” Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG) at the IEEE SSCI 2013 (IEEE Symposium Series on Computational Intelligence) Singapura, doi: [10.1109/CIASG.2013.6611510](https://doi.org/10.1109/CIASG.2013.6611510)
- [29] Filipe Fernandes, Hugo Morais, Valdomiro V. Garcia, Luis Gomes, Zita Vale e Nelson Kagan “Carichi dinamici e metodo di microgenerazione per un sistema di gestione della casa 2016” Clemson University Power Systems Conference (PSC) Clemson, doi: [10.1109/PSC.2016.7462829](https://doi.org/10.1109/PSC.2016.7462829)
- [30] U.S. Department of Energy (DOE) National Renewable Energy Laboratory
- [31] “Roadmap Electric Vehicles and Grid Integration (V1G versus V2G)” Authors: *Gautham Ram*, Delft University of Technology and Menno Kardolus, Power Research Electronics b.v. (PRE Power Developers
- [32] “Estimation of cost savings from participation of electric vehicles in vehicle to grid (V2G) schemes” Mahdi Kiaee, Andrew Cruden, Suleiman Sharkh
- [33] “Dynamic frequency response from electric vehicles in the Great Britain power system”, Jian MENG, Yunfei MU (&), Jianzhong WU, Hongjie JIA, Qian DAI, Xiaodan YU
- [34] Wang MS, Zeng PL, MU YF, et al (2014) An efficient power plant model of electric vehicles considering the travel behaviors of EV users. In: Proceedings of the 2014 IEEE

international conference on the power system technology (POWERCON'14), Chengdu, China, 20–22 Oct 2014, pp 3322–3327

[35] National Grid (2009) Future balancing services requirements: reserve. National Grid, London.

[36] “Unbalanced and reactive power compensation for grid friendly microgrids”, Moien Omar, Giuseppe Scarcella, DIEEI - Department of Electrical, Electronics and Computer Engineering - University Of Catania.

[37] “A Multi-Objective Adaptive Control Framework in Autonomous DC Microgrid”, Subham Sahoo, Student Member, IEEE, and Sukumar Mishra, Senior Member, IEEE

[38] W. Lee, B. Han, and H. Cha, “Battery ripple current reduction in a three-phase interleaved DC-DC converter for 5kW battery charger,” in Proc. IEEE Energy Convers. Congr. Expo., Phoenix, AZ, USA, 2011, pp. 3535–3540

[39] S. Haghbin, S. Lundmark, M. Alakula, and O. Carlson, “Grid-connected integrated battery chargers in vehicle applications: Review and new solution,” IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 60, no. 2, pp. 459–473, Feb. 2013.

[40] L. Maharjan, S. Inoue, H. Akagi, and J. Asakura, “State-ofcharge (SOC)-balancing control of a battery energy storage system based on a cascade PWM converter,” IEEE Trans. Power Electron., vol. 24, no. 6, pp. 1628–1636, Jun. 2009.

[41] H. Zhou, T. Bhattacharya, D. Tran, T. S. T. Siew, and A. M. Khambadkhone, “Composite energy storage system involving battery and ultracapacitor with dynamic energy management in microgrid applications,” IEEE Trans. Power Electron., vol. 26, no. 3, pp. 923–930, Mar. 2011.