



Ricerca di Sistema elettrico

Validazione di un convertitore modulare per infrastrutture di ricarica multi- sorgente per l'ottimizzazione dei flussi di potenza nelle micro-grid

C. Attaianese, G. Tomasso, M. Di Monaco, M. D'Arpino, U. Abronzini



VALIDAZIONE DI UN CONVERTITORE MODULARE PER INFRASTRUTTURE DI RICARICA MULTI-SORGENTE PER
L'OTTIMIZZAZIONE DEI FLUSSI DI POTENZA NELLE MICRO-GRID

C. Attaianese, G. Tomasso, M. Di Monaco, M. D'Arpino, U. Abronzini
(Università di Cassino e del Lazio Meridionale)

Settembre 2015

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico

Piano di Annuale di Realizzazione 2014

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Prodotti e processi per il miglioramento dell'efficienza energetica nell'elettromobilità

Obiettivo: Convertitore per stazione di ricarica rapida in c.c. con accumulo elettrico stazionario, per l'integrazione nel sistema dei trasporti di E.E. da fonti rinnovabili Responsabile del Progetto: A. Genovese, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Validazione di un convertitore modulare per infrastrutture di ricarica multi-sorgente per l'ottimizzazione dei flussi di potenza nelle micro-grid* "

Responsabile scientifico ENEA: Antonino Genovese, ENEA

Responsabile scientifico Università di Cassino e del Lazio Meridionale: G. Tomasso

Indice

SOMMARIO.....	5
INTRODUZIONE.....	6
1 INNOVATIVITÀ ED ORIGINALITÀ DELLA RICERCA SVOLTA	7
1.1 INTEGRAZIONE DELLA MODALITÀ VEHICLE TO GRID NELLA INFRASTRUTTURA DI RICARICA	8
1.1.1 <i>Layer di sistema</i>	9
1.1.1.1 Algoritmo di ottimizzazione dei flussi di potenza del convertitore modulare	9
1.1.2 <i>Layer di dispositivo</i>	19
1.2 RISOLUZIONE STOCASTICA DEL PROBLEMA DI OTTIMIZZAZIONE.....	23
1.3 OTTIMIZZAZIONE REAL-TIME DELL'ESERCIZIO DEI FLUSSI DI POTENZA DEL CONVERTITORE MODULARE.....	24
2 ANALISI NUMERICA.....	25
2.1 RISOLUZIONE STOCASTICA DEL PROBLEMA DI OTTIMIZZAZIONE DEI FLUSSI DI POTENZA.....	25
2.2 OTTIMIZZAZIONE REAL-TIME DEI FLUSSI DI POTENZA NELL'ESERCIZIO DELL'INFRASTRUTTURA DI RICARICA	30
3 ANALISI SPERIMENTALE	32
4 CONCLUSIONI.....	34
5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	36

Indice delle figure

Figura 1. Struttura del convertitore modulare per infrastrutture di ricarica con accumulo integrato.....	7
Figura 2. Schema del convertitore modulare multi-sorgente.....	9
Figura 3. Logica del risolutore del problema di ottimizzazione.....	12
Figura 4. <i>Flowchart del loop 1</i> – incremento dell'autoconsumo dell'energia fotovoltaica.....	14
Figura 5. <i>Flowchart del loop 2</i> – <i>time-shifting</i> considerando l'acquisto da rete.....	15
Figura 6. <i>Flowchart del loop 3</i> – <i>V2G con allocazione diretta</i>	17
Figura 7. <i>Flowchart del loop 3</i> – <i>V2G con time-shift</i>	18
Figura 8. Struttura del convertitore DC/DC bidirezionale.....	20
Figura 9. Struttura del convertitore per il WPT.....	21
Figura 10. Risoluzione stocastica del problema di ottimizzazione.....	23
Figura 11. <i>Flowchart</i> dell'algoritmo per l'ottimizzazione real-time dei flussi di potenza.....	24
Figura 12. (a) curve di costo orario medio mensile dell'energia elettrica; (b) curve della producibilità oraria media mensile di picco del generatore fotovoltaico.....	25
Figura 13. Analisi probabilistica per la previsione dell'esercizio giornaliero: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell'energia prelevata dalla rete per il sistema con impianto fotovoltaico da 120 kWp ed un sistema di accumulo da 275 kWh; (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.....	26
Figura 14. Analisi probabilistica per il SOC del sistema di accumulo da 275 kWh: (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.....	26
Figura 15. Esercizio giornaliero programmato dell'infrastruttura: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell'energia prelevata dalla rete per il sistema con impianto fotovoltaico da 120 kWp ed un sistema di accumulo da 275 kWh; (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.....	27
Figura 17. Analisi probabilistica per la previsione dell'esercizio giornaliero ipotizzando una riduzione dei costi dei sistemi di accumulo: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell'energia prelevata dalla rete per il sistema con impianto fotovoltaico da 120 kWp ed un sistema di accumulo da 275 kWh; (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.....	28

Figura 16. Analisi probabilistica per il SOC del sistema di accumulo da 275 kWh ipotizzando una riduzione dei costi dei sistemi di accumulo: (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.	28
Figura 18. Esercizio giornaliero programmato dell’infrastruttura ipotizzando una riduzione dei costi dei sistemi di accumulo: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell’energia prelevata dalla rete per il sistema con impianto fotovoltaico da 120 kWp ed un sistema di accumulo da 275 kWh; (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.	29
Figura 19. Esercizio giornaliero programmato dell’infrastruttura ipotizzando una riduzione dei costi dei sistemi di accumulo e disabilitando il <i>time-shifting</i> su rete: (a) distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell’energia prelevata dalla rete per il sistema con impianto fotovoltaico da 120 kWp ed un sistema di accumulo da 275 kWh; (b) andamento del SOC del sistema di accumulo da 275 kWh.....	30
Figura 20. Previsione dell’esercizio giornaliero di Settembre: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell’energia prelevata dalla rete per il sistema in scala con impianto fotovoltaico da 12 kWp ed un sistema di accumulo da 28.8 kWh.	31
Figura 21. Esercizio <i>real time</i> dell’infrastruttura in un giorno di Settembre: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell’energia prelevata dalla rete per il sistema in scala con impianto fotovoltaico da 12 kWp ed un sistema di accumulo da 28.8 kWh.....	31
Figura 22. (a) foto della sezione di potenza del convertitore multi-sorgente; (b) foto del PC di supervisione del convertitore multi-sorgente	32
Figura 23. Foto del <i>set-up</i> sperimentale.....	33
Figura 24. Sinottico del sistema di controllo.	33
Figura 25. Risultati sperimentali relativi all’esercizio giornaliero di un giorno di Settembre per il sistema in scala: (a) potenza richiesta dal carico; (b) potenza di rete; (c) potenza di fotovoltaico; (d) potenza del sistema di accumulo integrato da 28.8 kWh.	34
Figura 26. Risultati sperimentali relativi all’esercizio giornaliero di un giorno di Settembre per il sistema in scala: (a) transizione di potenza del carico tra le ore 11.00 e 12.00; (b) transizione di potenza del pacco batteria tra le ore 11.00 e 12.00.....	34
Figura 27. Risultati sperimentali relativi all’esercizio giornaliero di un giorno di Settembre per il sistema in scala: (a) corrente lato rete di alimentazione; (b) corrente del pacco batteria; (c) tensioni di alimentazione del carico.	35

Sommario

La piattaforma proposta in questa attività di ricerca è costituita da un convertitore multi-sorgente, in grado di interconnettere un impianto fotovoltaico, la rete elettrica di alimentazione principale ed un sistema di accumulo energetico ad un sistema di carichi costituito, nello specifico, da una rete di colonnine di ricarica per veicoli elettrici. Il convertitore è in grado di prevedere flussi bidirezionali di energia per implementare il V2G (*vehicle to grid*). L'unità di controllo utilizzata consente di gestire istante per istante i flussi di potenza da e per ogni singolo ingresso/uscita del convertitore. Tuttavia, il vero valore aggiunto della ricerca svolta nell'ambito di questo progetto riguarda la piattaforma di gestione e controllo del convertitore che, estesa alla *micro-grid*, consente di ottimizzare i flussi di potenza dell'intero sistema. In altre parole, una piattaforma che integra generazione e accumulo distribuito alla ricarica dei veicoli elettrici, anche in presenza del V2G, che minimizza l'impatto sulla rete elettrica sia in termini di potenza prelevata che di costi di acquisto di energia elettrica.

La precedente attività di ricerca è stata concentrata sulla progettazione di una piattaforma numerica che, in funzione dello scenario di elettromobilità considerato consente di:

- dimensionare la taglia delle singole unità del convertitore;
- definire la migliore tipologia di convertitore in funzione dell'efficienza di conversione complessiva;
- dimensionare il sistema di accumulo energetico;
- dimensionare l'eventuale sistema di generazione da fonte rinnovabile (principalmente fotovoltaico);
- definire istante per istante i flussi di potenza ottimali.

A partire dai risultati relativi del precedente progetto di ricerca, si è proceduto ad un ulteriore sviluppo della piattaforma di gestione ottimale dei flussi di potenza, attraverso la risoluzione del problema di *unit commitment* non più attraverso un approccio di tipo deterministico, ma stocastico. Ciò ha consentito un notevole miglioramento del processo di gestione dei flussi di potenza. Inoltre, è stato sviluppato un algoritmo di controllo che consente un'ottimizzazione *real time* dei flussi di potenza, considerando le variazioni che possono verificarsi durante l'esercizio rispetto alla previsione ottenuta precedentemente attraverso un'analisi stocastica.

Un ulteriore sviluppo della piattaforma è stato conseguito attraverso l'introduzione, nella funzione di ottimo, della modalità V2G sia sulla *micro-grid* e sia rispetto alla rete elettrica principale. In particolare in questa attività, è stata introdotto un concetto innovativo di V2G tramite l'introduzione del *time-shifting* dell'energia messa a disposizione dai veicoli elettrici sfruttando la batteria stazionaria presente nell'infrastruttura. Tale soluzione permette di ovviare ad alcuni limiti tecnici del V2G oltre che ottimizzare i flussi di potenza e l'efficienza con cui l'energia è prelevata dai veicoli. È stato allestito presso il Laboratorio di Automazione Industriale dell'Università di Cassino e del Lazio Meridionale un *set-up* sperimentale con cui sono state verificate attraverso un prototipo in scala del convertitore multi-sorgente proposto le prestazioni della piattaforma numerica di ottimizzazione sviluppata durante le attività di ricerca.

Introduzione

Lo sviluppo e l'adozione in larga scala dell'elettromobilità gioca attualmente un ruolo importante nelle iniziative politiche dei Governi a livello europeo e mondiale, sempre più indirizzate a rispondere al bisogno di una mobilità più sostenibile. Diversi progetti e studi sono stati condotti per analizzare lo stato della elettromobilità e per definire delle *roadmap* strategiche per un passaggio più deciso all'elettromobilità [1-8]. Le principali barriere ad un'alta penetrazione di veicoli elettrici sia a livello europeo che mondiale sono:

- l'alto prezzo dei veicoli elettrici dovuto essenzialmente al costo dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica e agli alti costi di produzione;
- il ciclo di vita utile delle batterie;
- l'autonomia limitata e tempi di rifornimento maggiori rispetto a quelli dei veicoli con motore a combustione interna;
- mancanza di un'adeguata e standardizzata infrastruttura di ricarica e relativi modelli di *business*;
- impatto delle infrastrutture di ricarica sul sistema elettrico, particolarmente sulla rete di distribuzione.

Nel corso degli ultimi anni sono stati condotti diversi studi dalla Comunità Scientifica come attività di ricerca nell'ambito di numerosi progetti sull'impatto della mobilità elettrica sul sistema elettrico. I risultati di questi studi attestano che un'alta penetrazione di veicoli elettrici determinerebbe nei prossimi anni la necessità di grossi investimenti per il sistema elettrico per fronteggiare l'aumento dei picchi di potenza ed il peggioramento della *power quality*. Tutto ciò porterebbe ad un forte rallentamento della diffusione di punti di ricarica sul territorio e, in particolare, in aree in cui la rete elettrica presenta già criticità. È riconosciuto, inoltre, che una delle più importanti barriere all'adozione su vasta scala della mobilità elettrica, oltre all'assenza di infrastruttura di ricarica capillarmente distribuita, è rappresentata dalle lunghe attese per la ricarica delle auto elettriche con basse potenza (ricarica lenta @3-7 kW). Di conseguenza, è necessario sviluppare delle infrastrutture di ricarica che consentano di ricaricare velocemente le auto senza, tuttavia, impattare sul sistema elettrico. In particolare, le attività di ricerca sono orientate su *micro-grid*, auspicabilmente integrate con sistemi di generazione da fonti rinnovabili, in grado di disaccoppiare sia in potenza che in energia l'infrastruttura di ricarica dalla rete elettrica. A tal fine, è stato sviluppato un sistema di conversione statico dell'energia multi-sorgente in grado di minimizzare l'impatto delle ricariche sulla rete di alimentazione in termini di energia, potenza e di *power quality*, attraverso l'utilizzo di un sistema di accumulo ibrido ed un generatore fotovoltaico

La soluzione tecnologica sviluppata alimenta una *micro-grid* in cui è possibile ricaricare a potenze superiori (ricariche rapide e veloci) di quelle disponibili al punto di allaccio. L'utilizzo della fonte rinnovabile riduce anche la richiesta di energia dalla rete, rendendo di fatto la mobilità elettrica realmente sostenibile secondo l'approccio "*well to wheel*". Tuttavia, la fonte fotovoltaica è aleatoria e risulta necessario il supporto di un adeguato sistema di accumulo per immagazzinare l'energia prodotta in eccesso dal campo fotovoltaico e utilizzarla nelle ore notturne o in caso di scarsa produzione. Inoltre, il sistema di accumulo integrato consente di immagazzinare l'energia dalla rete nelle ore in cui il costo è minore, per poi utilizzarla nelle ore di picco.

Questo approccio estende, quindi, la nota tecnica del V2G (*vehicle to grid*) alla rete mediante l'uso di sistemi di accumulo distribuiti all'interno della rete stessa, preferibilmente in prossimità dei punti di ricarica. La semplice adozione del V2G, infatti, presenta alcuni limiti tecnici dovuti principalmente al basso valore di energia prelevabile dalle batterie del veicolo, all'aleatorietà della disponibilità di questa energia all'interno della rete, a problemi di natura fiscale e tariffaria e, non da ultimo, alla riluttanza da parte degli utenti a mettere a disposizione l'energia del proprio veicolo considerando le già ridotte autonomie rispetto ai veicoli con motore endotermico. In questa attività di ricerca, il V2G è stato integrato ad un sistema di accumulo distribuito al fine di ottimizzare:

- la potenza di ricarica rispetto a quella della rete;
- i flussi di energia elettrica generata da fonti rinnovabili;
- l'impatto sulla rete di alimentazione principale;
- l'efficienza dell'energia prelevata con il V2G attraverso il "*time shifting*".

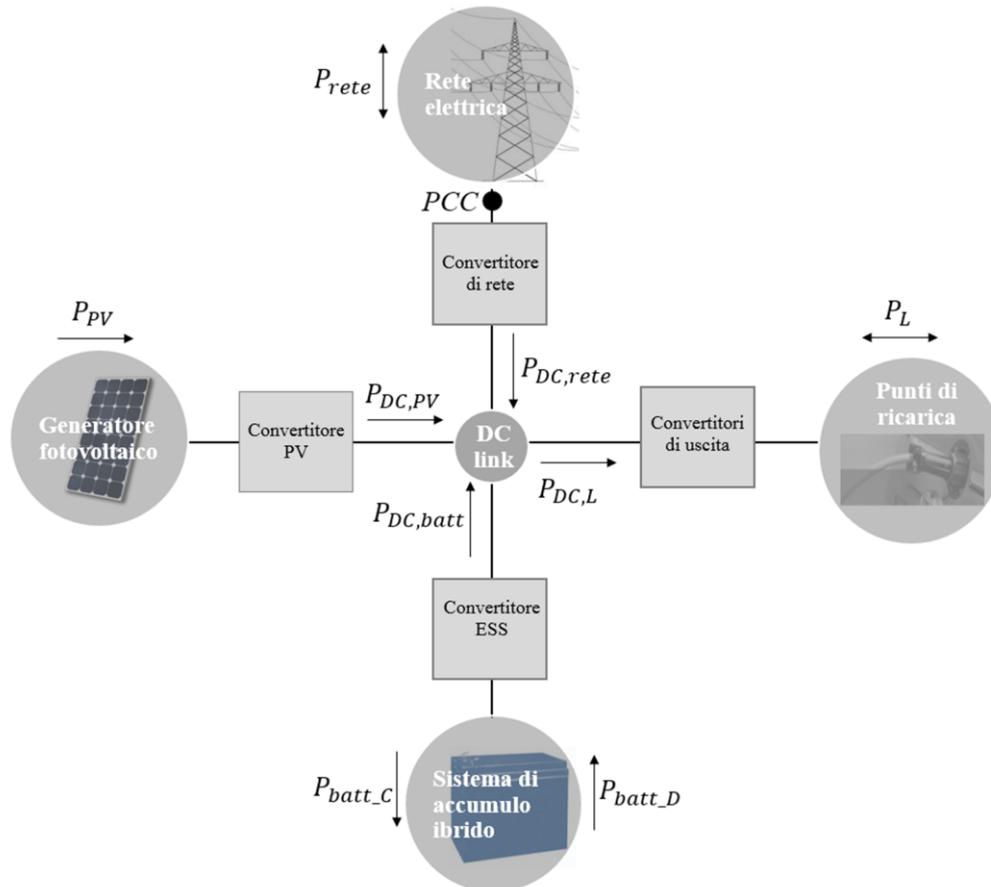


Figura 1. Struttura del convertitore modulare per infrastrutture di ricarica con accumulo integrato.

Nella precedente attività di ricerca, è stata sviluppata un’opportuna piattaforma numerica per la progettazione dell’infrastruttura di ricarica proposta [9-10]. Essa consente di ottenere il progetto di massima del convertitore per uno specifico scenario di elettromobilità tale da garantire il migliore piano di ammortamento dell’investimento iniziale. La piattaforma è composta da due *layers* denominati *layer di sistema* e *layer di dispositivo*. Il primo è basato su un algoritmo per l’ottimizzazione dei flussi di potenza nell’infrastruttura di ricarica; il secondo è dedicato al dimensionamento dei componenti del sistema e contiene, inoltre, un simulatore numerico per l’analisi funzionale dell’intera infrastruttura. All’interno della piattaforma sono state sviluppate ed integrate diverse strutture per le unità di conversione e tecniche di controllo ad alte prestazioni al fine di poter comparare le soluzioni classiche ad altre più innovative.

1 Innovatività ed originalità della ricerca svolta

Durante le attività di ricerca sono stati integrati all’interno dell’infrastruttura di ricarica proposta concetti innovativi come il *vehicle to grid* (V2G). Per implementare la modalità V2G, è stato necessario modificare la struttura del sistema di conversione statica dell’energia elettrica come riportato nella Figura 1. Sono stati sviluppati opportuni convertitori di potenza e relative tecniche di controllo e di modulazione, che consentono un flusso bidirezionale di potenza lato infrastruttura di ricarica e lato rete di alimentazione. Questi nuovi componenti sono stati integrati nel *layer di dispositivo* e la nuova modalità V2G è stata considerata nel *layer di sistema* per la risoluzione del problema di ottimizzazione. Altri aspetti di originalità ed innovazione del progetto di ricerca risiedono nella risoluzione del problema di *unit commitment*, alla base dell’esercizio del sistema, non più con un approccio solamente deterministico, ma anche stocastico e nello sviluppo di un sistema di controllo che ottimizza in *real-time* l’esercizio dell’intera infrastruttura. Nell’analisi dell’esercizio

sono state considerate l'aleatorietà di alcune variabili di ingresso come ad esempio la produzione del generatore fotovoltaico, la potenza richiesta dai veicoli nei processi di ricarica e la presenza di veicoli collegati e disponibili per la modalità V2G. Questo miglioramento del sistema di gestione e controllo dei flussi di potenza all'interno dell'infrastruttura di ricarica consente di prevedere con un certo grado di confidenza l'esercizio del sistema. In tal modo, abbandonando l'approccio deterministico, può essere fatta una previsione sull'esercizio dell'infrastruttura di ricarica migliore e più vicina alle reali condizioni in cui si troverà ad operare. Oltre a determinare probabilisticamente l'esercizio giornaliero, il sistema di controllo esegue *real-time* il *tuning* dell'intera *micro-grid* sulla base dello scostamento tra le previsioni effettuate e le reali condizioni operative, consentendo di ottimizzarne l'esercizio sempre, anche in presenza di perturbazioni.

1.1 Integrazione della modalità vehicle to grid nella infrastruttura di ricarica

Negli ultimi anni sono stati condotti molti studi sulla valutazione dell'impatto dell'elettromobilità sul sistema elettrico [11-13]. In [11], i risultati di analisi numeriche su diversi scenari di penetrazione di veicoli elettrici in Italia mostrano come a livello di macrosistema l'elettromobilità dovrebbe avere un impatto limitato. Tuttavia, a livello di reti di distribuzione l'impatto può essere significativo anche solo considerando le ricariche lente a bassa potenza. Per quanto riguarda la possibilità di installazione di stazioni di ricarica veloce, la soluzione alternativa ai necessari rinforzi è rappresentata da soluzioni con sistemi di accumulo integrato che possono contenere i costi di allaccio e di fornitura dell'energia elettrica e uno sfruttamento migliore della generazione distribuita da fonti rinnovabili. In questo ambito, nelle precedenti attività di ricerca [10], è stato progettato, considerando diversi scenari di mobilità elettrica, un convertitore statico multi-sorgente per infrastrutture di ricarica con accumulo, che consente di minimizzare l'impatto della elettromobilità, anche in presenza di ricariche veloci, sulla rete di alimentazione in termini di energia, di potenza e di *power quality*. Il primo vantaggio è stato ottenuto attraverso l'utilizzo ottimo della fonte rinnovabile non programmabile e del sistema di accumulo ibrido, il secondo attraverso delle opportune topologie e tecniche di controllo del convertitore di interfaccia con la rete.

Negli ultimi anni, oltre all'analisi dell'impatto conseguente ad un'alta penetrazione di veicoli elettrici operanti in modalità *grid to vehicle* (G2V), in cui i veicoli prelevano energia dalla rete di alimentazione, una forte attenzione è stata rivolta anche la modalità *vehicle to grid* (V2G). Infatti, considerato questa modalità l'elettromobilità crea all'interno del sistema elettrico nuove opportunità. In particolare, i veicoli elettrici in sosta e connessi alla rete potrebbero immagazzinare gli eccessi di produzione dell'energia per poi restituirli nei picchi di domanda consentendo di ridurre il loro impatto sul sistema di alimentazione e, allo stesso tempo, di ottenere per i proprietari dei veicoli un ritorno economico. Ad oggi ci sono diverse barriere allo sviluppo del V2G come la necessità di avere a bordo veicolo e nell'infrastruttura di ricarica convertitori statici bidirezionali, sistema di *smart metering*, gestione e controllo *smart* dei flussi di potenza all'interno di una logica di *smart grid*, maggiore degradazione dei sistemi di accumulo dei veicoli. A causa di questi ostacoli l'implementazione del V2G risulta confinata ancora ad attività di ricerca e di progetti pilota. Nelle attività di ricerca svolte è stata integrata questa modalità all'interno della soluzione al fine di valutare i benefici che potrebbero essere introdotti dall'adozione del V2G.

Per l'integrazione del V2G è stato necessario modificare la struttura del sistema di conversione statica dell'energia elettrica come riportato in Figura 2. Questa attività ha previsto lo sviluppo di opportuni convertitori di potenza e relative tecniche di controllo e di modulazione, che consentono un flusso bidirezionale di potenza lato infrastruttura di ricarica e lato rete di alimentazione. Questi nuovi componenti sono stati integrati nel *layer di dispositivo* e la nuova modalità V2G è stata considerata nel *layer di sistema* per la risoluzione del problema di ottimizzazione.

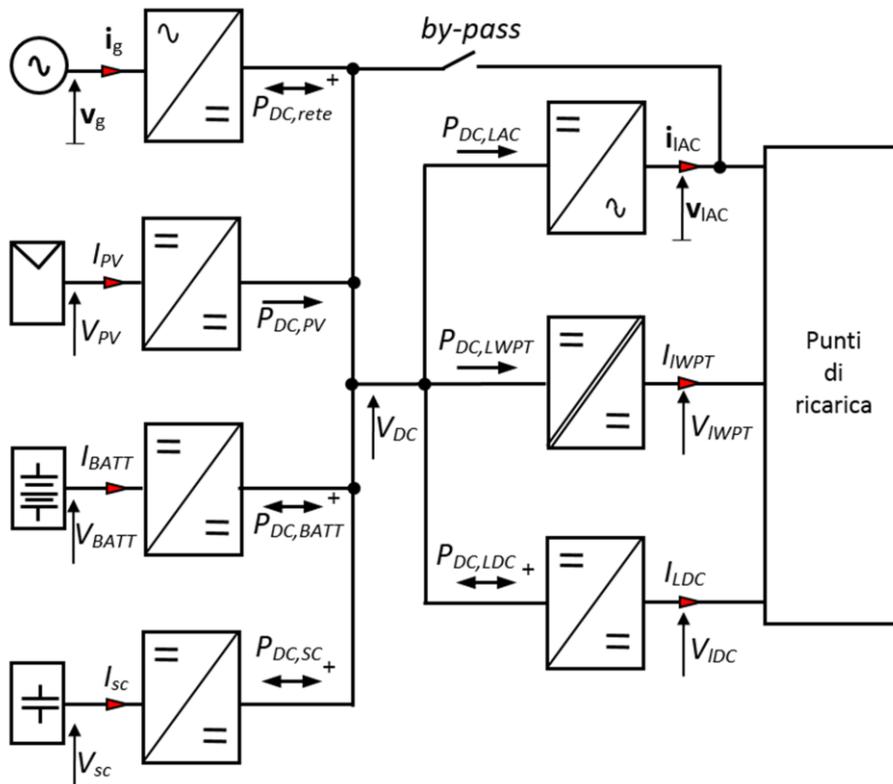


Figura 2. Schema del convertitore modulare multi-sorgente.

1.1.1 Layer di sistema

Il *layer di sistema* della piattaforma numerica consente di minimizzare il costo di esercizio dell'infrastruttura garantendo sempre la potenza di ricarica richiesta attraverso una gestione ottimale dei flussi di potenza delle varie sorgenti del sistema (rete di alimentazione, generatore fotovoltaico, sistema di accumulo stazionario). Con l'introduzione della V2G sono state considerate all'interno del problema di ottimizzazione ulteriori sorgenti rappresentate dai veicoli in sosta disponibili a cedere energia alla rete di alimentazione. Nel seguente paragrafo è descritto l'algoritmo di ottimizzazione utilizzato per la definizione della potenza da prelevare da ogni sorgente per l'alimentazione del carico.

1.1.1.1 Algoritmo di ottimizzazione dei flussi di potenza del convertitore modulare

Come mostrato in Figura 2, i flussi di potenza provenienti dalle sorgenti del sistema di conversione sono sommati attraverso il *dc bus* in comune. In particolare, il bilancio delle potenze immesse sul *dc bus* può essere così espresso:

$$P_{DC,rete} + P_{DC,PV} + P_{DC,batt} + P_{DC,SC} = P_{DC,LAC} + P_{DC,LWPT} + P_{DC,LDC} \quad 1.$$

dove:

- $P_{DC,rete}$ = potenza della rete;
 $P_{DC,pv}$ = potenza dell'impianto fotovoltaico ;
 $P_{DC,batt}$ = potenza del pacco batteria;
 $P_{DC,SC}$ = potenza del banco di supercondensatori;
 $P_{DC,L_{AC}}$ = potenza richiesta dai punti di ricarica in AC;
 $P_{DC,L_{WPT}}$ = potenza richiesta dai punti di ricarica WPT;
 $P_{DC,L_{DC}}$ = potenza richiesta dai punti di ricarica in DC.

I flussi di potenza della rete, del pacco batteria, del banco di supercondensatori, e dei punti di ricarica in DC sono bidirezionali. La possibilità di implementare dei flussi bidirezionali per il convertitore di interfaccia lato rete e per alcuni punti di ricarica consente di analizzare all'interno dell'esercizio dell'infrastruttura la modalità V2G. Inoltre, è stata considerata anche la *Wireless Power Transfer* (WPT) per completare l'analisi sulle possibili tecnologie utilizzabili per i punti di ricarica. Per le unità di conversione del convertitore modulare sono state utilizzate le curve di efficienza, funzione della potenza processata, ricavate nel precedente progetto di ricerca [10].

A partire dal modello matematico del convertitore è stato formulato il problema di ottimizzazione per minimizzare la funzione obiettivo rappresentata dal costo di esercizio giornaliero dell'infrastruttura di ricarica (C_e), che è costituito da tre componenti: il costo di approvvigionamento energetico dalla rete, il costo di degradazione del sistema di accumulo stazionario dell'infrastruttura ed il costo legato all'utilizzo dell'energia proveniente dai veicoli che partecipano al V2G. In particolare, il problema di ottimizzazione è stato formulato nel seguente modo:

$$\min C_e = \min \sum_{h=1}^{24} (c_r[h] P_{rete}[h] \Delta t + C_{deg_{accum. stazionario}}[h] + C_{V2G}[h]) \quad 2.$$

dove per l' h -esima ora:

- $c_r[h]$ = costo dell'energia prelevata dalla rete [€/Wh];
 $P_{rete}[h]$ = potenza prelevata dalla rete [W];
 Δt = intervallo di tempo (1h);
 $C_{deg_{accum. stazionario}}[h]$ = costo di degradazione del sistema di accumulo [€];
 $C_{V2G}[h]$ = costo dell'energia prelevata dai veicoli connessi in V2G [€].

Oltre al rispetto del bilancio delle potenze istantanee al *dc link* del convertitore (1), necessario a garantire al netto delle efficienze la potenza di ricarica richiesta dal carico all' h -esima ora, sono stati considerati i seguenti vincoli aggiuntivi:

$$P_{rete}^m \leq P_{rete}[h] \leq P_{rete}^M \quad 3.$$

$$P_{pv}^m \leq P_{pv}[h] \leq P_{pv}^M \quad 4.$$

$$P_{batt}^m \leq P_{batt}[h] \leq P_{batt}^M \quad 5.$$

$$P_{V2G}^{m,i} \leq P_{V2G}^i[h] \leq P_{V2G}^{M,i} \quad 6.$$

$$P_{PV}[h] \leq P_{mppt}[h] \quad 7.$$

$$SOC[h] = SOC[h-1] + \left(-\frac{P_{batt,D}[h]\Delta t}{\eta_D E_{batt}} + \eta_C \frac{P_{batt,C}[h]\Delta t}{E_{batt}} \right) 100\% \quad 8.$$

$$SOC^m \leq SOC[h] \leq SOC^M \quad 9.$$

$$SOC[0] = SOC[24] = SOC_{in} \quad 10.$$

$$\Delta SOC_{V2G} \leq \Delta SOC_{V2G}^M \quad 11.$$

Le equazioni (3, 4, 5, 6) definiscono i limiti di funzionamento del sistema sulla base delle potenze minima (P^m) e massima (P^M) delle sorgenti. In particolare, P_{rete}^m e P_{rete}^M rappresentano la capacità di interconnessione alla rete elettrica e P_{PV}^m e P_{PV}^M la potenza massima e minima del convertitore di potenza dell'impianto fotovoltaico. La batteria è caratterizzata da una potenza minima e massima di scarica e carica legata alle caratteristiche nominali del pacco batteria e alle scelte progettuali in termini di corrente massima di carica/scarica. Sono fissati dei vincoli di potenza massima e minima anche per la potenza prelevata dal pacco batteria dell'*i-esimo* veicolo (6). L'equazione (7) limita la potenza prelevabile dall'impianto fotovoltaico alla massima potenza estraibile P_{mppt} nell'*h*-esima ora.

Il vincolo (8) lega lo stato di carica all'*h*-esima ora ($SOC[h]$) a quello dell'ora precedente ($SOC[h-1]$) in funzione della potenza di carica o scarica utilizzata ($P_{batt,C}$, $P_{batt,D}$), dell'energia nominale immagazzinabile dal pacco batteria (E_{batt}) e dei rendimenti di carica e scarica del sistema di accumulo (η_C , η_D).

L'energia immagazzinata nel pacco batteria, in termini di stato di carica (SOC), secondo il vincolo (9), deve essere contenuta all'interno di un minimo (SOC^m), per limitare la profondità di scarica e quindi il costo di degradazione, e un massimo (SOC^M) per garantire la piena carica del pacco batteria.

Il vincolo di uguaglianza (10) garantisce che l'energia immagazzinata nel pacco batteria all'inizio del periodo di ottimizzazione uguali quella alla fine. Il vincolo (11) evita che sia prelevata un'energia maggiore di quella messa a disposizione dal veicolo *i-esimo* che partecipa al V2G. Per la risoluzione del problema di ottimizzazione sono stati considerati i seguenti dati di ingresso [10]:

- prezzo di mercato dell'energia elettrica (Prezzo Unico Nazionale (PUN));
- producibilità dell'impianto fotovoltaico;
- costi dei sistemi di accumulo, stazionario e dei veicoli, in funzione della tecnologia [14, 15];
- curva di efficienza delle unità di conversione dell'energia;
- scenario di penetrazione dei veicoli elettrici.

Per consentire una migliore integrazione dei due *layers* della piattaforma numerica e per sviluppare un codice per l'ottimizzazione *real-time* dell'esercizio dei flussi di potenza, anche la risoluzione del problema di ottimizzazione è stata effettuata attraverso l'ambiente Matlab®.

Per determinare la condizione operativa dell'infrastruttura di ricarica che consente di ottenere la minimizzazione del costo dell'esercizio giornaliero e dell'impatto sulla rete, sono assegnate all'interno del risolutore delle priorità per le diverse sorgenti che potrebbero essere disponibili.

In particolare, possono essere identificati all'interno del risolutore quattro *loop* di ottimizzazione posti in cascata come riportato nel diagramma di Figura 3. All'inizio della soluzione del problema di ottimo è valutato il possibile costo di esercizio giornaliero C_e per il caso in cui la potenza richiesta dai processi di ricarica sia bilanciata dalla rete e dalla potenza disponibile dal generatore fotovoltaico. A partire da questo costo di esercizio, nel primo *loop* di ottimizzazione viene verificato se il recupero del *surplus* di produzione

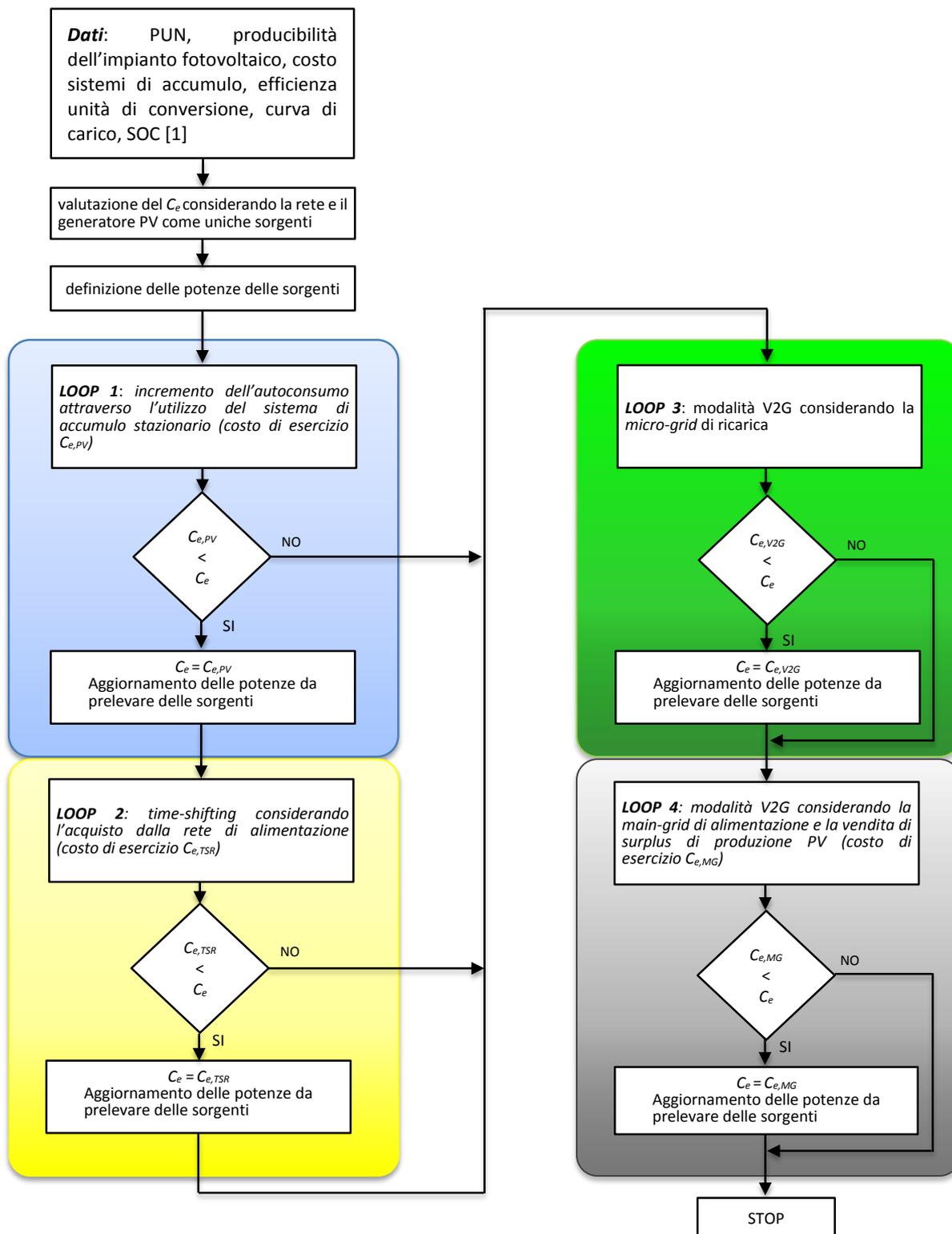


Figura 3. Logica del risolutore del problema di ottimizzazione.

fotovoltaica nel pacco batteria stazionario per un successivo utilizzo dell'energia accumulata in corrispondenza dei prezzi più alti dell'acquisto da rete consente una riduzione del costo di esercizio. Il generatore fotovoltaico è la sorgente del sistema in grado di fornire energia a costo nullo. Nel processo di

ottimizzazione quindi il suo utilizzo è considerato con il livello di priorità massimo. Migliorare l'autoconsumo dell'energia fotovoltaica attraverso l'impiego del sistema di accumulo dell'infrastruttura consente di migliorare il ritorno economico dell'investimento come dimostrato in [10]. Tuttavia nell'analisi dell'esercizio, a fronte di un'eventuale riduzione dell'acquisto dell'energia da rete ai prezzi più alti va considerato il costo di degradazione legato all'utilizzo del sistema di accumulo. Quindi il risolutore verifica se c'è convenienza economica nell'utilizzo del sistema di accumulo e quantifica l'energia da prelevare dal pacco batteria stazionario.

In Figura 4 è riportato il *flowchart* utilizzato per identificare la soluzione che consente di massimizzare l'autoconsumo dell'energia fotovoltaica. Inizialmente è valutato il surplus di produzione fotovoltaica sulla base del profilo di carico richiesto e la previsione di produzione fotovoltaica. Successivamente il pacco batteria stazionario è caricato nelle ore in cui si verifica un surplus di produzione fotovoltaica fino all'eventuale raggiungimento di una stato di carica pari al 100%. Nel caso in cui il sistema di accumulo non raggiunge la piena carica, è aperto un intervallo temporale a partire dalla prima ora in cui si verifica un surplus fino alla chiusura della giornata. Nel caso contrario l'algoritmo considera più intervalli di ottimizzazione cercando di minimizzare le perdite di surplus di produzione fotovoltaica. Nel dettaglio, sono considerati due intervalli, il primo che ha inizio con la prima ora in cui si verifica un surplus di produzione fotovoltaica e fine con l'ora in cui il sistema di accumulo raggiunge un SOC pari al 100%; il secondo intervallo ha come inizio il termine del precedente e fine il termine del giornata di esercizio. Definiti gli estremi degli intervalli, successivamente, è valutata la convenienza economica nello scaricare il sistema di accumulo, con conseguente costo di degradazione, per fornire la potenza richiesta al carico in luogo di un prelievo dalla rete di alimentazione. All'interno degli intervalli di ottimizzazione le ore in cui si ha un beneficio maggiore nell'utilizzo del pacco batteria rispetto alla rete di alimentazione sono quelle, ovviamente, con il PUN più alto. Di conseguenza, il criterio di priorità adottato nella scelta delle ore dell'intervallo in cui provare ad allocare in scarica la potenza prelevabile dal pacco batteria è quello del PUN orario. In particolare, a seguito di ordinamento dei PUN orari in senso decrescente, l'algoritmo inizia ad annullare l'eventuale potenza prelevata dalla rete a partire dalla ora con il PUN massimo e prosegue scorrendo le ore dell'intervallo a PUN decrescente fino ad esaurire tutta la potenza disponibile. Nel caso di chiusura dell'intervallo di ottimizzazione con la fine del giorno, il SOC a cui può essere portata la batteria al termine del giorno è vincolato al valore che presentava all'inizio del giorno. Al termine del primo tentativo di allocazione, è valutato il nuovo costo di esercizio $C_{e,pv}$ che tiene in conto la riduzione della potenza prelevata dalla rete e del costo di degradazione del sistema di accumulo. Il processo di ottimizzazione termina se si ottiene una riduzione del costo operativo, in caso contrario si procede ad una riduzione progressiva dell'energia prelevata dal sistema di accumulo fino a quando viene riscontrato un eventuale beneficio economico. In questo modo è possibile definire perfettamente il quantitativo di energia da prelevare dal pacco batteria che fornisce una riduzione del costo di esercizio e che, ovviamente, potrebbe essere inferiore all'intera energia disponibile o al limite nulla. Al termine di questa fase, nel caso di convenienza economica dell'utilizzo del sistema di accumulo, sono valutate eventuali perdite di surplus di produzione fotovoltaica ancora presenti. In presenza di tali perdite, l'intervallo di produzione fotovoltaica è suddiviso nuovamente in un numero di intervalli tali da consentire al processo di ottimizzazione eventualmente di annullare o minimizzare tali perdite con l'utilizzo del sistema di accumulo. Con riferimento alla Figura 3 al termine del primo *loop* di ottimizzazione, se è ottenuta una riduzione del costo di esercizio, sono aggiornati il costo operativo dell'infrastruttura di ricarica e i valori delle potenze da prelevare dalle sorgenti considerate (rete, generatore fotovoltaico, sistema di accumulo stazionario) e abilitato il secondo *loop* di ottimizzazione. In questo processo di ottimizzazione è valutata la convenienza economica ad acquistare energia dalla rete in corrispondenza delle ore con PUN basso, accumularla nel sistema di accumulo e poi utilizzarla nelle ore con PUN maggiori (*time-shifting*). Se l'utilizzo del sistema di accumulo per il recupero del surplus di produzione fotovoltaica non è conveniente, l'algoritmo non valuta il possibile miglioramento che può essere conseguito con il *time-shifting* con l'acquisto da rete in quanto è stato già verificato che in corrispondenza di un acquisto di energia a costo nullo (energia fotovoltaica) non è conveniente utilizzare il sistema di accumulo in scarica a causa del suo costo di degradazione.

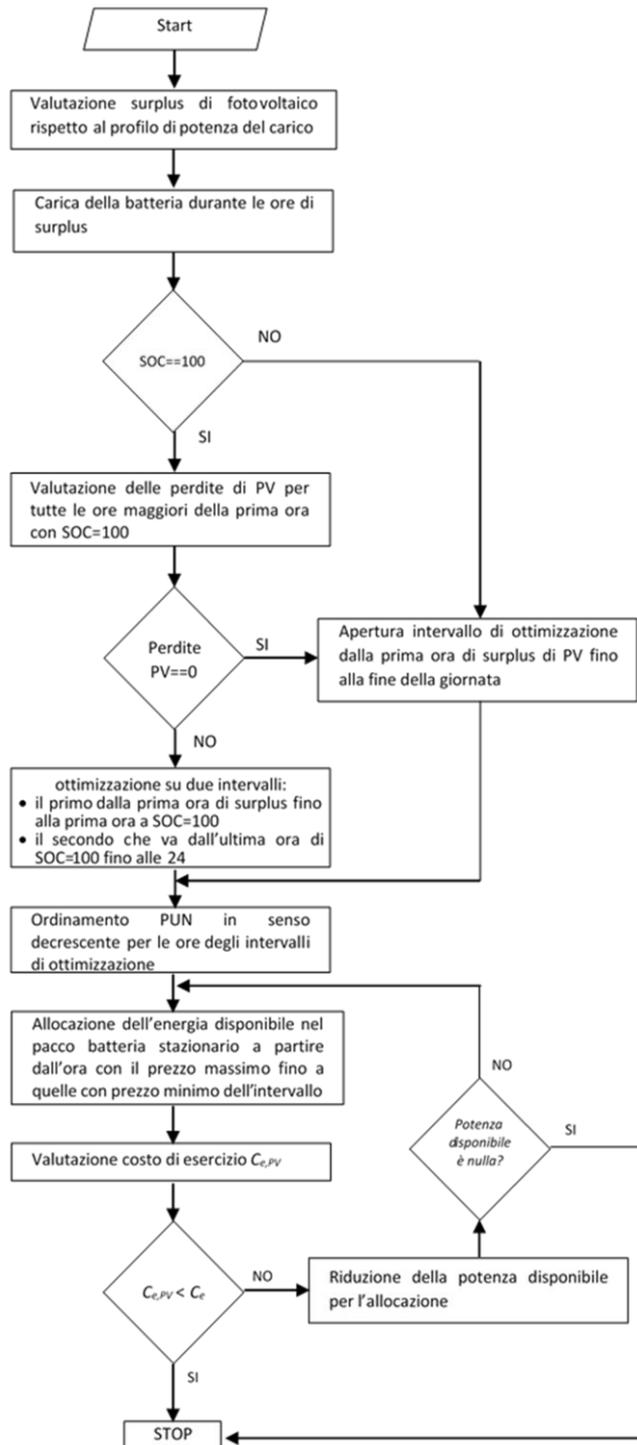


Figura 4. Flowchart del loop 1 – incremento dell’autoconsumo dell’energia fotovoltaica.

In Figura 5 è riportato il *flowchart* utilizzato per la risoluzione del problema di ottimizzazione del *time-shifting* con l’acquisto da rete. A partire dallo scenario definito dal precedente *loop*, in termini di costo e flussi di potenza all’interno dell’infrastruttura, l’algoritmo come primo *step* definisce quali sono le possibili ore in cui si può effettuare l’acquisto. In particolare, è identificata l’ora con PUN minimo assoluto e l’insieme di ore con i PUN minimi relativi. Il processo di ottimizzazione è suddiviso successivamente nella risoluzione di due casi, uno relativo alle ore precedenti l’ora con il PUN minimo assoluto ($h_{min_assoluto}$) e l’altro per le ore successive.

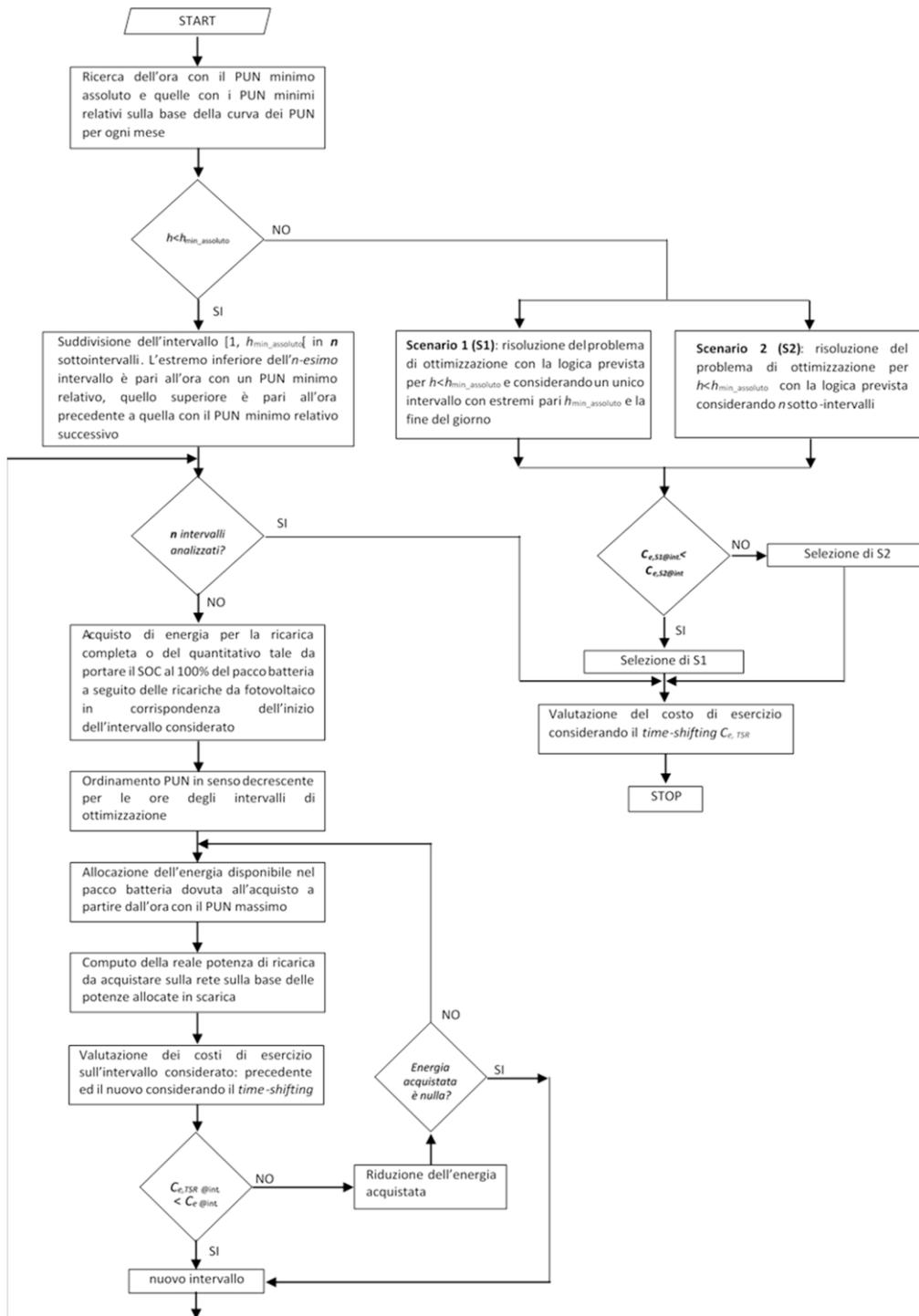


Figura 5. Flowchart del loop 2 – time-shifting considerando l'acquisto da rete.

Nel primo caso l'intervallo complessivo è suddiviso in n sottointervalli che hanno come estremo inferiore l'ora in cui si registra un minimo relativo del PUN ed estremo superiore l'ora precedente a quella con il successivo minimo relativo per il PUN. Per ogni sottointervallo è inizialmente acquistata dell'energia dalla rete in corrispondenza dell'ora a minimo PUN tale da consentire la ricarica completa del pacco batteria. L'algoritmo considera inoltre che in alcuni casi la ricarica completa in alcune ore di acquisto non potrebbe essere possibile a causa di successive ricariche da fonte fotovoltaica che porterebbero il sistema di accumulo ad essere sovraccaricato. In questi casi, è considerato un acquisto del quantitativo massimo di energia tale

che al termine delle successive cariche fotovoltaiche non faccia superare il 100% di SOC in nessuna condizione operativa. Definita la quantità di energia disponibile per ridurre l'assorbimento da rete nelle ore più costose, come nel caso precedente, si procede all'ordinamento dei PUN orari in senso decrescente e l'algoritmo inizia ad annullare l'eventuale potenza prelevata dalla rete a partire dalla ora con il PUN massimo e prosegue scorrendo le ore dell'intervallo a PUN decrescente fino ad esaurire tutta la potenza disponibile o le ore a disposizione. Infatti, ipotizzando di ricaricare come primo tentativo tutta l'energia massima possibile, potrebbero capitare dei casi in cui tutta l'energia ipotizzata per l'acquisto non sia successivamente allocata in fase di scarica. Per rispettare il bilancio tra l'energia acquistata e quella successivamente utilizzata per alimentare i processi di ricarica, è previsto a valle del processo di allocazione, prima del computo del nuovo costo di esercizio per l'intervallo considerato con il *time-shifting* sulla rete, il calcolo della reale potenza che deve essere acquistata nell'ora a PUN minimo.

Se il costo di esercizio dell'intervallo con il *time-shifting* risulta inferiore a quello ottenuto dal *loop* di ottimizzazione precedente, sono aggiornati i nuovi flussi di potenza previsti e l'algoritmo prosegue ad ottimizzare l'esercizio dell'infrastruttura negli intervalli successivi. In caso contrario, iterativamente è ridotta la potenza acquistata da rete e ripetuto il processo di allocazione e valutazione dei nuovi costi di esercizio. In questo modo è possibile valutare la convenienza di acquisti di energia da rete inferiori fino a quando non si ottiene un eventuale beneficio economico. Il processo termina nel momento in cui è considerato un acquisto di energia pari a zero. Per le ore successive a quella con il PUN minimo assoluto, sono considerati due scenari in cui è ripetuto l'algoritmo di soluzione di ottimo con la logica precedentemente descritta. Nel primo scenario è considerato un unico intervallo di ottimizzazione delimitato da $h_{min_assoluto}$ e la fine del giorno. Nel secondo scenario l'intero intervallo è suddiviso in sottointervalli delimitati dai minimi relativi. Al termine del processo di ottimizzazione è selezionato lo scenario che consente di ottenere il costo di esercizio inferiore nell'intervallo $[h_{min_assoluto}, 24]$. A conclusione l'algoritmo procede alla valutazione del nuovo costo di esercizio giornaliero considerando il *time-shifting* sulla rete di alimentazione $C_{e,TSR}$. Al termine dell'intero *loop* di ottimizzazione (Figura 3), se ottenuta una riduzione del costo di esercizio sono aggiornati il costo operativo dell'infrastruttura di ricarica da considerare nel *loop* di ottimizzazione successivo e i valori delle potenze da prelevare dalle sorgenti considerate e attivato il terzo *loop* di ottimizzazione per la modalità V2G verso la *micro-grid* di ricarica. Con questo livello ulteriore è valutata la possibilità di sfruttare i veicoli non in carica ma connessi all'infrastruttura, che mettono a disposizione un quantitativo di energia e potenza, in cambio di una remunerazione economica, per alimentare altri processi di ricarica ed ottenere un'ulteriore riduzione del costo operativo derivato dall'ottimizzazione dei due *loops* precedenti. Per l'identificazione della soluzione ottima sono stati identificate due modalità:

1. Allocazione diretta: l'energia resa disponibile dai veicoli in V2G è convogliata direttamente attraverso il convertitore ai veicoli in G2V;
2. V2G *time-shifting*: l'energia resa disponibile dai veicoli in V2G è precedentemente accumulata nel sistema di accumulo stazionario e successivamente fornita ai veicoli in G2V.

L'allocazione diretta ha il vantaggio di limitare le perdite di efficienza dell'intero sistema e di evitare la degradazione del sistema di accumulo stazionario rispetto alla modalità V2G *time-shifting*. Tuttavia, presenta lo svantaggio di non poter utilizzare l'energia acquistata dai veicoli in V2G in ore in cui essi non sono collegati ed il PUN è alto. L'utilizzo dell'energia da V2G, prevedendo il *time-shifting* attraverso il sistema di accumulo stazionario, consentirebbe una forte riduzione della voce di costo legata all'acquisto dell'energia da rete. Di conseguenza per l'infrastruttura di ricarica con accumulo integrato proposta devono essere analizzate entrambe le modalità per il V2G. In funzioni del particolare scenario di elettricità considerato potrebbe essere conveniente una delle due soluzioni o anche una ibrida. Sono risolti in cascata i problemi di ottimizzazione relativi alle due modalità per l'identificazione della soluzione ottima. Come primo *step* è risolto il problema relativo alla modalità di allocazione diretta. In Figura 6 è mostrato il *flowchart* utilizzato per la risoluzione del problema di ottimizzazione. Inizialmente sono identificati gli intervalli di presenza dei veicoli che partecipano al V2G e le relative energie e potenze massime messe a disposizione. Identificati gli *slot* temporali dei veicoli, sono determinate le energie disponibili per ogni intervallo considerando l'aggregato di tutti i veicoli presenti. Per ogni intervallo, come per i *loop* precedenti, si procede all'allocazione delle

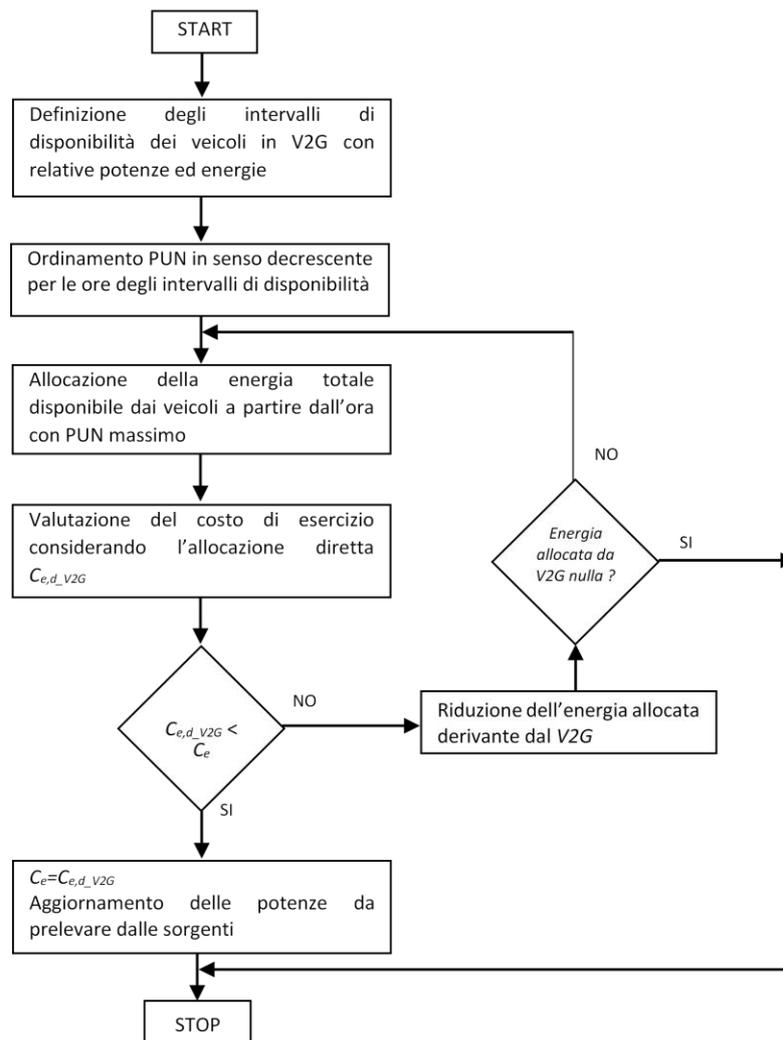


Figura 6. Flowchart del loop 3 – V2G con allocazione diretta.

potenze dal V2G dopo aver ordinato secondo il criterio del PUN decrescente. Ad esempio, se un veicolo è presente per un intervallo di due ore con PUN diversi, il risolutore alloca prima sull'ora con il PUN maggiore cercando di annullare il prelievo di energia dalla rete di alimentazione e, successivamente, l'eventuale residuo di energia disponibile è allocato sull'ora con PUN minore. A valle dell'allocazione di tutta l'energia disponibile è valutato il nuovo costo di esercizio ottenibile con il V2G in allocazione diretta $C_{e,d,V2G}$, in cui si ottiene una riduzione della voce di costo relativa all'acquisto di energia da rete ed un incremento relativo al costo dell'energia proveniente dal V2G. Se il nuovo costo di esercizio è minore di quello ottenuto dai precedenti *loop* di ottimizzazione, il processo è arrestato e si procede, dopo l'aggiornamento del costo di esercizio e dei flussi di potenza ottimi, ad analizzare l'altra modalità prevista per il V2G. In caso contrario, come nei casi precedenti, si procede iterativamente alla riduzione della potenza del V2G utilizzata all'allocazione e alla valutazione dei costi. Nel caso dell'esempio di riferimento, si rinuncia ad allocare tutta o in parte la potenza proveniente dal V2G nell'ora con il PUN minore, e si valuta se questa riduzione determina eventualmente una riduzione del costo di esercizio.

In Figura 7 è rappresentato il *flowchart* dell'algoritmo utilizzato per risolvere il problema di ottimizzazione relativo alla modalità V2G *time-shifting*. Come è possibile notare, inizialmente è determinato l'insieme delle ore in cui è risultato conveniente l'utilizzo della allocazione diretta delle potenze provenienti dai veicoli in V2G. Le ore sono successivamente ordinate sulla base del valore del PUN. In questo *step* le ore sono ordinate secondo il PUN crescente. In questo modo la prima ora in cui sarà valutata la convenienza economica nel

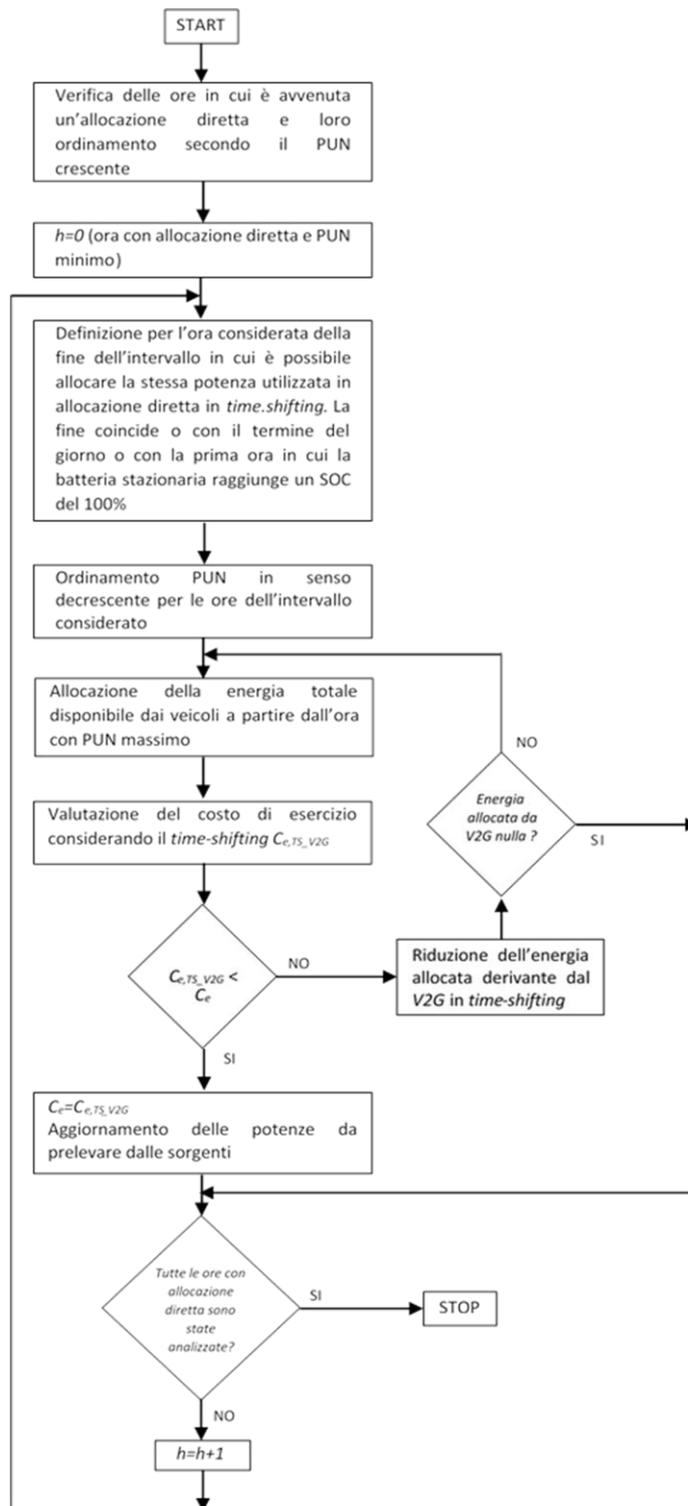


Figura 7. Flowchart del loop 3 – V2G con time-shift.

spostare la potenza V2G in allocazione diretta sulle ore a PUN maggiori attraverso l'utilizzo del sistema di accumulo stazionario è quella con il PUN minimo. Con questo approccio dunque sono lasciati i veicoli in modalità V2G in allocazione diretta sulle ore a PUN maggiori, evitando di utilizzare in quelle ore in cui sono già presenti dei veicoli, l'energia di altri veicoli in *time-shifting*. Questa condizione deve assolutamente essere evitata perché determina un peggioramento delle prestazioni del sistema. Infatti, come precedentemente

analizzato, la modalità *time-shifting* è caratterizzata da una voce di costo aggiuntiva legata all'utilizzo del pacco batteria stazionario e da un incremento delle perdite dovuto ai diversi processi di carica/scarica aggiuntivi. Per ogni ora considerata per il *time-shifting* è fissata la fine dell'intervallo in cui meglio poter allocare la potenza disponibile dai veicoli. La fine dell'intervallo coincide con il termine del giorno o con la prima ora in cui la batteria stazionaria raggiunge un SOC del 100%, appunto per rispettare il vincolo di piena carica. Successivamente, si procede a un riordino delle ore dell'intervallo considerato secondo il criterio del PUN decrescente. Quindi, l'energia disponibile è allocata a partire dall'ora con il PUN massimo procedendo verso quella a PUN minimo. Al termine dell'allocazione è valutato il nuovo costo di esercizio C_{e,TS_V2G} . Se il costo di esercizio è minore del precedente, dopo l'aggiornamento del funzionamento del sistema, si procede nel considerare le ore successive per valutare la convenienza nella migrazione dalla modalità allocazione diretta a quella in cui è previsto il *time-shifting*. Anche per questo *loop* di ottimizzazione è previsto, nel caso in cui non è conveniente al primo tentativo la nuova modalità analizzata, un processo iterativo per la riduzione della potenza considerata in fase di allocazione.

Al termine dell'intero *loop* di ottimizzazione relativo al V2G nella *micro-grid* di ricarica si procede all'ultimo *loop* di ottimizzazione in cui è considerata la vendita dell'eventuale surplus di produzione fotovoltaica e dell'energia dei veicoli in V2G sulla rete di alimentazione (*main-grid*). Ovviamente prima di procedere all'ultimo livello di ottimizzazione, il funzionamento del sistema è aggiornato se si verifica una riduzione del costo di esercizio $C_{e,V2G}$ rispetto a quello precedente.

Nell'ultimo livello di ottimizzazione, partendo dalle decisioni prese dall'ottimizzazione dell'esercizio della *micro-grid* di ricarica, come primo *step* viene immessa in rete la potenza fotovoltaica in esubero in tutti i punti dove la richiesta di potenza dalla rete è nulla, in quanto il convertitore di interfaccia verso la rete è unico. L'immissione in rete dell'esubero della produzione fotovoltaica determina una riduzione del costo di esercizio dell'infrastruttura con un beneficio in termini di riduzione del periodo di *payback* dell'investimento. Per quando riguarda l'energia che proviene dai veicoli in V2G che sono connessi in ore a richiesta di rete nulla, l'immissione in rete avviene se è presente un margine di guadagno tra la vendita rispetto al costo di acquisto dell'energia dai veicoli. Costo che comprende la degradazione del pacco batteria del veicolo ed un eventuale guadagno. La scelta di utilizzare il V2G prima per l'ottimizzazione dell'esercizio della *micro-grid* e successivamente per eventuali immissioni di potenza nella rete di alimentazione è giustificata dalla notevole riduzione delle perdite ottenibili dall'utilizzo locale dell'energia proveniente dal V2G, come nel caso della generazione distribuita, e dalla probabile difficoltà di una gestione in *smart grid* delle reti di distribuzione del sistema elettrico italiano nei prossimi anni.

Uno dei parametri fondamentali per l'ottimizzazione dell'esercizio dell'intera infrastruttura di ricarica è il SOC del sistema di accumulo ad inizio giornata (SOC[1]). Nel processo di ottimizzazione completo, articolato sui 4 *loops* precedentemente descritti, sono considerati diversi valori del SOC iniziale nella fase di identificazione della soluzione ottima. In particolare, il SOC iniziale è fatto variare dal minimo consentito dalla tecnologia della batteria al 100%, e per ogni valore è determinato attraverso l'algoritmo di ottimizzazione il costo di esercizio giornaliero. A valle di questa iterazione è scelto il valore del SOC iniziale che consente di ottenere il costo di esercizio minimo assoluto. Per quanto riguarda le perdite del sistema proposto, sono state considerate tutte le efficienze reali delle diverse unità di conversione sulla base delle curve ricavate nella precedente attività di ricerca [10].

1.1.2 Layer di dispositivo

A livello del *layer* di dispositivo sono stati considerati opportuni convertitori di potenza e relative tecniche di controllo e di modulazione, che consentono un flusso bidirezionale di potenza lato infrastruttura di ricarica e lato rete di alimentazione per l'implementazione della modalità V2G. In questa sezione è riportato il dimensionamento ed il controllo di un convertitore dc/dc bidirezionale per la ricarica dei veicoli e un convertitore dc/dc per la ricarica con tecnologia WPT.

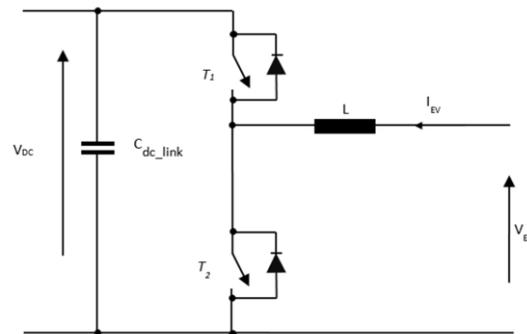


Figura 8. Struttura del convertitore DC/DC bidirezionale.

Convertitore DC-DC bidirezionale per la ricarica dc di un veicolo

Il convertitore dc/dc bidirezionale di Figura 8 può operare nelle due modalità G2V e V2G nel seguente modo:

- *step-up (V2G)*: in questa modalità il flusso di potenza è diretto dalla sorgente dc verso il *dc link*. Lo *switch T₁* è sempre aperto, mentre lo *switch T₂* è comandato in funzione delle legge di controllo implementata. Il diodo di ricircolo dello *switch T₁*, costituisce il diodo di blocco tipico di un convertitore *step-up*;
- *step-down (G2V)*: in questa modalità il flusso di potenza è diretto dal *dc link* verso il sistema di accumulo del veicolo. Lo *switch T₂* è sempre aperto, mentre lo *switch T₁* è comandato in funzione delle legge di controllo implementata. Il diodo di ricircolo dello *switch T₂* costituisce il diodo di *freewheeling*.

La funzione di trasferimento del convertitore va differenziata in funzione della modalità operativa:

$$\frac{V_{EV}}{V_{DC}} = D \text{ step down } (I_{EV} < 0) \tag{12}$$

$$\frac{V_{DC}}{V_{EV}} = \frac{1}{1-D} \text{ step up } (I_{EV} > 0)$$

La potenza nominale considerata per il dimensionamento del convertitore bidirezionale è pari a 50 kW. Gli *switches* devono bloccare la tensione del *dc link* pari a 800 V e una corrente nominale pari a circa 60 A. Il dispositivo scelto per l’implementazione è il *PM200DSA120* della *Mitsubishi*[®].

Il dimensionamento del convertitore è stato effettuato in modo da soddisfare le specifiche in entrambe le modalità di funzionamento considerando una corrente minima di scarica e carica pari a un millesimo della capacità del veicoli che è stata supposta essere pari a 20 kWh. La tensione nominale del pacco batteria considerata in fase di progettazione è pari a 400V.

Durante il *V2G*, il convertitore lavora da *step-up*, quindi il valore di *duty cycle* può essere calcolato con la seguente equazione:

$$\frac{V_{DC}}{V_{EV}} = \frac{1}{1-D} \Rightarrow D = 1 - \frac{V_{EV}}{V_{DC}} = 1 - \frac{400}{800} = 0.5 \tag{13}$$

Il valore minimo dell’induttanza dell’induttore per operare in modalità di conduzione continua anche in condizioni di carico minimo è stato calcolato con la seguente relazione:

$$L \geq \frac{V_{DC} T_s}{2 I_{OB}} D(1-D)^2 = \frac{800 \times 100 \times 10^{-6}}{2 \times 2} 0.5(1-0.5)^2 H = 2.5 \text{ mH} \tag{14}$$

Il condensatore di filtraggio d’uscita deve assicurare un *ripple* di tensione massimo pari al 1% della tensione nominale. Il valore della capacità è stato determinato con la seguente relazione:

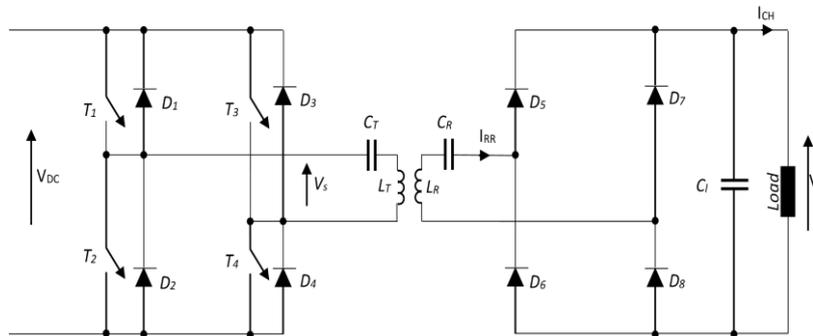


Figura 9. Struttura del convertitore per il WPT.

$$C \geq \frac{I_o DT_s}{\Delta V_{DC}} = \frac{60 \times 0.5 \times 100 \times 10^{-6}}{8} F = 375 \mu F \quad 15.$$

dove I_o è la corrente del carico e ΔV_{DC} è il ripple di tensione desiderato.

Fissando una corrente di scarica minima pari a 1 A (funzionamento G2V) e frequenza di commutazione pari a 10 kHz, il valore dell'induttanza a limite tra conduzione continua e discontinua, è data dalla seguente relazione:

$$L \geq \frac{DT_s}{2I_{OB}} (V_{DC} - V_{EV}) = \frac{0.5 \times 100 \times 10^{-6}}{2 \times 1} (800 - 400) H = 10 mH \quad 16.$$

Il valore della capacità di filtraggio è stata imposta pari a 2 mF, in fase di analisi numerica. Ciò è necessario per migliorare la stabilità del *dc link*. In Tabella 1 sono raccolte le caratteristiche fondamentali convertitor dc/dc bidirezionale.

Induttanza di boost L	10 mH
Condensatore di uscita C	2 mF
Frequenza di <i>switching</i>	10 kHz
Tensione d'ingresso	400 V
Tensione d'uscita	800 V

Tabella 1 – Parametri del convertitore DC/DC bidirezionale lato veicolo.

Sistema di carica wireless

Il sistema di carica wireless, riportato in Figura 9 è costituito da un ponte ad *H* modulato con tecnica *phase-shift* che alimenta la sezione di trasmissione. Essa è costituita da un avvolgimento primario che trasferisce potenza al secondario attraverso un accoppiamento magnetico, migliorato dalla presenza di rete di compensazione della potenza reattiva. In fase di progetto deve essere considerato che il carico del convertitore è variabile durante il processo di ricarica del sistema di accumulo. Per questo motivo è stata utilizzata una tecnica di compensazione serie della potenza reattiva poiché essa permette di svincolare la frequenza di risonanza dal carico collegato al convertitore.

Il sistema di carica è connesso direttamente al *dc link* della stazione di ricarica, quindi deve accettare una tensione massima di ingresso pari a 800V. La tensione d'uscita del sistema è stata posta pari a 400 V, e la corrente massima è pari a 10 A. La frequenza di lavoro è stata scelta pari a 85 kHz, valore ritenuto attualmente uno standard per questa tecnologia.

Essendo il primario modulato con tecnica *phase-shift*, il valore massimo dell'ampiezza della prima armonica vale:

$$V_{spk} = V_{DC} \frac{4}{\pi} \sin\left(\frac{\Phi}{2}\right) \quad 17.$$

dove Φ è l'angolo di sfasamento tra i pattern, V_{DC} è la tensione del bus dc. L'angolo di sfasamento massimo per questa tecnica è pari a $\pi/2$ e quindi l'ampiezza massima della prima armonica di tensione in uscita dal ponte ad H è pari a 1018 V.

La corrente di picco, sinusoidale per via della risonanza presente tra l'avvolgimento primario e la rete di compensazione, è pari nel caso in cui al secondario viene collegato un ponte di diodi ad H:

$$I_{RRpk} = \frac{\pi}{2} I_{CH} \quad 18.$$

dove I_{CH} è la corrente massima che il carico può prelevare. In condizioni di carico massimo la corrente vale 10 A, pertanto il valore di corrente di picco nel secondario è pari a 15.70 A.

Dunque è possibile definire il valore massimo del coefficiente di magnetizzazione M , superato il quale non è più possibile far fluire la corrente nell'avvolgimento primario poiché la contro forza elettromotrice indotta supererebbe il valore massimo della prima armonica. Il valore massimo della mutua induzione è:

$$M_{\max} = \frac{4}{\pi} \frac{V_{DC}}{2\pi f_s I_{RRpk}} \quad 19.$$

dove f_s è la frequenza di *switching* del ponte ad H. Nelle condizioni precedentemente esposte vale 120 μ H. Ipotizzando un coefficiente di accoppiamento k per l'avvolgimento pari a 0.25, si determinano il valore di induttanza degli avvolgimenti primario e secondario. In particolare:

$$k = \frac{M^2}{L_T L_R} \quad 20.$$

dove L_T e L_R rappresentano rispettivamente il valore di induttanza, primaria e secondaria degli avvolgimenti. Supponendo che l'avvolgimento primario e secondario siano identici il valore di induttanza è pari a:

$$L_R = L_T = \sqrt{\frac{M^2}{k}} \quad 21.$$

Ipotizzando M pari al valore massimo, precedentemente definito, e k uguale 0.25 il valore di induttanza per gli avvolgimenti è pari a 240 μ H.

Nel caso di compensazione serie della potenza reattiva, il valore della capacità al primario C_T e secondaria C_R in condizioni di risonanza sono pari a :

$$C_T = \frac{1}{L_T (2\pi f_s)^2} \quad 22.$$

$$C_R = \frac{1}{L_R (2\pi f_s)^2}$$

Essendo i due avvolgimenti identici ed f_s pari a 85 kHz, le capacità di compensazione serie valgono 14.6 μ F. Per validare il dimensionamento ed il modello adottato sono state eseguite diverse analisi numeriche, settando un valore di tensione al carico pari a 400 V. Il controllo di tensione è stato implementato attraverso un regolatore *PI* che definisce, in base all'errore di tensione tra il riferimento impostato e il valore misurato sul carico (V_i), il valore dell'angolo di sfasamento tra i pattern di modulazione. I risultati delle analisi numeriche hanno mostrato il pieno rispetto delle specifiche di progetto da parte del convertitore.

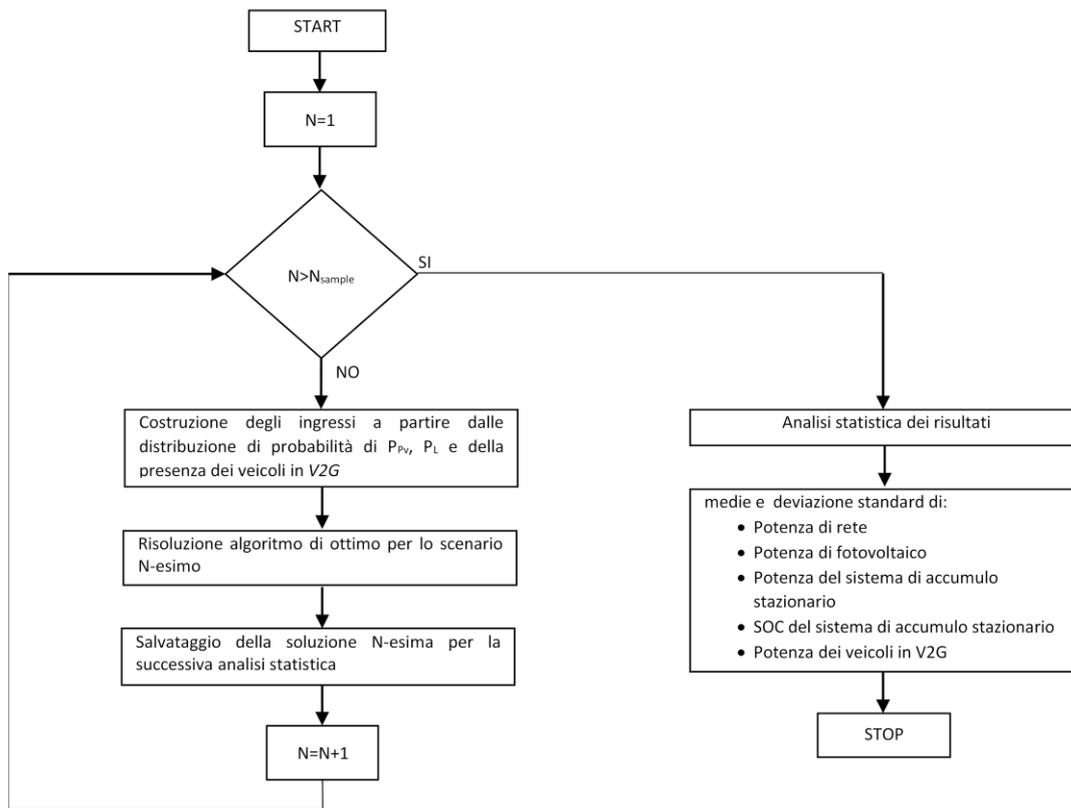


Figura 10. Risoluzione stocastica del problema di ottimizzazione.

1.2 Risoluzione stocastica del problema di ottimizzazione

Il problema di *unit commitment*, alla base dell'esercizio del sistema, è stato risolto con un approccio non più solamente deterministico [10], ma anche stocastico. La necessità di utilizzare un approccio di tipo probabilistico risiede nel fatto che alcune delle grandezze di ingresso al sistema sono affette da variazioni temporali intrinsecamente casuali. In particolare, nell'analisi dell'esercizio della infrastruttura sono state considerate l'aleatorietà di alcune variabili di ingresso come ad esempio la produzione del generatore fotovoltaico, la potenza richiesta dai veicoli nei processi di ricarica e la presenza di veicoli collegati e disponibili per la modalità V2G. Nel corso degli anni sono stati proposti diversi metodi probabilistici per la risoluzioni dei problemi di questa natura [16, 19]. Il metodo adottato durante le attività di ricerca è quello numerico di tipo Monte Carlo. Questo è un metodo utilizzato per simulazioni stocastiche basate sull'utilizzo di dati di ingresso ricavati in modo pseudo-random a partire delle funzioni di densità di probabilità (fdp) delle variabili aleatorie di interesse. I campioni degli ingressi così ottenuti sono utilizzati nella risoluzione del modello deterministico del problema considerato per creare degli insiemi di campioni delle grandezze di uscita di interesse, che possono essere successivamente utilizzati per un'analisi statistica. Questa tecnica offre significativi vantaggi se confrontata con tecniche analitiche dal momento che alla base del metodo Monte Carlo c'è la risoluzione di un modello deterministico e non sono necessarie semplificazioni al modello del sistema per l'implementazione del metodo. In Figura 10 è mostrato attraverso un *flowchart* come è stato implementato il metodo Monte Carlo per la risoluzione stocastica del problema di ottimizzazione dei flussi di potenza per l'infrastruttura di ricarica proposta. Attraverso la soluzione stocastica del problema di ottimizzazione sono identificati gli intervalli temporali dove probabilmente il sistema di accumulo dell'infrastruttura e dei veicoli possono essere utilizzati ed il valore iniziale del SOC del sistema di accumulo integrato, che consente di ottenere l'esercizio ottimo dell'infrastruttura stessa. A partire dal SOC iniziale, dalla distribuzione media di produzione fotovoltaica, di carico e presenza di veicoli in V2G, la piattaforma identifica in maniera deterministica l'esercizio ottimo programmato per il giorno successivo.

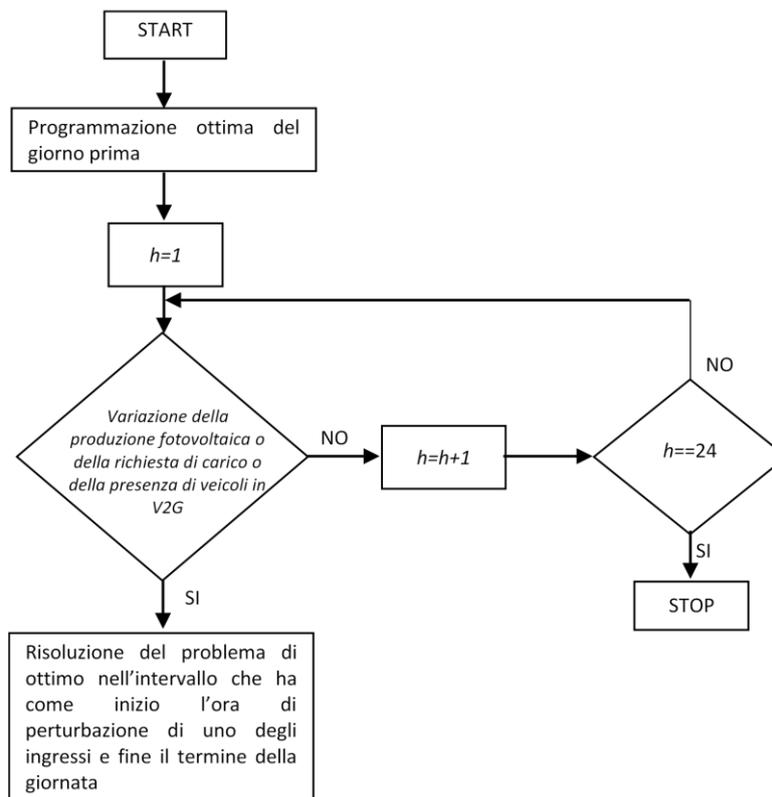


Figura 11. Flowchart dell’algoritmo per l’ottimizzazione real-time dei flussi di potenza.

1.3 Ottimizzazione real-time dell’esercizio dei flussi di potenza del convertitore modulare

Per il controllo *real-time* del sistema di conversione statica dell’energia elettrica proposto è stato integrato il *layer di sistema* con il *layer di dispositivo* in un’unica piattaforma numerica. In tal modo è possibile utilizzare la piattaforma numerica per il *tuning* del sistema di controllo dell’intera *micro-grid* sulla base dello scostamento tra le previsioni effettuate e le reali condizioni operative dell’intero sistema. A partire da una previsione dell’esercizio per un generico giorno il sistema di gestione e controllo ottimizza in *real time* i flussi di potenza nella *micro-grid*, definendo i nuovi valori di potenza da prelevare dalle diverse sorgenti in funzione delle variazioni che si verificano durante l’esercizio dell’infrastruttura. In Figura 11 è riportato il *flowchart* dell’algoritmo di gestione e controllo *real time*. È possibile notare come per ogni ora di esercizio è verificata la presenza di una variazione rispetto alla previsione. A seguito della variazione è aperto un intervallo di ottimizzazione che ha come inizio l’ora in cui è avvenuta la perturbazione e fine il termine della giornata. In questo intervallo è identificata la nuova soluzione di ottimo relativa la gestione del controllo attraverso l’algoritmo di ottimizzazione precedente descritto. Sono considerati nella risoluzione del problema di ottimizzazione gli eventuali contributi di energia da fonte fotovoltaica, rete o V2G che sono stati accumulati precedentemente nel sistema di accumulo stazionario e, in funzione del tipo di perturbazione che si determina, si procede ad riallocarli per ottenere sempre il minimo costo di esercizio e garantire che bilancio tra il SOC del pacco batteria ad inizio e fine giorno.

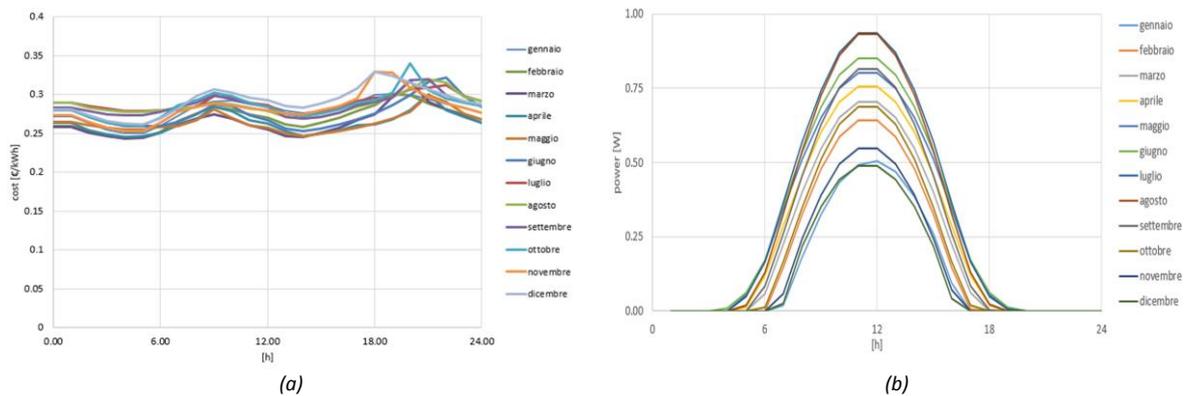


Figura 12. (a) curve di costo orario medio mensile dell'energia elettrica; (b) curve della producibilità oraria media mensile di picco del generatore fotovoltaico.

2 Analisi Numerica

2.1 Risoluzione stocastica del problema di ottimizzazione dei flussi di potenza.

Nel corso delle attività di ricerca è stata svolta un'analisi numerica volta a verificare le prestazioni dell'infrastruttura di ricarica proposta utilizzando un approccio di tipo stocastico. L'analisi è stata condotta sul convertitore modulare per infrastrutture di ricarica con accumulo integrato, implementato nel precedente progetto di ricerca [10], di cui sono riportate le caratteristiche in Tabella 2. Sono state integrate all'interno del progetto le unità di conversione bidirezionali lato veicolo e abilitato un flusso bidirezionale di potenza per l'unità di conversione lato rete per l'implementazione della modalità V2G. Per le nuove unità di conversione è stata adottata una tecnologia centralizzata e sono state ricavate attraverso il *layer* di dispositivo le curve di efficienze con la stessa metodologia utilizza per le altre unità di conversione, già presenti nel precedente progetto [10]. Le curve di efficienza delle unità di conversione del convertitore modulare sono state utilizzate per la determinazione dell'esercizio ottimo dell'infrastruttura.

Per la risoluzione stocastica del problema di ottimizzazione dei flussi di potenza interni all'infrastruttura di ricarica è stato considerato lo stesso costo adottato in fase di progetto per il pacco batteria stazionario, pari a 0.10 €/Wh. Per l'energia messa a disposizione dai veicoli in V2G non è stata considerata una possibile tariffa, ma un ritorno economico per i proprietari pari al costo di degradazione del loro pacco batteria considerando un costo di investimento stimato per una tecnologia al litio-ione pari a 0.56 €/Wh [10]. In Figura 12 sono riportate le curve di costo orario medio mensile dell'energia elettrica e della producibilità oraria media mensile di picco del generatore fotovoltaico considerate durante l'analisi numerica. E' stato considerato un prezzo pari al valor medio dei PUN del giorno per la vendita di energia nella *main-grid*.

Nell'analisi stocastica del problema di ottimizzazione, per ogni giorno rappresentativo del mese analizzato, sono state considerate per tutte le ore dell'esercizio delle distribuzioni di probabilità gaussiane per la produzione fotovoltaica, per il profilo di potenza delle ricariche e della presenza dei veicoli per la modalità V2G verso la *micro-grid* di ricarica e la *main-grid*. A partire dalle distribuzioni di probabilità, in modo *random* sono stati prima determinati i *sample* della grandezze di ingresso aleatorie e successivamente risolto il problema deterministico alla base del modello secondo un metodo probabilistico di tipo Monte Carlo. Al termine della risoluzione di tutti gli scenari probabilistici considerati, attraverso un'analisi statistica, sono state determinate le funzioni di densità di probabilità delle variabili di uscita del modello necessarie per definire l'esercizio giornaliero dell'infrastruttura di ricarica. Attraverso la soluzione stocastica del problema di ottimizzazione sono stati identificati gli intervalli temporali dove probabilmente il sistema di accumulo dell'infrastruttura e quello dei veicoli possono essere utilizzati, nonché il valore iniziale del SOC del sistema di accumulo integrato, che consente di ottenere l'esercizio ottimo dell'infrastruttura stessa. Nella Figura 13

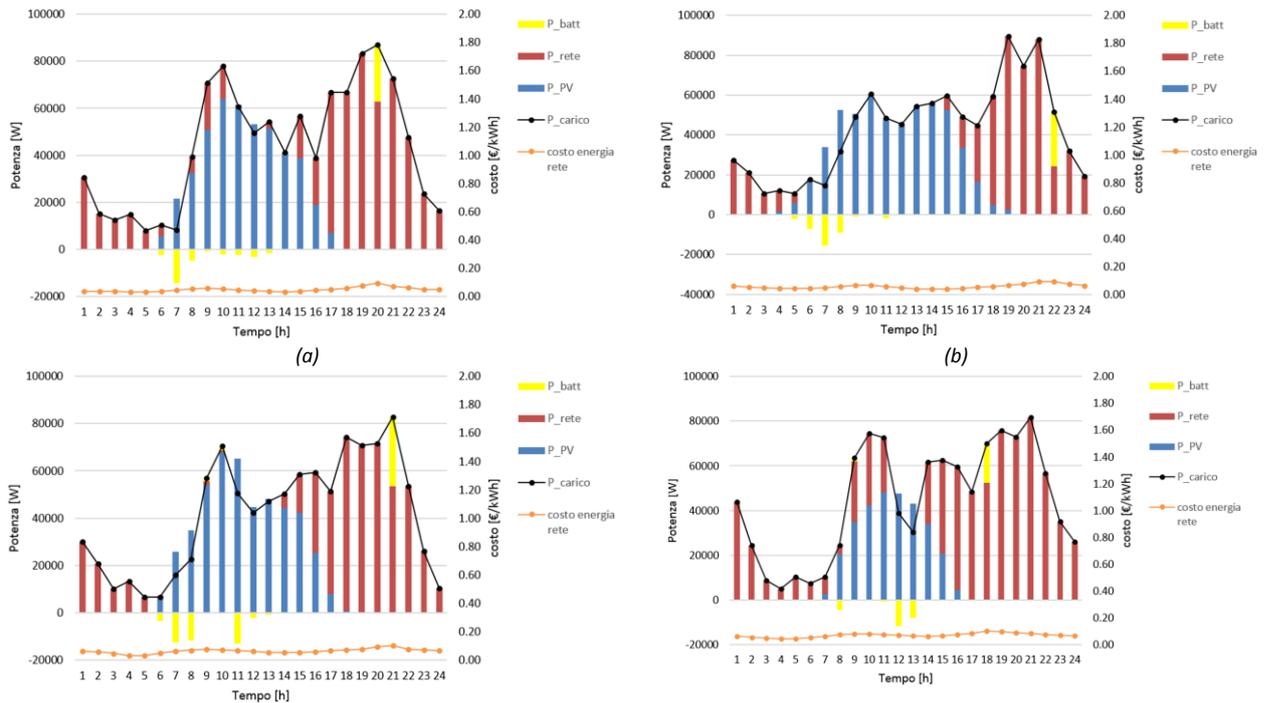


Figura 13. Analisi probabilistica per la previsione dell'esercizio giornaliero: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell'energia prelevata dalla rete per il sistema con impianto fotovoltaico da 120 kWp ed un sistema di accumulo da 275 kWh; (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.

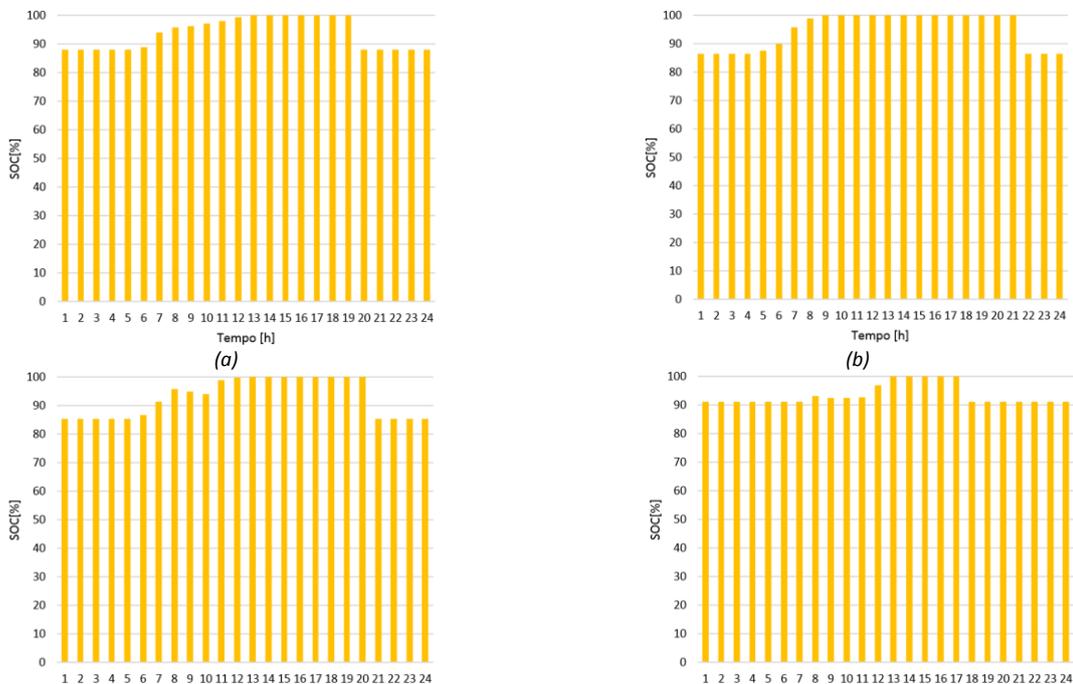


Figura 14. Analisi probabilistica per il SOC del sistema di accumulo da 275 kWh: (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.

sono riportate le medie delle potenze ottenute dall'analisi stocastica relative all'esercizio dei giorni caratteristici dei mesi di Marzo, Giugno, Settembre e Dicembre considerando tutte le possibili modalità operative. È possibile notare che con il costo considerato per sistema di accumulo stazionario la soluzione

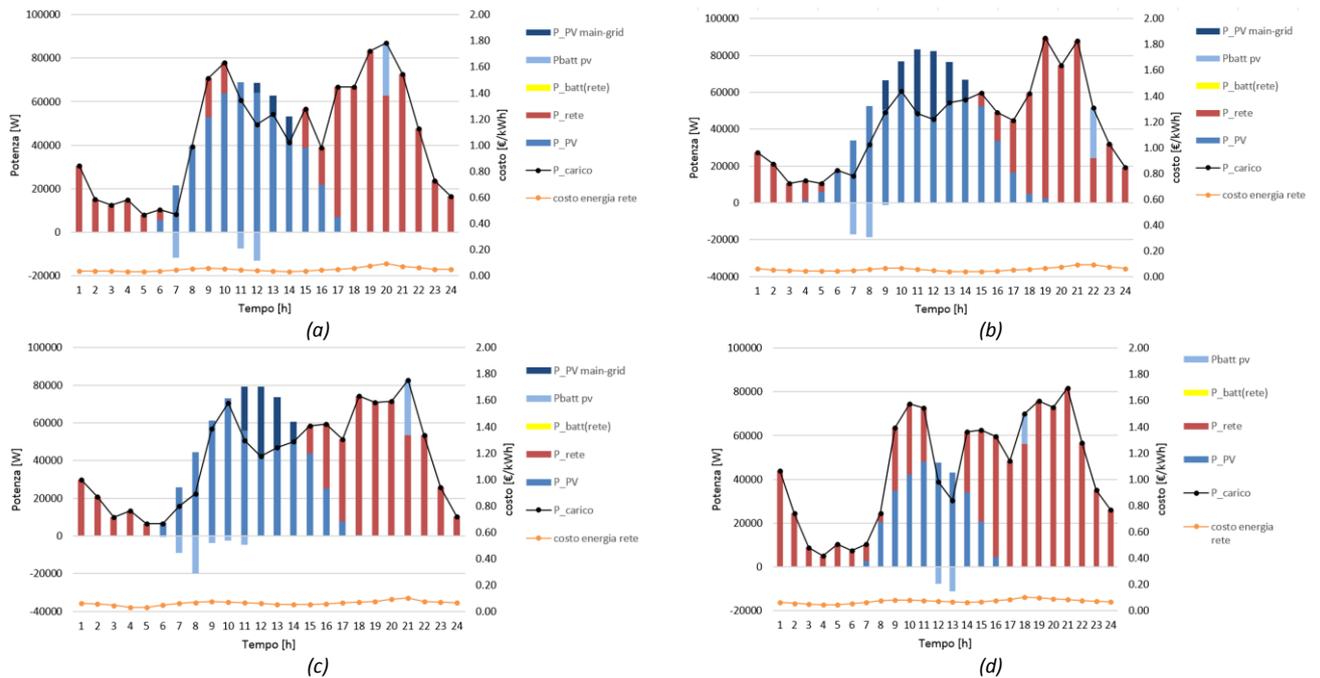


Figura 15. Esercizio giornaliero programmato dell'infrastruttura: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell'energia prelevata dalla rete per il sistema con impianto fotovoltaico da 120 kWp ed un sistema di accumulo da 275 kWh; (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.

ottima non prevede il *time-shifting* considerando l'acquisto da rete, come nel precedente progetto di ricerca. Non si verificano, inoltre, modalità V2G. È possibile evidenziare che in funzione del surplus di produzione fotovoltaica, caratteristico del mese considerato, il valore del SOC iniziale del sistema di accumulo varia (Figura 14). In un mese invernale, in cui il surplus è minore, è probabilisticamente conveniente utilizzare un SOC ad inizio giornata del pacco batteria sufficientemente alto. In tal modo la batteria può essere pienamente caricata con il surplus di produzione fotovoltaica prima del suo utilizzo durante la sera in cui i PUN sono generalmente alti. Questo risultato consente di minimizzare il costo di degradazione legato alla scarica del sistema di accumulo. Nei mesi estivi il SOC di inizio giorno della soluzione di ottimo è più basso in modo da limitare le perdite di produzione fotovoltaica.

Successivamente, a partire dal SOC iniziale, dalla distribuzione media di produzione fotovoltaica, di carico e presenza di veicoli in V2G, la piattaforma identifica in maniera deterministica l'esercizio ottimo che sarà programmato per i giorni analizzati (Figura 15). È possibile notare come il surplus di produzione fotovoltaica sia recuperata attraverso l'utilizzo del sistema di accumulo (barre celesti rappresentano i flussi di potenza di carica/scarica del sistema di accumulo legati alla generazione fotovoltaica (barre blu)). Raggiunta la sua piena carica il surplus di produzione è ceduta in rete (barre blu scuro).

Per analizzare le prestazioni dell'algorithm di ottimizzazione anche in presenza delle altre modalità, è stata considerata una riduzione del costo dei sistemi di accumulo dell'infrastruttura e dei veicoli. I costi sono stati posti pari rispettivamente a 0.07 €/Wh e 0.2 €/Wh. Con questo nuovo scenario di costo è possibile notare dai risultati dell'analisi probabilistica riportati in Figura 17 come ci sia in generale un maggiore utilizzo del sistema di accumulo e nel mese di Dicembre è conveniente utilizzare anche il *time-shifting* con l'acquisto da rete. Ulteriore dimostrazione del maggiore utilizzo del sistema di accumulo stazionario è fornita dall'abbassamento del valore iniziale del SOC da considerare ad inizio giorno per la programmazione ottima dell'esercizio (Figura 16). Infatti, la riduzione di costo del pacco batteria consente di migliorare il recupero dell'eventuale surplus di produzione fotovoltaica. Questo fenomeno è particolarmente evidente per i mesi in cui è presente una maggiore produzione fotovoltaica. In Figura 18 sono riportati i risultati della programmazione dell'esercizio ottimo a partire dall'analisi stocastica. È possibile notare negli esercizi giornalieri la presenza della modalità *time-shifting* con l'acquisto da rete esclusivamente per il mese di

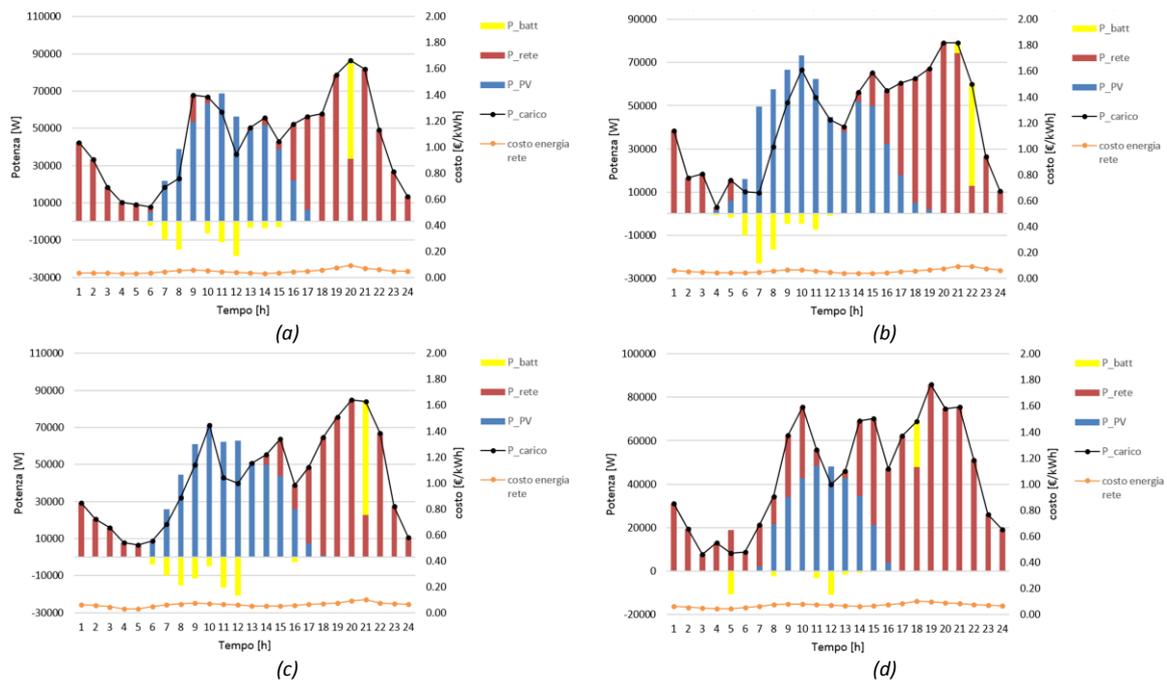


Figura 17. Analisi probabilistica per la previsione dell'esercizio giornaliero ipotizzando una riduzione dei costi dei sistemi di accumulo: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell'energia prelevata dalla rete per il sistema con impianto fotovoltaico da 120 kWp ed un sistema di accumulo da 275 kWh; (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.

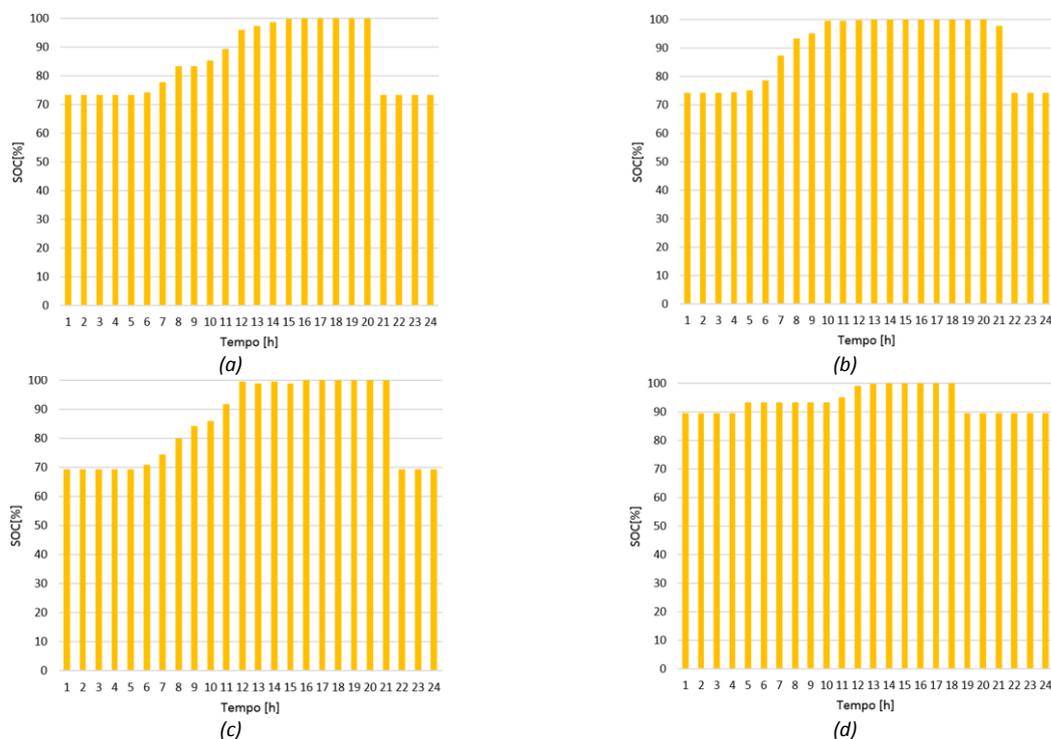


Figura 16. Analisi probabilistica per il SOC del sistema di accumulo da 275 kWh ipotizzando una riduzione dei costi dei sistemi di accumulo: (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.

Dicembre. Solo in questo mese infatti si registra una differenza tra il valore minimo e massimo del PUN massimo tale da consentire un beneficio economico nell'utilizzo di questa modalità. In particolare, il sistema di accumulo è ricaricato alle ore 5.00 con un acquisto di energia (barra gialla) in corrispondenza del PUN

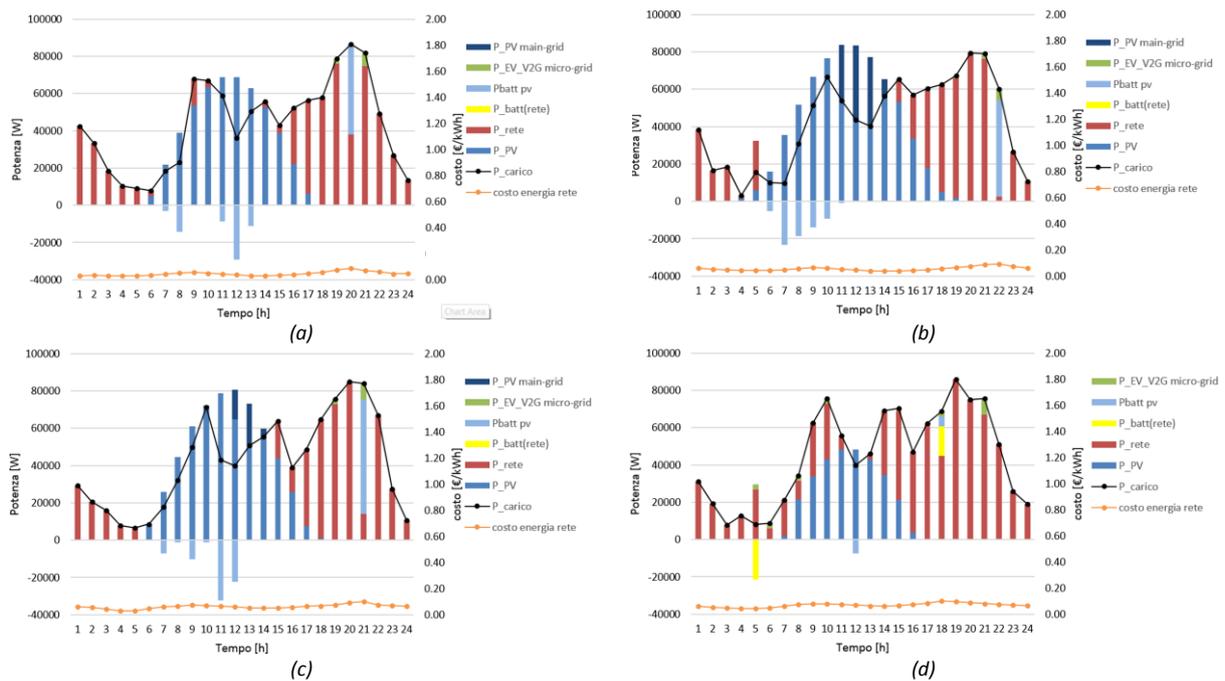


Figura 18. Esercizio giornaliero programmato dell’infrastruttura ipotizzando una riduzione dei costi dei sistemi di accumulo: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell’energia prelevata dalla rete per il sistema con impianto fotovoltaico da 120 kWp ed un sistema di accumulo da 275 kWh; (a) Marzo, (b) Giugno, (c) Settembre, (d) Dicembre.

minimo e, successivamente l’energia al netto delle efficienze di conversione è utilizzata per alimentare il carico alle 18 in corrispondenza del PUN massimo. Nei grafici con le barre celesti sono relative all’iterazione del sistema di accumulo con la sorgente fotovoltaica. È possibile notare nei grafici che l’energia accumulata nel pacco batteria proveniente dalla sorgente fotovoltaica è sempre utilizzata in fase di scarica a partire dall’ora con PUN massimo, questo garantisce l’ottenimento del minimo costo di esercizio. Inoltre, per lo scenario di elettromobilità considerato in questa simulazione numerica è conveniente utilizzare il V2G ma solamente in allocazione diretta verso la *micro-grid* di ricarica (barre verde chiaro). La modalità *V2G time-shifting* risulta ancora non conveniente a causa del costo di degradazione del sistema di accumulo stazionario e delle maggiori perdite di energia legate all’ulteriore processo di carica/scarica di quest’ultimo rispetto alla modalità con allocazione diretta. Quindi, al fine di verificare anche il corretto funzionamento della modalità *V2G time-shifting* è stato ipotizzato un ulteriore scenario di elettromobilità in cui è stato abbassato il costo del sistema di accumulo stazionario a 0.05 €/Wh e disabilita la modalità *time-shifting* con l’acquisto da rete. È necessario disabilitare questa modalità poiché è ad un livello di priorità maggiore rispetto alla modalità *V2G time-shifting* nel processo di ottimizzazione. Quindi, il sistema potrebbe saturare al 100% il SOC del pacco batteria stazionario con gli acquisti di energia da rete in corrispondenza dei minimi valori dei PUN rendendo impossibile in alcuni casi l’implementazione del *V2G time-shifting*. Infatti, l’energia di un veicolo presente in un intervallo temporale in cui i PUN sono bassi non potrebbe essere utilizzata in ore a PUN maggiori passando per il sistema di accumulo stazionario a causa del suo possibile stato di piena carica. La modalità *V2G time-shifting* è stata testata considerando gli stessi valori dei dati di ingresso del giorno di Dicembre dell’analisi numerica precedente. I risultati ottenuti mostrano come per questo nuovo scenario la modalità *V2G time-shifting* sia preferita a quella sia preferita quella *V2G* in allocazione diretta (Figura 19). Infatti l’energia dei veicoli presenti prima dell’ora a PUN massimo (18.00) è precedentemente accumulata nel pacco batteria stazionario e successivamente utilizzata per alimentare il carico alle 18.00 (barre verde scuro). Rimangono presenti ancora due casi con modalità di *V2G* in allocazione diretta che continuano a fornire un beneficio economico maggiore rispetto all’altra modalità. Il primo caso alle 18.00 dove si verifica contemporaneamente la presenza di un veicolo disponibile al *V2G* ed il valore del PUN massimo. Il secondo alle 21 dove il sistema di gestione e controllo decide di utilizzare l’energia di 3 veicoli disponibili al *V2G* direttamente per alimentare

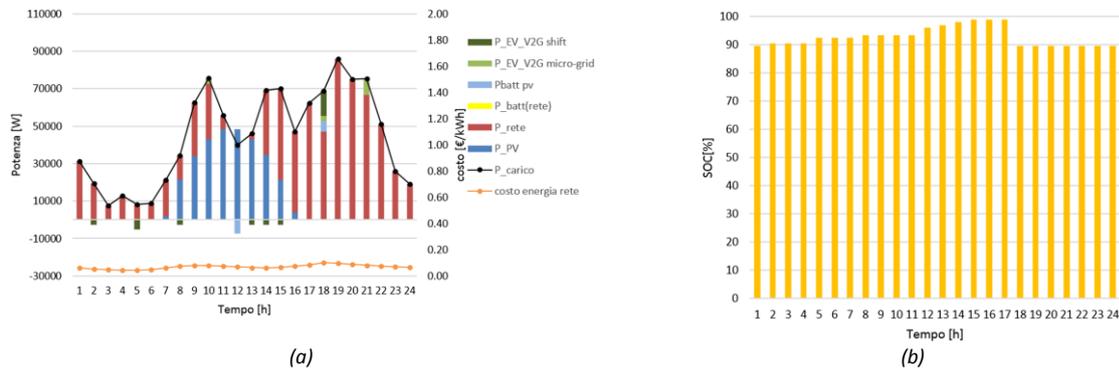


Figura 19. Esercizio giornaliero programmato dell’infrastruttura ipotizzando una riduzione dei costi dei sistemi di accumulo e disabilitando il *time-shifting* su rete: (a) distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell’energia prelevata dalla rete per il sistema con impianto fotovoltaico da 120 kWp ed un sistema di accumulo da 275 kWh; (b) andamento del SOC del sistema di accumulo da 275 kWh.

i processi di ricarica in quanto i PUN delle ore successive sono inferiori e quindi non c’è una convenienza economica ad usare il *time-shifting*.

Sorgente	Dati
Rete	110 kW trifase
Carico	110 kW trifase
Campo fotovoltaico	120 kWp
Pacco Batteria al Piombo	275 kWh

Tabella 2 – Dati del progetto del convertitore modulare per infrastrutture di ricarica con accumulo integrato [10].

2.2 Ottimizzazione real-time dei flussi di potenza nell’esercizio dell’infrastruttura di ricarica

Per analizzare le prestazioni dell’algoritmo di ottimizzazione *real time* dell’esercizio giornaliero sono stati considerati i parametri di un convertitore modulare in scala 1:10 installato presso il Laboratorio di Automazione Industriale (LAI) dell’Università di Cassino e del Lazio Meridionale meglio descritto nel paragrafo successivo, in modo da riscontrare anche con un’analisi sperimentale i risultati ottenuti. Su questo sistema è stato per un giorno di Settembre svolta un’analisi stocastica per definire la programmazione dell’esercizio ottimo del sistema. È stato considerato come costo del sistema di accumulo quello pari a 0.07 €/Wh al fine di testare anche il *time-shifting* su rete. La variabilità utilizzata per le grandezze di ingresso è stata posta molto ampia, in particolare, per ogni ora le grandezze possono variare da zero al massimo. Il risultato della programmazione ottenuta dall’analisi stocastica è riportato in Figura 20. È possibile notare come in fase di programmazione sia previsto l’utilizzo del sistema di accumulo per il recupero dell’energia prodotta dal generatore fotovoltaico e per l’acquisto da rete al PUN minimo della giornata. L’energia accumulata nella batteria (in giallo quella della rete, in celeste quella dal generatore fotovoltaico) è utilizzata per alimentare il carico alle ore 21.00 in corrispondenza del valore del PUN massimo. E’ possibile notare come la potenza resa al carico sia inferiore a quelle accumulate a causa delle perdite del sistema. La stessa analisi può essere fatta per i processi di ricarica del sistema di accumulo da rete e dal generatore fotovoltaico. Successivamente, è stata simulata una perturbazione durante il funzionamento in *real-time* del sistema. Nella Figura 21 è possibile notare come a seguito di un incremento della produzione dell’impianto fotovoltaico e di variazioni della potenza di carico a partire dalla ore 10.00 della mattina, il sistema di gestione e controllo decide di scaricare il sistema di accumulo integrato della quantità di energia acquistata dalla rete al PUN

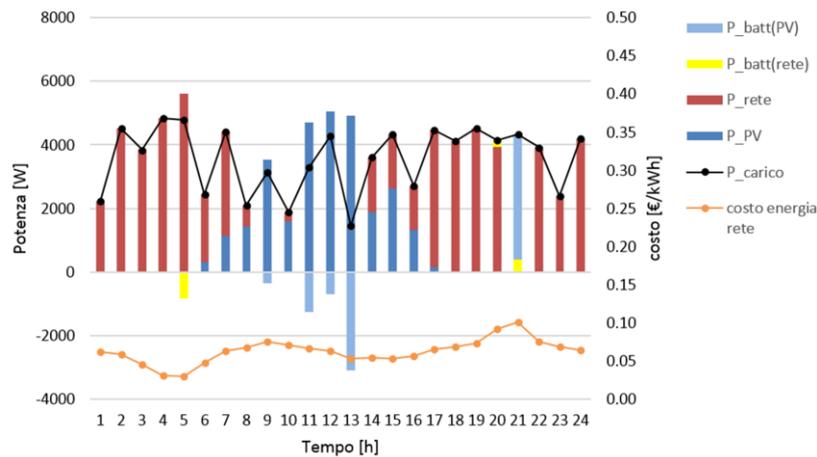


Figura 20. Previsione dell'esercizio giornaliero di Settembre: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell'energia prelevata dalla rete per il sistema in scala con impianto fotovoltaico da 12 kWp ed un sistema di accumulo da 28.8 kWh.

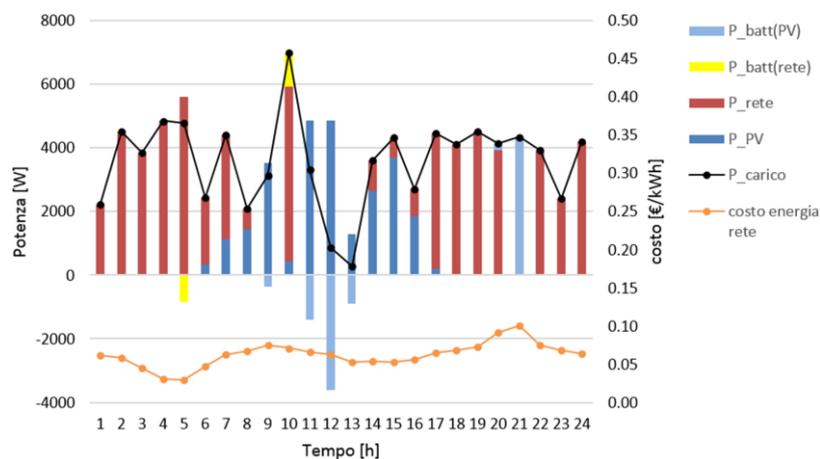
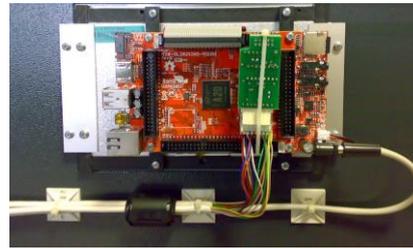


Figura 21. Esercizio *real time* dell'infrastruttura in un giorno di Settembre: distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell'energia prelevata dalla rete per il sistema in scala con impianto fotovoltaico da 12 kWp ed un sistema di accumulo da 28.8 kWh.

minimo (ore 5.00) in modo da recuperare la produzione di energia dal generatore fotovoltaico delle ore successive. Infatti, in fase di programmazione dell'esercizio l'energia acquistata alle ore 5.00 era utilizzata alle ore 21.00 dove il prezzo dell'energia è il massimo. Successivamente, in seguito all'incremento di produzione di energia dall'impianto fotovoltaico l'energia acquista è utilizzata alle ore 10.00, mentre alle ore 21.00 e 22.00, ore in cui il prezzo dell'energia è alto, il sistema di controllo decide di utilizzare l'energia accumulata dalla maggiore produzione di fotovoltaico per minimizzare il costo di esercizio giornaliero dell'infrastruttura di ricarica.



(a)



(b)

Figura 22. (a) foto della sezione di potenza del convertitore multi-sorgente; (b) foto del PC di supervisione del convertitore multi-sorgente

3 Analisi sperimentale

Sulla base dei risultati ottenuti dalla piattaforma numerica per il dimensionamento del convertitore multi-sorgente [10] si è proceduto ad una sperimentazione nella quale sono state valutate le prestazioni degli algoritmi di gestione e controllo dei flussi di potenza sul prototipo in scala presso il Laboratorio di Automazione Industriale (LAI) dell'Università di Cassino e del Lazio Meridionale. In particolare, è stato utilizzato un prototipo di un convertitore multi-sorgente disponibile presso il LAI con le seguenti caratteristiche:

- Ingresso fotovoltaico: due canali indipendenti MPPT da 6 kWp ognuno; tensione di ingresso 150-400 V;
- Ingresso sistema di accumulo: 216 V, 12 kW;
- Ingresso rete: 400 V (3F+N);
- Uscita: 400 V (3F+N).

Nella Figura 22(a) è riportata una foto dell'intera sezione di potenza. Due unità DSP sono utilizzate per il controllo delle due sezioni DC ed AC del convertitore. I DSP sono interfacciati ad un PC di supervisione (Figura 22(b)), che consente di controllare il sistema di conversione anche da remoto. Per la verifica delle prestazioni degli algoritmi di controllo e dell'intero sistema si è proceduto all'allestimento di un set-up sperimentale presso il LAI (Figura 23). Il sistema di accumulo utilizzato per le attività sperimentali ha una capacità nominale pari a 28.8 kWh ed è costituito da 20 batterie FIAMM 12FGL120, 12 V 120 Ah al piombo-acido connesse in serie. Per il generatore fotovoltaico è stato impiegato sia un simulatore da 10 kW costituito da due alimentatori programmabili (REGATRON TC.P.10.400.PV.HMI e DANA DSX 300-33/10) che un generatore fotovoltaico da 3 kWp, installato sul tetto della palazzina della Facoltà di Ingegneria di Cassino. Il carico trifase è costituito da tre carichi elettronici monofase controllati in corrente tipo CHROMA 63804 4.5 kW/45A/350V. Il controllo gerarchico superiore che comunica i livelli di potenza da processare dalle sorgenti sulla base dell'ottimizzazione *real-time* dei flussi di potenza, è stato realizzato in Labiew®, che attraverso il MODBUS TCP/IP, invia i riferimenti al PC di supervisione a bordo del convertitore. Essendo il canale di comunicazione di tipo bidirezionale è stata implementata anche la lettura delle grandezze delle singole sorgenti come potenza, tensione e corrente al fine di verificare il corretto funzionamento del sistema.



Figura 23. Foto del set-up sperimentale.

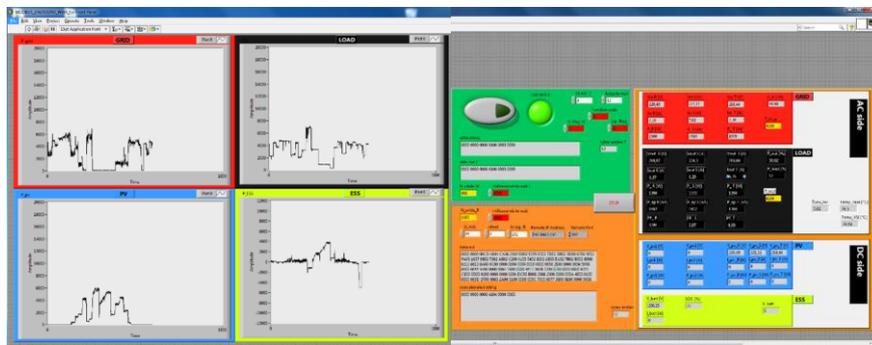


Figura 24. Sinottico del sistema di controllo.

Come si può notare dalla Figura 24 il sinottico del sistema di controllo è costituito da due sezioni, una dove sono graficate le grandezze di interesse ossia: potenza di rete, potenza di carico, potenza di fotovoltaico e potenza di batteria, ed una sezione dove, oltre ad essere riportati i parametri fondamentali del sistema, permette di definire la direzione del canale di comunicazione.

Attraverso il set-up sperimentale è stato verificato il corretto funzionamento del sistema di controllo e del convertitore modulare considerando l'esercizio previsto di Figura 20 per il giorno di Settembre, precedentemente analizzato nella sezione dell'analisi numerica, e la successiva perturbazione in termini di produzione fotovoltaica e carico riportata in Figura 21. Dalla Figura 25, in cui sono riportate le potenze delle sorgenti e quella richieste dal carico, è possibile evincere come i risultati sperimentali confermano pienamente quelli numerici. In Figura 26 sono riportate la variazione di potenza del carico che si verifica tra le ore 11.00 e 12.00 a cui consegue un incremento della potenza di ricarica della batteria tale da consentire il prelievo della massima potenza disponibile dal generatore fotovoltaico. Infine, nella Figura 27 sono riportati gli andamenti della corrente assorbita dalla rete di alimentazione, la corrente di ricarica del pacco batteria e la terna di tensione sul carico durante la condizione di regime delle ore 12.00. È possibile notare il basso contenuto armonico della corrente di rete (*Total Harmonic Distortion (THD)* pari al 16 %) ottenuto grazie ad uno stadio *Power Factor Correction (PFC)* di ingresso, che consente di abbattere l'impatto della stazione di ricarica sulla rete in termini di *Power Quality (PQ)*. Inoltre il controllo sulle terna di tensioni uscita consente di garantire il rispetto dei limiti di frequenza, ampiezza e di *PQ*.

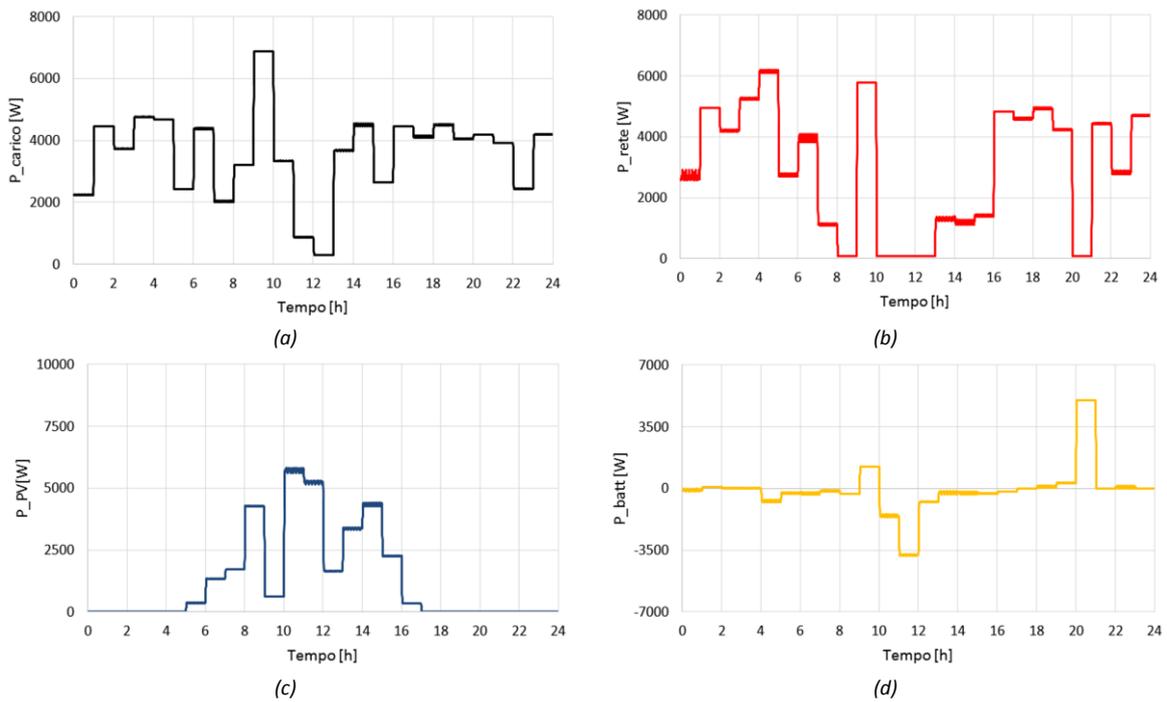


Figura 25. Risultati sperimentali relativi all'esercizio giornaliero di un giorno di Settembre per il sistema in scala: (a) potenza richiesta dal carico; (b) potenza di rete; (c) potenza di fotovoltaico; (d) potenza del sistema di accumulo integrato da 28.8 kWh.

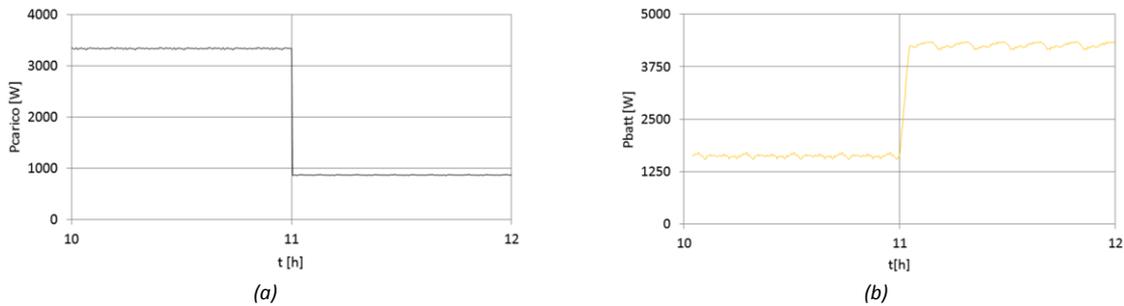


Figura 26. Risultati sperimentali relativi all'esercizio giornaliero di un giorno di Settembre per il sistema in scala: (a) transizione di potenza del carico tra le ore 11.00 e 12.00; (b) transizione di potenza del pacco batteria tra le ore 11.00 e 12.00.

4 Conclusioni

L'attività di ricerca presentata in questo report è frutto di una solida collaborazione fra i gruppi di ricerca sui veicoli elettrici dell'Università di Cassino e del Lazio Meridionale ed ENEA. È stato affrontato, nello specifico, il problema della minimizzazione dell'impatto delle infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici sulla rete elettrica. Il principio è basato sull'integrazione della generazione distribuita e dell'accumulo distribuito che, in presenza di opportuni convertitori, consente di minimizzare sia la potenza prelevata dalla rete che i costi di acquisto dell'energia elettrica. Tale struttura consente anche un migliore sfruttamento dell'energia prelevata dai veicoli in modalità V2G, grazie alla possibilità di effettuare il *time shifting*.

L'obiettivo è stato raggiunto grazie allo sviluppo di una piattaforma numerica dedicata che, in funzione di distribuzioni di probabilità dei dati di ingresso (producibilità del fotovoltaico, carico previsto, veicoli in V2G) e prezzo orario dell'energia di rete, ottimizza con un approccio stocastico i flussi di potenza nella *micro-grid*

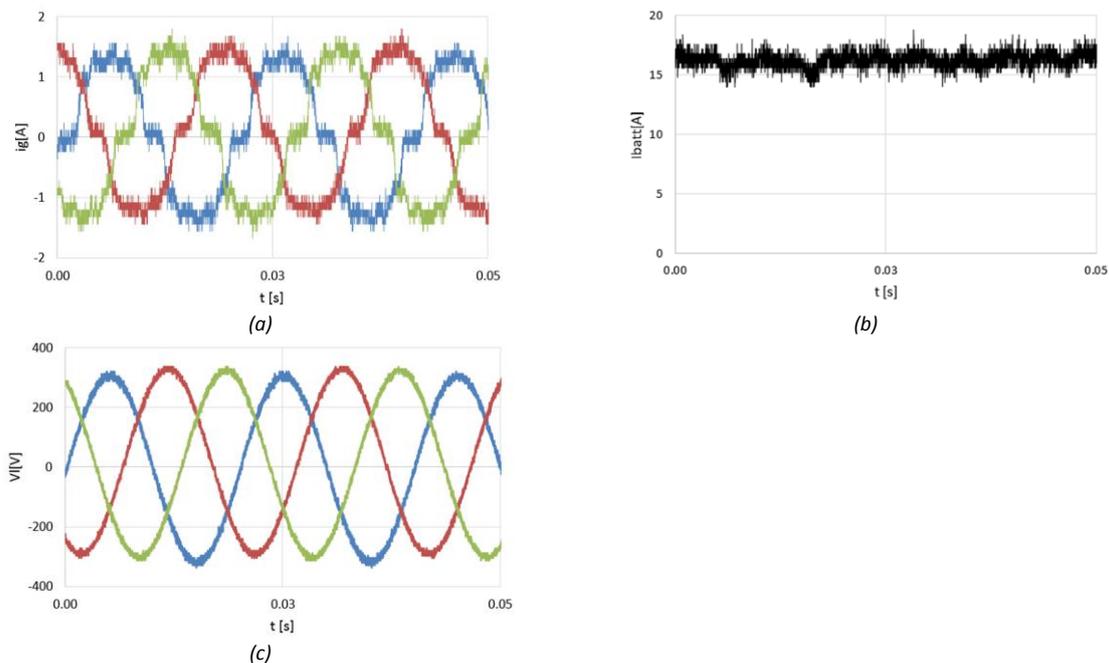


Figura 27. Risultati sperimentali relativi all'esercizio giornaliero di un giorno di Settembre per il sistema in scala: (a) corrente lato rete di alimentazione; (b) corrente del pacco batteria; (c) tensioni di alimentazione del carico.

per la minimizzazione del costo di esercizio e dell'impatto sulla rete di alimentazione. A valle dell'analisi stocastica è determinata la previsione dell'esercizio della *micro-grid* e attraverso l'utilizzo di un algoritmo di controllo *real time* dei flussi di potenza è possibile ottimizzare l'esercizio reale del sistema anche in presenza di variazioni rispetto alla previsione.

L'implementazione della modalità *V2G* all'interno della *micro-grid* ha determinato un ulteriore grado di libertà nel processo di ottimizzazione dei flussi di potenza. Sono state valutate diverse modalità di *V2G* verso la *micro-grid*. In particolare:

- **allocazione diretta:** l'energia resa disponibile dai veicoli in *V2G* è convogliata direttamente attraverso il convertitore ai veicoli in *G2V*;
- ***V2G time-shifting*:** l'energia resa disponibile dai veicoli in *V2G* è precedentemente accumulata nel sistema di accumulo stazionario e successivamente fornita ai veicoli in *G2V*.

La modalità *V2G time shifting* proposta consente di ovviare al problema della presenza aleatoria dei veicoli collegati alla *micro-grid* e disponibili al *V2G*. Infatti, in questa modalità è utilizzato il pacco batteria stazionario dell'infrastruttura per accumulare l'energia dei veicoli quando presenti, e successivamente utilizzare l'energia accumulata per alimentare i processi di ricarica. La scelta tra le due modalità è fatta in modo da garantire sempre il minimo costo di esercizio dell'infrastruttura di ricarica. Inoltre sempre nell'ambito del *V2G* è stato considerato anche il caso in cui l'energia dei veicoli è immessa direttamente nella rete di alimentazione principale.

Una prima validazione è stata ottenuta mediante un'analisi numerica, volta a verificare le prestazioni della soluzione proposta. Nell'analisi, sono stati considerati diversi possibili scenari di elettromobilità, dimostrando la piena flessibilità della piattaforma numerica sviluppata.

I risultati numerici sono stati a loro volta verificati su un prototipo in scala del sistema proposto, realizzato presso il laboratorio di automazione industriale dell'Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale.

La flessibilità e robustezza della piattaforma realizzata ne consente l'utilizzo in molteplici scenari e condizioni operative.

5 Riferimenti bibliografici

1. JRC Scientific and Policy report, *"Paving the way to electrified road transport - Publicly funded research, development and demonstration projects on electric and plug-in vehicles in Europe"*, Alyona Zubaryeva and Christian Thiel, 2013.
2. ELEMENTENERGY report, *Pathways to high penetration of electric vehicles, Ecolane and University of Aberdeen*, 2013.
3. e-mobility North Sea Region (NSR) report, *Standardization of EV Recharging Infrastructures*, Sjoerd Bakker, 2013.
4. *The German Standardisation Roadmap for Electromobility*, 2012.
5. Green eMotion deliverable 7.2, *Standardization issues and needs for standardization and interoperability*, Laarakkers, Celaschi and Gonzalez, 2012.
6. e-mobility North Sea Region (NSR) report, *Transition to electric mobility: spatial aspects and multi-level policy-making*, Sjoerd Bakker, Kees Maat and Jan Jacob Trip, 2014.
7. Department for Transport (UK), *Making the Connection: The Plug-In Vehicle Infrastructure Strategy*, 2011.
8. Global EV outlook – *Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020*, 2013.
9. G. Tomasso, M. Di Monaco, M. D'Arpino, U. Abronzini, *"Progettazione di un convertitore modulare per infrastrutture di ricarica con accumulo integrato"*, Report RdS/ PAR2013/099.
10. U. Abronzini, C. Attaianesi, M. D'Arpino, M. Di Monaco, A. Genovese, G. Pede and G. Tomasso *"Multi-source power converter system for EV charging station with integrated ESS"*, 1st International Forum on Research and Technologies for Society and Industry, Torino, Italy, 16-18 Sep. 2015.
11. Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA, *"E... muoviti! Mobilità elettrica a sistema"*, Editore Alkes, ISBN 978-88-907527-3-5, 2013.
12. Green eMotion deliverable 4.2, *Recommendations on grid-supporting opportunities of EVs*, Enel Distribuzione SpA, 2012.
13. YILMAZ, Murat, KREIN, Philip T. *"Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces"* Power Electronics, IEEE Transactions on, 2013, 28.12: 5673-5689.
14. Ortega-Vazquez, M.A., *"Optimal scheduling of electric vehicle charging and vehicle-to-grid services at household level including battery degradation and price uncertainty"*, Generation, Transmission & Distribution, IET, vol.8, no.6, pp.1007,1016, June 2014.
15. Zhou, Chengke, et al. *"Modeling of the cost of EV battery wear due to V2G application in power systems"*, IEEE Transactions on Energy Conversion, 26.4 (2011): 1041-1050.
16. R. Rubinstein, *Simulation and the Monte Carlo Method*, John Wiley & Sons, New York, 1981.
17. A. Papoulis and S. U. Pillai, *Probability, Random Variables and Stochastic Processes, Electrical and Computer Engineering*, McGraw-Hill, fourth ed., 2002.
18. G. Papaefthymiou, J. Morren, P. H. Schavemaker, W. L. Kling, and L. van der Sluis, *The role of power electronic converters as intelligent interfaces in distributed power systems: Stochastic steady state analysis*, in CIGRE 2005 Symposium "Power Systems with Dispersed Generation", Athens, Greece, April 17-20 2005.
19. Costa, Luis M., and George Kariniotakis. *"A stochastic dynamic programming model for optimal use of local energy resources in a market environment."* Power Tech, 2007 IEEE Lausanne. IEEE, 2007.
20. Mohan, Ned, and Tore M. Undeland. *Power electronics: converters, applications, and design*. John Wiley & Sons, 2007.

Curriculum scientifico del gruppo di lavoro

Il gruppo di lavoro coinvolto nell'attività di ricerca ha sede nel DIEI, Dipartimento di Ingegneria Elettrica e dell'Informazione, dell'Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale. Il DIEI promuove e coordina attività di ricerca in settori cruciali per lo sviluppo tecnologico: energia, automazione industriale, veicoli elettrici, qualità e sicurezza, controlli automatici, sistemi elettrici, elettronica di potenza, informatica e telecomunicazioni. I ricercatori coinvolti in questo progetto di ricerca fanno parte del Settore scientifico-disciplinare *ING-IND/32: Convertitori, Macchine ed Azionamenti Elettrici*.

Il responsabile scientifico del gruppo di lavoro è il Prof. Giuseppe Tomasso, autore di oltre 100 Pubblicazioni Scientifiche su riviste internazionali e atti di conferenze. Le principali attività di ricerca del gruppo sono state incentrate negli ultimi anni prevalentemente sui convertitori statici di energia elettrica ad alta efficienza, sui sistemi di accumulo, sulle *smart-grid* e sulla *ICT* applicata alla distribuzione e gestione di reti e di impianti industriali. Sono state svolte numerose ricerche nell'ambito della gestione dei flussi di potenza da fonti rinnovabili di energia e dei sistemi di conversione e accumulo energetico per veicoli elettrici (sia ibridi che *all-electric*). Nel campo delle propulsione elettrica sono state sviluppate ed implementate soluzioni innovative per i sistemi di conversione statica dell'energia elettrica basate su strutture multilivello e modulari.

Le attività di ricerca del gruppo di lavoro sono state svolte presso il Laboratorio di Automazione Industriale (LAI) del DIEI, di cui il Prof. Giuseppe Tomasso è il responsabile scientifico.