

Ricerca di Sistema elettrico



Servizi energetici aggiuntivi: Sviluppo di strategie basate su tecniche di intelligenza artificiale per impianti fotovoltaici con sistemi di accumulo e sistemi di ricarica di EVs (LA1.25)

A. Laudani, V. Lucaferri, M. Palermo, F. Riganti Fulginei

Servizi energetici aggiuntivi: Sviluppo di strategie basate su tecniche di intelligenza artificiale per impianti fotovoltaici con sistemi di accumulo e sistemi di ricarica di EVs

LA 1.25 - Servizi energetici aggiuntivi: Sviluppo di strategie basate su tecniche di intelligenza artificiale per impianti fotovoltaici con sistemi di accumulo e sistemi di ricarica di EVs

Laudani, V. Lucaferri, M. Palermo, F. Riganti Fulginei (Università degli Studi di Roma Tre)

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - ENEA Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: Decarbonizzazione

Progetto: Tema di ricerca 1.7 - Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali

Linea di attività: 1.25

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Responsabile del Work Package: Angelo Frascella, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Prof. F. Riganti Fulginei, Università degli Studi di Roma Tre

Mese inizio previsto: 13

Mese inizio effettivo: 13

Mese fine previsto: 36

Mese fine effettivo: 36

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione: "Sviluppo di strategie basate su tecniche di intelligenza artificiale per impianti fotovoltaici con sistemi di accumulo e sistemi di ricarica di EVs"

Indice

1	Risultati attesi	5
2	Risultati ottenuti.....	6
3	Prodotti attesi	7
4	Prodotti sviluppati	8
5	Analisi degli scostamenti su attività e risultati.....	9
6	Sintesi delle attività svolte	10
7	Dettaglio delle attività svolte.....	11
7.1	Previsioni PV	11
7.1.1	Impianto F40	11
7.1.2	Impianto Lampedusa	16
7.2	Impianto bifacciale Dimostratore F50	18
7.3	Previsioni carico.....	21
7.4	Simulazione e test della strategia ADR a livello POD – F40.....	22
7.5	Strategie in presenza di uno smart Building e di un EV	23
7.6	Conclusioni	28
8	Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte.....	29
9	Pubblicazioni scientifiche.....	30
10	Eventi di disseminazione	31

Indice delle figure

Figura 1. Generatore fotovoltaico installato sulla copertura dell'edificio F40.....	12
Figura 2. Il sensore di irradianza è installato solo in prossimità del React1.....	13
Figura 3. A sinistra, l'irradianza misurata dal piranometro posto in prossimità del React1; a destra, la potenza misurata generata dal React1.....	13
Figura 4. A sinistra, la potenza misurata generata dal React2; a destra, la potenza misurata generata dal React3.....	13
Figura 5. Andamento annuale ombreggiamento medio mensile, React1.....	14
Figura 6. Architettura rete neurale	15
Figura 7. Confronto tra la potenza misurata e quella calcolata dalla rete neurale, utilizzando come input le previsioni senza e con la presenza di ombre: WMAPE=39.4%, RMSE=484.2 W, WMAPE=12.4%, RMSE=235.6 W, rispettivamente.....	15
Figura 8. Confronto tra la potenza misurata e quella calcolata dalla rete neurale, utilizzando come input le previsioni di irradianza senza e con la presenza di ombre: : WMAPE=24.4%, RMSE=655.4 W, WMAPE=10.6%, RMSE=301.4 W, rispettivamente.....	16
Figura 9. Impianto PV (14,2 kWp) con accumulo di Lampedusa.....	16
Figura 10. Sensori di radiazione solare e di temperatura ambiente.....	17
Figura 11. Confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete: WMAPE=1.09%, RMSE=105.10 W.....	17
Figura 12. Confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete: WMAPE=4.18%, RMSE=78.86 W.....	18
Figura 13. Impianto PV F50.....	18
Figura 14. Piranometro per la misurazione della radiazione solare globale incidente sulle facce anteriore e posteriore del modulo bPV.....	19
Figura 15. Confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete: WMAPE=1.05%, RMSE=208.5 W.....	20
Figura 16. Confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete: WMAPE=1.84%, RMSE=428.3 W.....	20
Figura 17. Confronto tra la potenza misurata sulla linea 2 e la potenza prevista.....	21
Figura 20. Simulazione del 06/02/2025: confronto tra i profili di potenza del sistema di accumulo.....	24
Figura 21. Test 06/02/2025: Profili delle grandezze relative al Dimostratore F50.....	25
Figura 22. Test 06/02/2025: SOC del veicolo elettrico.....	25
Figura 23. 06/02/2025: Profilo di carico.....	26

Indice delle tabelle

Tabella 1. Caratteristiche elettriche del generatore PV LG Neon2 325 N1C-A5 in Silicio	12
Tabella 2. Caratteristiche elettriche del generatore PV bifacciale	19

1 Risultati attesi

L'uso delle reti neurali per la previsione della produzione fotovoltaica e del carico elettrico è fondamentale per l'integrazione delle rinnovabili intermittenti e per la gestione delle reti elettriche intelligenti. Riguardo quest'ultimo tema, le applicazioni Automated Demand Response (ADR) lato utente finale possono fornire un importante contributo regolando in modo automatico la domanda di energia in base alle condizioni della rete e ai segnali di prezzo.

In questo scenario, la presente linea di attività prevede:

- l'aggiornamento degli algoritmi previsionali riguardanti la produzione fotovoltaica ed il carico elettrico dello Smart Building F40;
- lo sviluppo di una strategia di Automated Demand Response a livello POD;
- lo sviluppo di strategie per la ricarica di veicoli elettrici in presenza di fotovoltaico ed accumulo.

2 Risultati ottenuti

I risultati ottenuti sono sintetizzabili nei seguenti punti:

- Sviluppo degli algoritmi previsionali della produzione fotovoltaica e del carico elettrico per il Dimostratore F40
- Sviluppo degli algoritmi previsionali della produzione fotovoltaica per il Dimostratore F50
- Sviluppo degli algoritmi previsionali della produzione fotovoltaica del Dimostratore di Lampedusa
- Sviluppo di una strategia ADR a livello POD per il Dimostratore F40
- Sviluppo di due strategie di gestione per la ricarica di veicoli elettrici in presenza di fotovoltaico ed accumulo per il Dimostratore F50

Tali risultati possono contribuire ad una migliore integrazione nella rete elettrica delle FER intermittenti e degli EVs con conseguente miglioramento della gestione del sistema elettrico.

3 Prodotti attesi

Per la presente LA non sono attesi prodotti hardware o software.

Report tecnico: "Servizi energetici aggiuntivi: Sviluppo di strategie basate su tecniche di intelligenza artificiale per impianti fotovoltaici con sistemi di accumulo e sistemi di ricarica di EVs".

4 Prodotti sviluppati

Non sono stati sviluppati prodotti hardware o software.

È stato rilasciato il presente report tecnico: "Servizi energetici aggiuntivi: Sviluppo di strategie basate su tecniche di intelligenza artificiale per impianti fotovoltaici con sistemi di accumulo e sistemi di ricarica di EVs".

5 Analisi degli scostamenti su attività e risultati

Non ci sono stati scostamenti tecnici/economici rispetto a quanto preventivato.

6 Sintesi delle attività svolte

L'attività di ricerca ha permesso di testare strategie avanzate per ottimizzare la gestione energetica negli Smart Buildings e nella mobilità elettrica. L'aggiornamento degli algoritmi previsionali basati su Intelligenza Artificiale ha migliorato la stima della produzione fotovoltaica e dei consumi. Una prima attività ha riguardato l'implementazione di una strategia ADR a livello POD, che consente di stabilire quanta potenza prelevare dalla rete in determinate fasce orarie, sfruttando la flessibilità di pompe di calore e storage. I test hanno confermato l'efficacia della strategia, a patto che lo storage sia dimensionato e gestito correttamente. Sono state inoltre sviluppate due strategie per la ricarica di veicoli elettrici, una Standard e una Fast. I test hanno evidenziato una maggiore sostenibilità ambientale per la prima, mentre per la seconda una ricarica più rapida dello Storage garantisce una maggiore disponibilità di energia per i veicoli elettrici.

7 Dettaglio delle attività svolte

Nell'ambito dell'accordo di programma Mise-ENEA, per il Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 ed in particolare dell'attività LA25 del progetto, è previsto lo sviluppo di metodologie avanzate per l'ottimizzazione della gestione dell'energia negli Smart Buildings e nella mobilità elettrica.

Uno dei primi aspetti affrontati in questo lavoro è stato l'aggiornamento degli algoritmi previsionali per la produzione fotovoltaica e il carico elettrico. L'obiettivo era migliorare la precisione delle previsioni, considerando le fluttuazioni della produzione fotovoltaica dovute all'ombreggiamento e le variazioni della potenza assorbita dal carico, strettamente legate alla presenza e all'attività dei dipendenti.

Negli ultimi anni, l'Automated Demand and Response, ADR, ha dimostrato di essere una strategia molto efficace per migliorare la flessibilità della rete elettrica, bilanciando la domanda e l'offerta di energia. In particolare, numerosi studi hanno evidenziato come l'integrazione di ADR con sistemi di previsione avanzati possa ottimizzare l'uso delle risorse rinnovabili e ridurre il rischio di congestioni sulla rete.

In questo contesto, sfruttando le previsioni ottenute grazie agli algoritmi aggiornati, è stata analizzata e testata sul campo l'ADR a livello di Punto di Consegna (POD) con l'obiettivo di valutare la possibilità che il distributore inviasse richieste di potenza al POD durante specifici intervalli orari.

In linea con gli sviluppi precedentemente descritti, un ulteriore ambito di ricerca ha riguardato l'implementazione di strategie per la gestione intelligente dei flussi di potenza negli Smart Buildings, con particolare attenzione alla presenza di veicoli elettrici (EVs). In questo contesto, sono stati sviluppati algoritmi predittivi per ottimizzare la carica e scarica delle batterie, integrando la produzione fotovoltaica e il consumo energetico in tempo reale.

Infine, è stata progettata una strategia specifica per la ricarica veloce degli EVs, anche in situazioni in cui le forniture elettriche risultano sottodimensionate. Grazie all'integrazione di sistemi fotovoltaici e di accumulo, è stato possibile garantire una ricarica ottimizzata. Anche in questo caso, la strategia è stata prima simulata utilizzando il simulatore di impianti ENEA, per poi essere testata sul campo, validandone così l'efficacia.

7.1 Previsioni PV

7.1.1 Impianto F40

I dati impiegati per l'analisi e lo sviluppo di strategie di gestione intelligente dei flussi di potenza provengono dal Dimostratore F40, situato nel CR ENEA di Casaccia.



Figura 1. Generatore fotovoltaico installato sulla copertura dell'edificio F40.

Tabella 1. Caratteristiche elettriche del generatore PV LG Neon2 325 N1C-A5 in Silicio monocristallino (c-Si).

Potenza nominale	18,2 kW
Numero di moduli	56
Numero di stringhe	6
Inclinazione (tilt)	15°
Tensione massima @STC (Voc)	408 V (stringhe da 10) / 367,2 V (stringhe da 9)
Tensione alla massima potenza @STC (Vm)	333 V (stringhe da 10) / 299,7 V (stringhe da 9)
Corrente di corto circuito @STC (Isc)	10,41 A
Corrente alla massima potenza @STC (Im)	9,77 A

Nella Fig. 1 è illustrato l'impianto PV installato sulla copertura dell'edificio. Le 6 stringhe che lo compongono sono suddivise in 3 array indipendenti, ciascuno formato da 2 stringhe, e connessi a inverter monofase ABB REACT-UNO-4.6-TL, indicati rispettivamente come React1, React2 e React3.

Un sensore di irradianza è montato sul React1, perciò le misurazioni giornaliere di irradianza tengono conto delle eventuali ombre che si proiettano su questo array, mentre non includono le ombre che potrebbero influenzare React2 e React3.

Le ombre sulle stringhe sono causate da strutture sul tetto e nelle vicinanze dell'impianto PV e variano mensilmente durante l'anno. Nello specifico, la distribuzione delle ombre è la seguente:

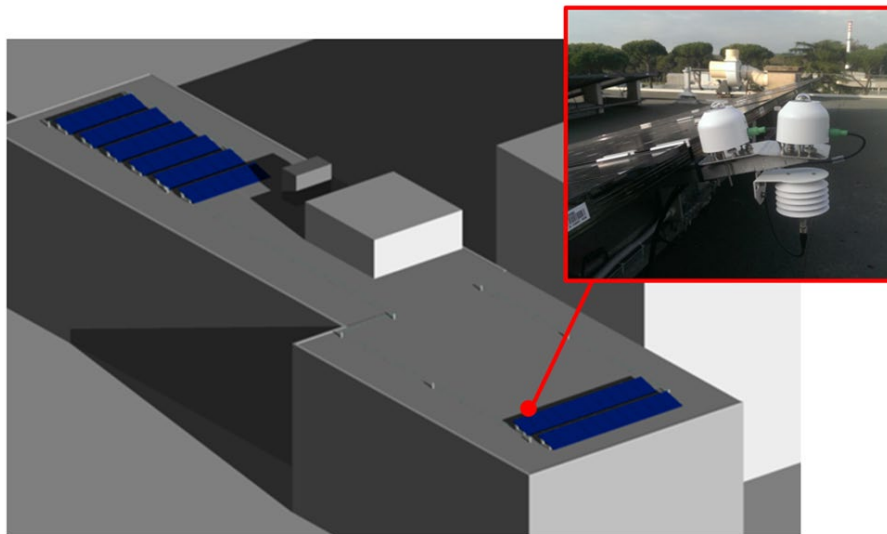


Figura 2. Il sensore di irradianza è installato solo in prossimità del React1.

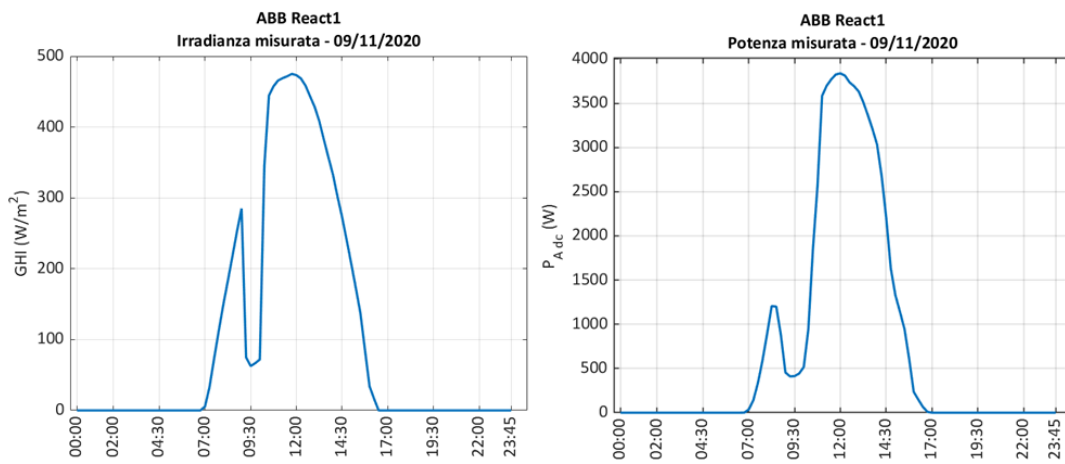


Figura 3. A sinistra, l'irradianza misurata dal piranometro posto in prossimità del React1; a destra, la potenza misurata generata dal React1.

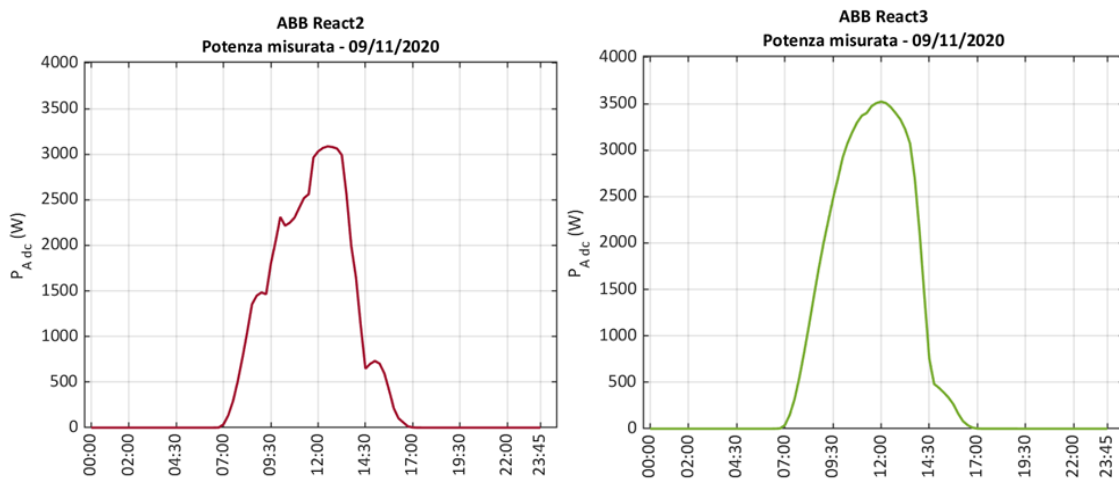


Figura 4. A sinistra, la potenza misurata generata dal React2; a destra, la potenza misurata generata dal React3.

Nei report precedenti si è scelto di utilizzare la formula per il calcolo dell'irradianza in forma chiusa; quindi, a partire dai valori di tensione e corrente, sono stati calcolati i profili giornalieri di irradianza per i React 2 e React3.

Il problema è che per fare la previsione vengono utilizzati i profili di irradianza e temperatura previsti per il giorno successivo, che non tengono conto dell'ombreggiamento sistematico sull'impianto. La rete non sempre riesce a tener conto di questo ombreggiamento.

Pertanto, si è scelto di fare un'analisi del profilo di ombreggiamento annuale che ricade sul React1, considerando i profili d'irradianza misurati dal sensore posto all'F50, dunque senza ombreggiamento, e i profili d'irradianza misurata dal sensore posto in prossimità del React1, Fig. 5.

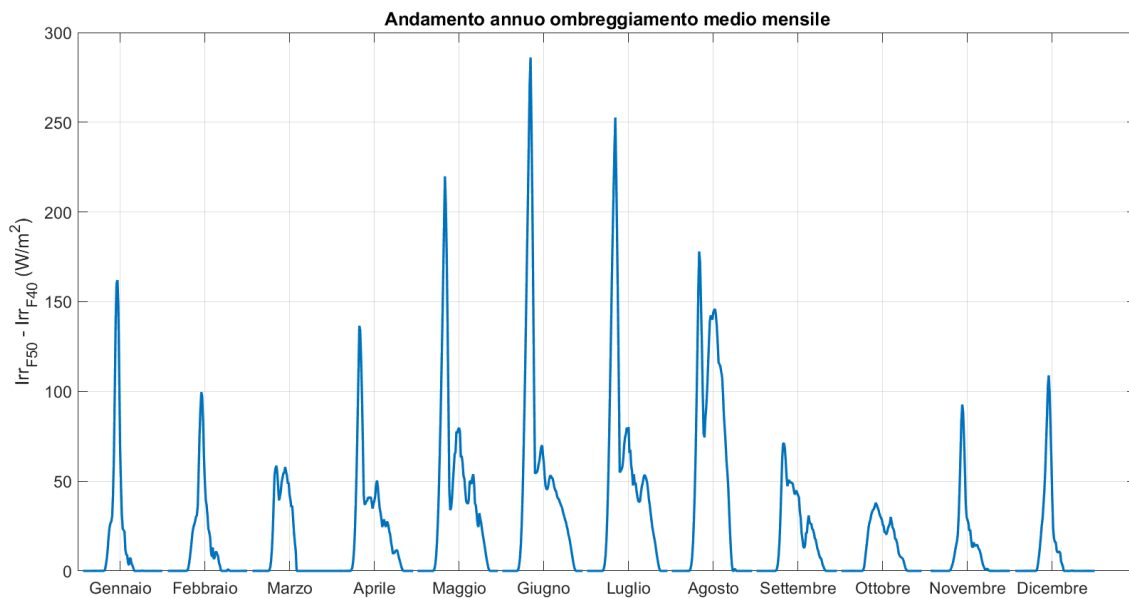


Figura 5. Andamento annuale ombreggiamento medio mensile, React1.

L'andamento giornaliero relativo al singolo mese è stato ricavato considerando la media sul mese dell'andamento delle ombre filtrato con un filtro a media mobile in cui sono stati azzerati valori negativi. Questo profilo sarà poi utilizzato per fare la previsione della potenza PV per il giorno successivo, in particolare sarà dato in ingresso alla rete, il profilo d'irradianza fornito dalle previsioni meteorologiche (modello WRF-ARW), corretto del fattore di ombreggiamento, $\beta(t)$, calcolato per il mese considerato.

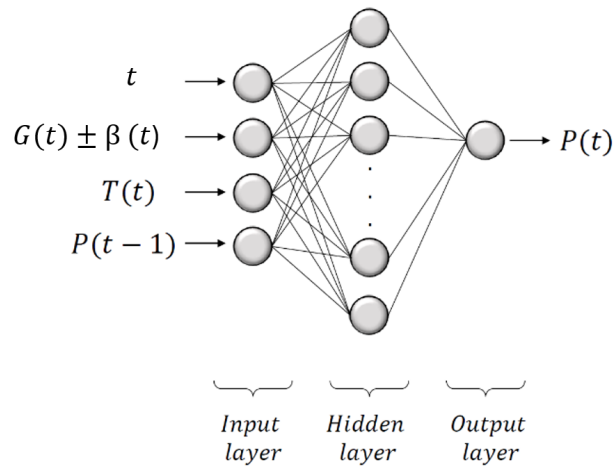


Figura 6. Architettura rete neurale

Sulla base delle considerazioni fatte, sono state rifatte le previsioni considerando i vettori di irradianza con e senza ombreggiamento. Di seguito si riportano i risultati per una giornata invernale e una estiva.

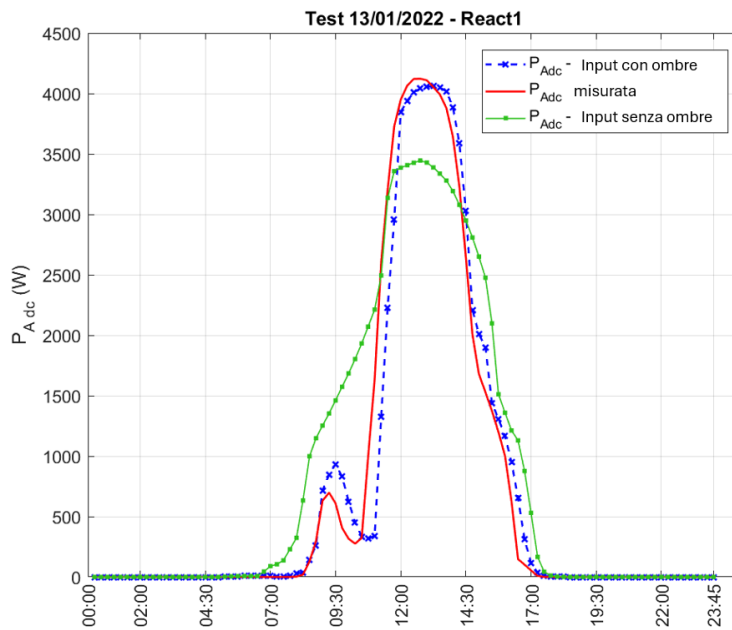


Figura 7. Confronto tra la potenza misurata e quella calcolata dalla rete neurale, utilizzando come input le previsioni senza e con la presenza di ombre: WMAPE=39.4%, RMSE=484.2 W, WMAPE=12.4%, RMSE=235.6 W, rispettivamente.

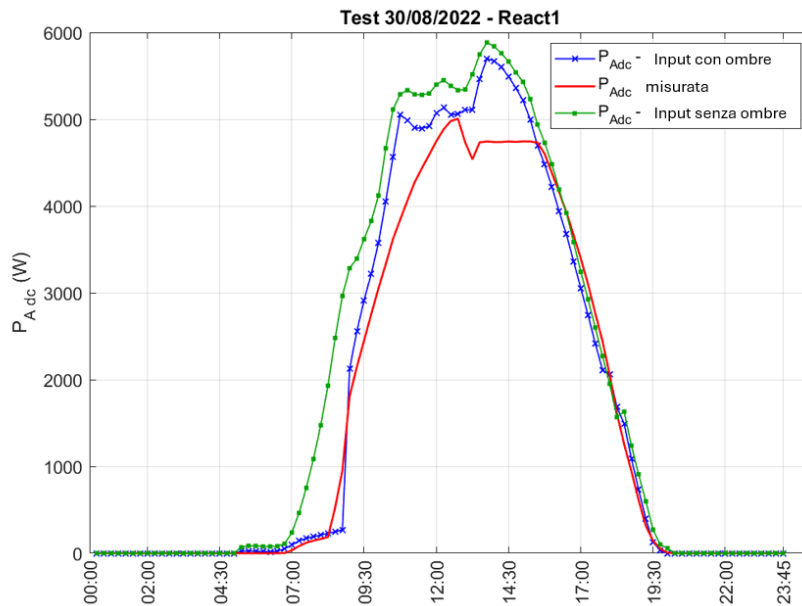


Figura 8. Confronto tra la potenza misurata e quella calcolata dalla rete neurale, utilizzando come input le previsioni di irradianza senza e con la presenza di ombre: : WMAPE=24.4%, RMSE=655.4 W, WMAPE=10.6%, RMSE=301.4 W, rispettivamente.

7.1.2 Impianto Lampedusa

Il Dimostratore di Lampedusa, installato presso l'Osservatorio ENEA di Lampedusa, è costituito da due sezioni: una monofase da 4,2 kWp con 10 kWh di accumulo al piombo e una trifase da 10 kWp con 16 kWh di accumulo al litio.



Figura 9. Impianto PV (14,2 kWp) con accumulo di Lampedusa.



Figura 10. Sensori di radiazione solare e di temperatura ambiente.

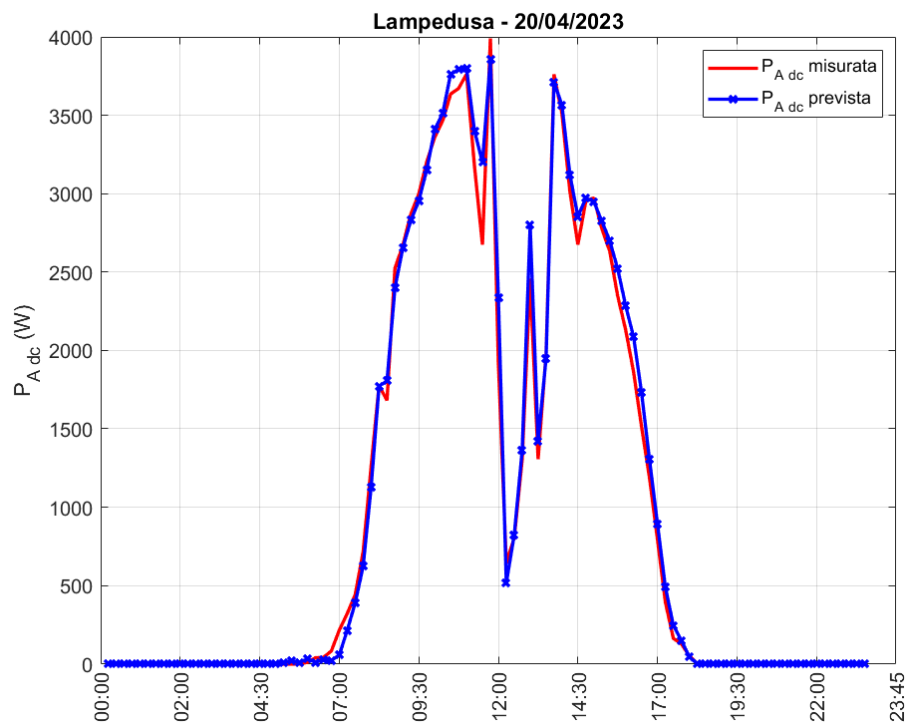


Figura 11. Confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete: WMAPE=1.09%, RMSE=105.10 W.

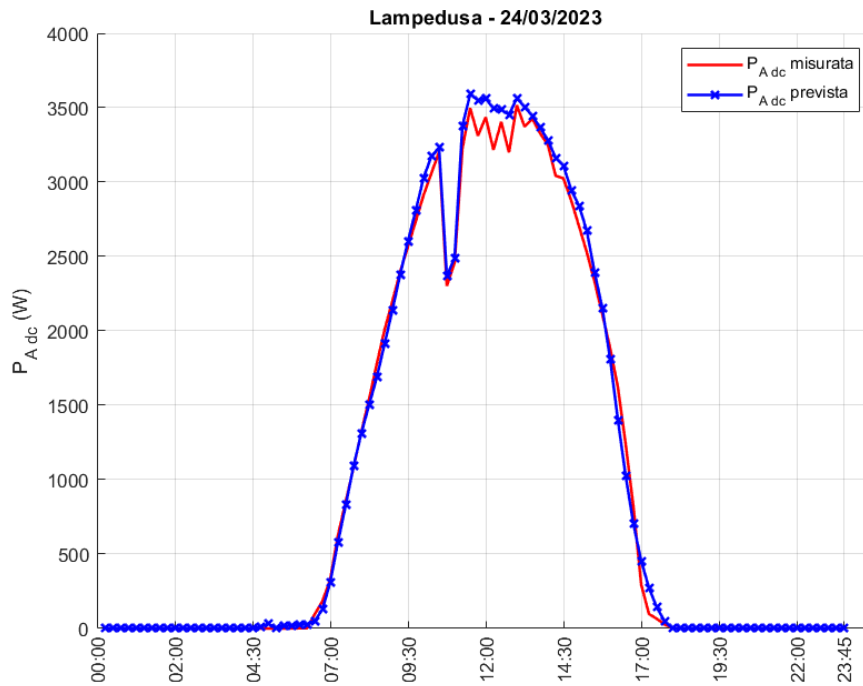


Figura 12. Confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete: WMAPE=4.18%, RMSE=78.86 W.

A differenza dell'impianto F40 situato a Casaccia, questo impianto non presenta strutture che generano un'ombreggiatura costante. Di conseguenza, è stato sufficiente implementare una rete neurale Feed-Forward in grado di elaborare i vettori di irradianza e temperatura, senza la necessità di considerare ulteriori fattori di ombreggiamento.

7.2 Impianto bifacciale Dimostratore F50

I dati impiegati per l'analisi e lo sviluppo di strategie di gestione intelligente dei flussi di potenza sono stati raccolti da un impianto PV presente nel Dimostratore F50 situato presso il Centro Ricerche ENEA Casaccia, Fig. 13.



Figura 13. Impianto PV F50.

Il generatore PV è composto da 4 stringhe di 9 moduli ciascuna, con una capacità totale di 13,3 kWp. I moduli sono stati forniti da ENEL Green Power. Si tratta di moduli bifacciali che

consentono un aumento della produzione annua del 10-15% rispetto a un modulo convenzionale di pari potenza.

Tabella 2. Caratteristiche elettriche del generatore PV bifacciale

Potenza nominale	13,3 kW
Numero di moduli	36
Numero di stringhe	4
Inclinazione (tilt)	30°
Tensione massima @STC (Voc)	477 V (stringhe da 9)
Tensione alla massima potenza @STC (Vm)	390,6 V (stringhe da 9)
Corrente di corto circuito @STC (Isc)	9 A
Corrente alla massima potenza @STC (Im)	8,52 A

Il sistema PV è dotato di sensori per monitorare grandezze elettriche e fisiche. Due piranometri misurano la radiazione solare sulle facce anteriore e posteriore del modulo bPV. Un sensore PT100 rileva la temperatura dei moduli, mentre un altro sensore misura temperatura ambiente e umidità relativa.



Figura 14. Piranometro per la misurazione della radiazione solare globale incidente sulle facce anteriore e posteriore del modulo bPV.

Per prevedere la potenza del sistema PV, è stato usato un modello basato su una rete neurale Feed-Forward, con ingressi di irradianza frontale, temperatura e potenza precedente. È

importante sottolineare che i risultati riportati fanno riferimento a previsioni meteo, dunque previsioni di irradianza e temperatura, corrette.

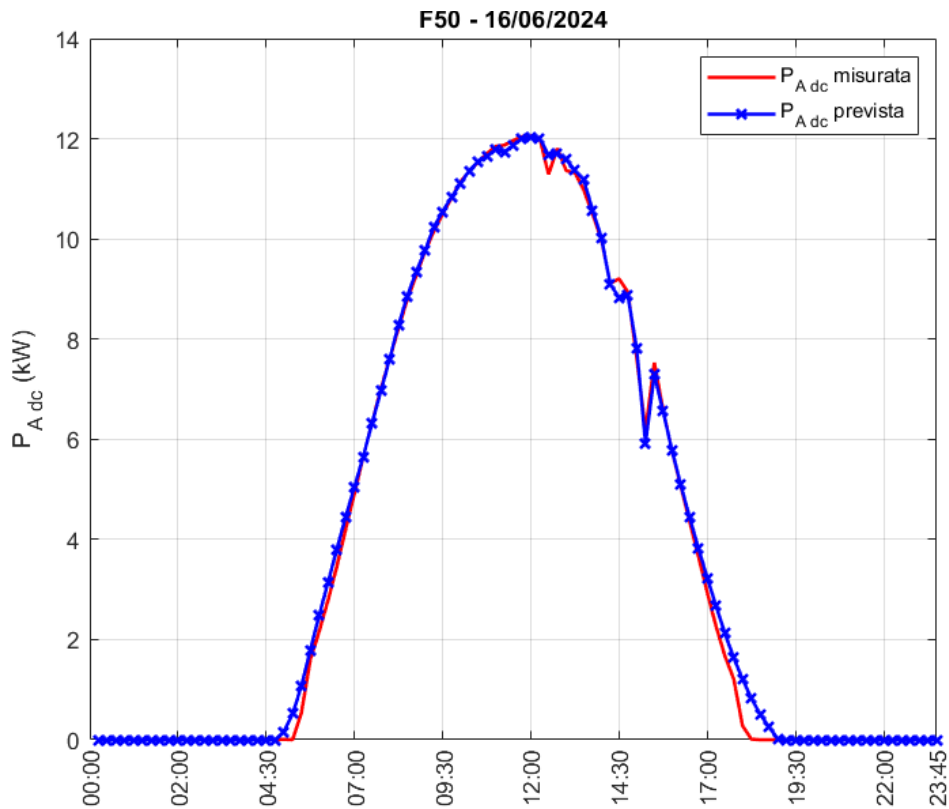


Figura 15. Confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete: WMAPE=1.05%, RMSE=208.5 W.

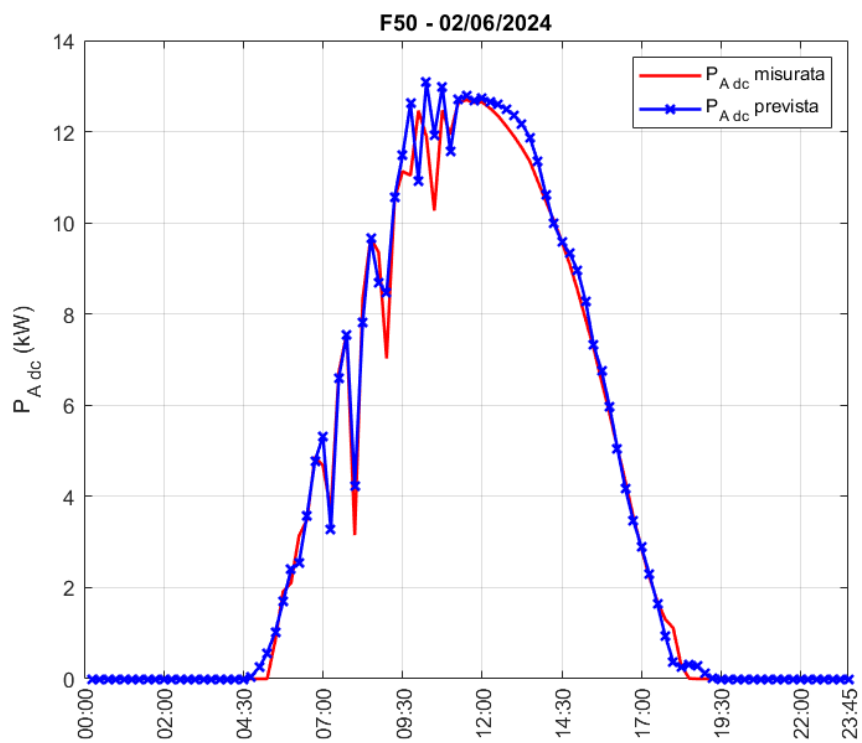


Figura 16. Confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete: WMAPE=1.84%, RMSE=428.3 W.

7.3 Previsioni carico

La rete neurale prevede, con un orizzonte di 24 ore, le curve di carico elettrico dell'edificio F40, destinato a uffici e laboratori. L'analisi considera i carichi del primo piano, misurati da sensori e registrati in file giornalieri, includendo dati utili alla previsione della potenza fotovoltaica.

I carichi considerati sono sia monofase che trifase, così suddivisi:

- Carichi monofase: potenza di cabina (linea 1), pompe di calore (linea 2) e luci di cabina (linea 3)
- Carichi trifase: luci di emergenza, fan-coil, forza motrice e luci degli uffici.

Rispetto agli anni precedenti, sono stati integrati due nuovi carichi rilevanti: il carico termico delle pompe di calore, gestito dinamicamente per ottimizzare l'efficienza energetica, e la stazione di ricarica per EVs, introdotta per supportare la mobilità sostenibile. Questi elementi arricchiscono l'analisi dei consumi e ne migliorano la caratterizzazione.

Nel report, le strategie considerate includono i seguenti carichi:

- ADR, Dimostratore F40: Luci e pompe di calore della linea L2.

In particolare per la previsione della potenza assorbita dalle luci è stata implementata una rete neurale Time Delay (TDNN) che ha permesso di effettuare la previsione a 24 ore.

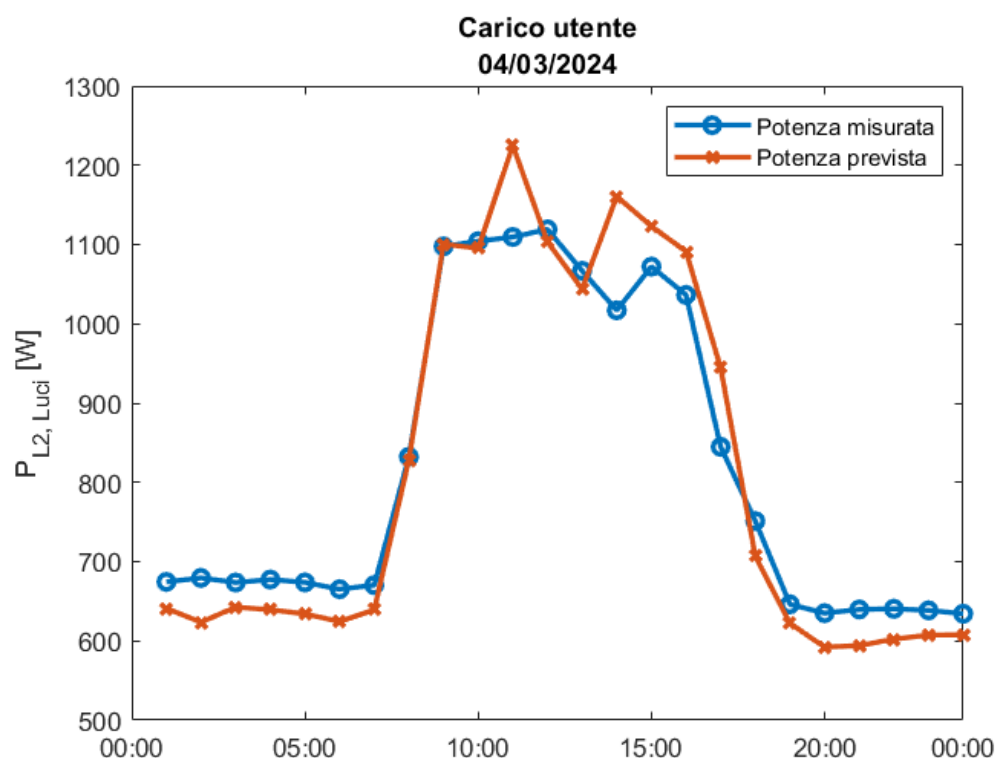


Figura 17. Confronto tra la potenza misurata sulla linea 2 e la potenza prevista.

Per quanto riguarda la previsione della potenza assorbita dalle pompe di calore, implementata nella strategia ADR@POD, è stato adottato il risultato senza fornire una descrizione dettagliata, in quanto non rientra tra gli aspetti trattati.

7.4 Simulazione e test della strategia ADR a livello POD – F40

L'obiettivo di questa attività riguarda l'analisi della strategia ADR@POD che implementa il caso d'uso della flessibilità a livello POD già descritta nel report PTR 22-24 LA1.23 della RdS. Nello specifico è stata presa in considerazione una giornata tipo (13 marzo 2024), recuperati i dati di esercizio dello Smart Building e confrontati con le simulazioni al fine di validare queste ultime.

A tale scopo è stato usato il simulatore di impianti ENEA sviluppato in Matlab Simulink che consente di analizzare sistemi fotovoltaici, storage, carichi elettrici e la rete.

L'obiettivo era fissare il prelievo da rete ad un valore costante (100W) durante le fasce orarie 10-12 e 16-18 sfruttando la flessibilità introdotta dalle pompe di calore e dallo storage.

Il risultato è esemplificato nella Fig. 18, in cui:

- *Prelievo concordato*: potenza che lo Smart Building prevede di prelevare dalla rete per il giorno corrente, basata sulle previsioni del PV e del carico elettrico. E' il risultato di una simulazione e rappresenta un impegno verso il DSO per le fasce orarie indicate.;
- *POD*: potenza misurata sul POD;
- *SOC*: stato di carica fornito dal BMS della batteria.

Idealmente, *Prelievo concordato* e *POD* dovranno coincidere nelle fasce orarie 8-10 e 16-18 mentre potranno differire nel resto della giornata. La figura mostra come l'impegno sia effettivamente mantenuto a condizione che la batteria riesca a fornire/ricevere la potenza necessaria per fare da buffer. La dimensione e la gestione corretta della batteria sono fondamentali per il successo della strategia ADR@POD. Il tempo di campionamento delle potenze è di 15 minuti per il Prelievo concordato e 15 secondi per il POD, a causa delle differenze nei sistemi di metering. Tale difformità di campionamento non solo non riduce l'efficacia della strategia ADR@POD ma è utile per analizzare l'evoluzione del sistema durante i transitori.

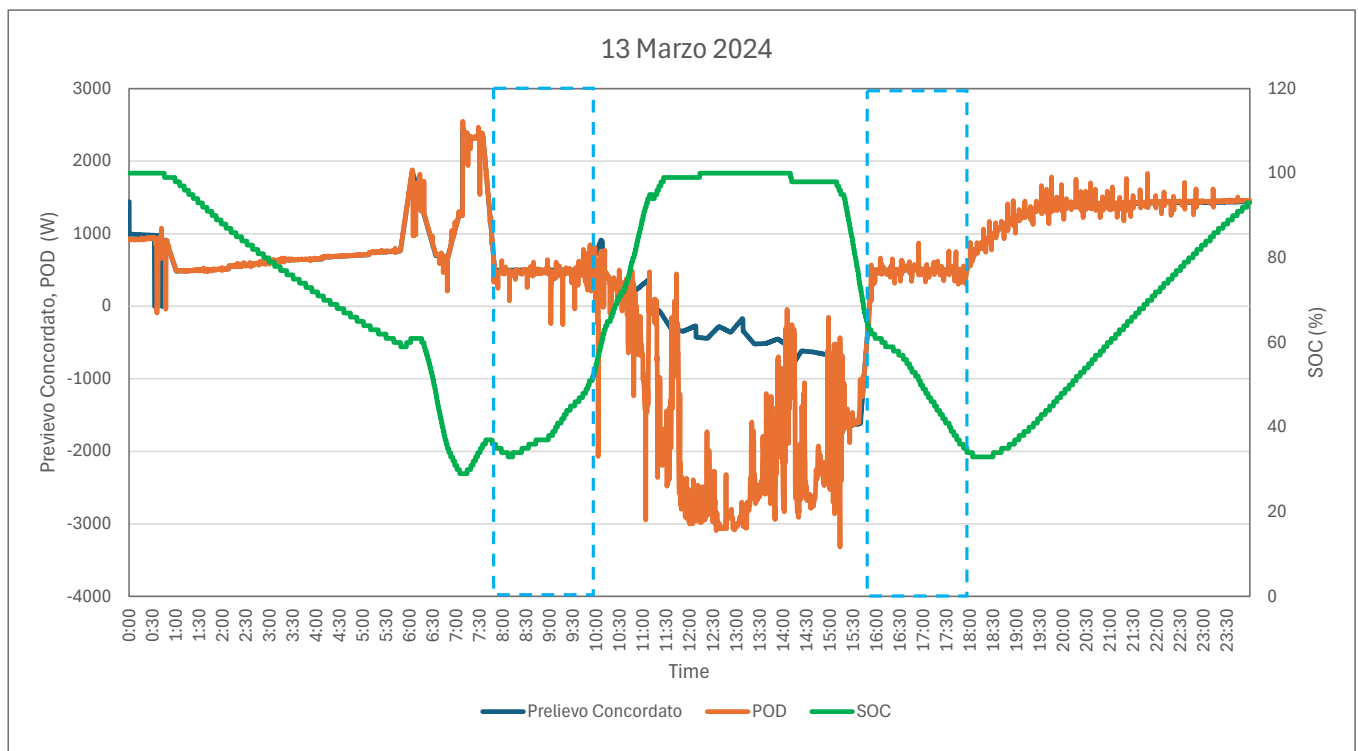


Figura 18. Strategia ADR@POD: Confronto tra dati misurati e simulati.

7.5 Strategie in presenza di uno smart Building e di un EV

Obiettivo di questa attività è sviluppare strategie di gestione che consentano la ricarica Fast di EVs in Smart Building con forniture elettriche sottodimensionate grazie alla presenza del PV e dell'accumulo in dotazione all'edificio.

A tale scopo, sono stati condotti dei test in campo nel CR Enea Casaccia dove esiste un Dimostratore specifico con colonnina Fast da 50 kW, storage al litio da 40 kWh, PV da 13 kWp ed una fornitura elettrica limitata a 15 kW, mentre il carico elettrico considerato proviene dall'edificio F40. L'ipotesi che si è fatta è che un EV possa richiedere il servizio di ricarica Fast dalle ore 9 in poi (orario medio di arrivo delle persone nel centro). La strategia di gestione sviluppata prevede che ogni giorno alla mezzanotte un codice specifico legga il SOC della batteria e generi un profilo di carica tale da portare la batteria al suo stato di massima carica (SOC MAX = 90%) alle 9 del mattino.

La strategia è stata simulata con il simulatore ENEA in Matlab Simulink e poi validata in campo.

Le simulazioni del 6 febbraio 2025 mostrano che il simulatore riproduce correttamente il comportamento dell'impianto, evidenziando la potenza erogata dal connettore CCS e dal sistema di accumulo.

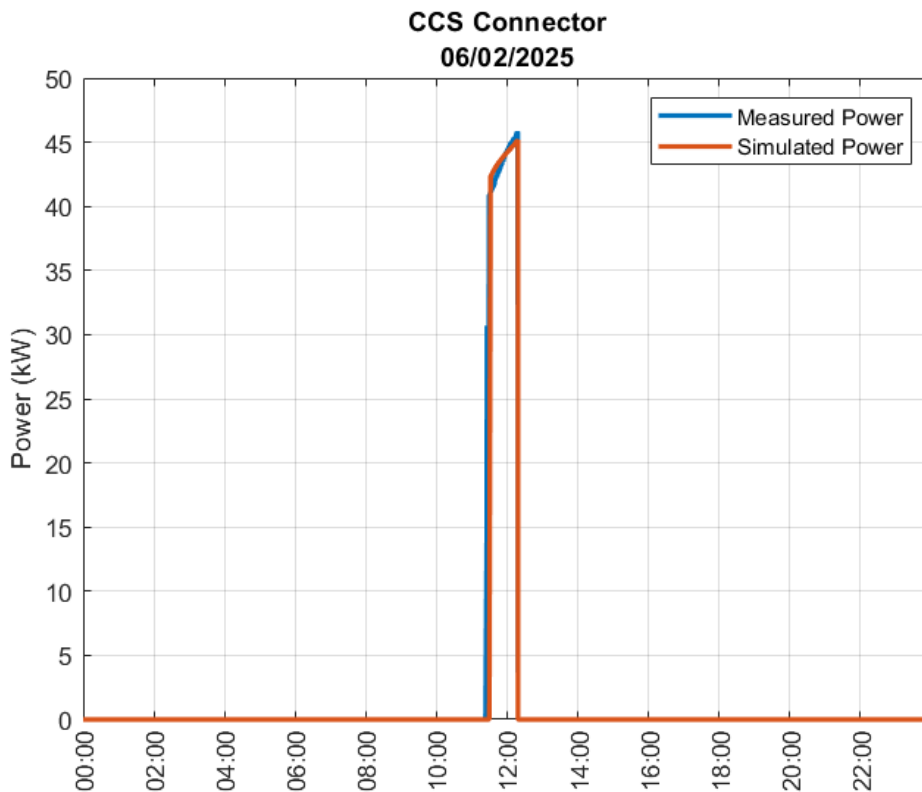


Figura 19. Simulazione del 06/02/2025: confronto tra i profili di potenza erogati dal connettore CCS.

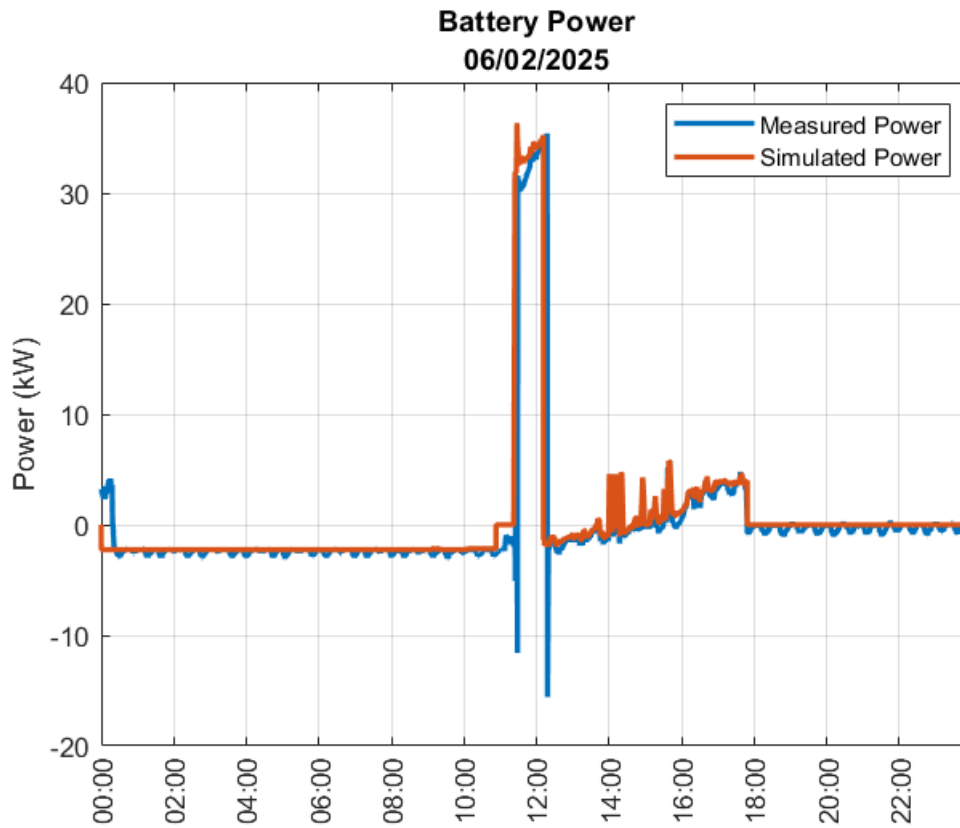


Figura 180. Simulazione del 06/02/2025: confronto tra i profili di potenza del sistema di accumulo.

Di seguito si riportano le figure rappresentative dei test condotti in campo.

Le grandezze rappresentate nelle figure sono:

- CCS: potenza erogata dal connettore CCS della colonnina Fast
- M2: potenza scambiata con la rete al netto del carico elettrico dello Smart Building.
- PV: potenza prodotta dal fotovoltaico
- Battery Power: potenza erogata dalla batteria del Dimostratore
- Battery SOC: stato di carica della batteria del Dimostratore
- EV SOC: stato di carica del veicolo elettrico

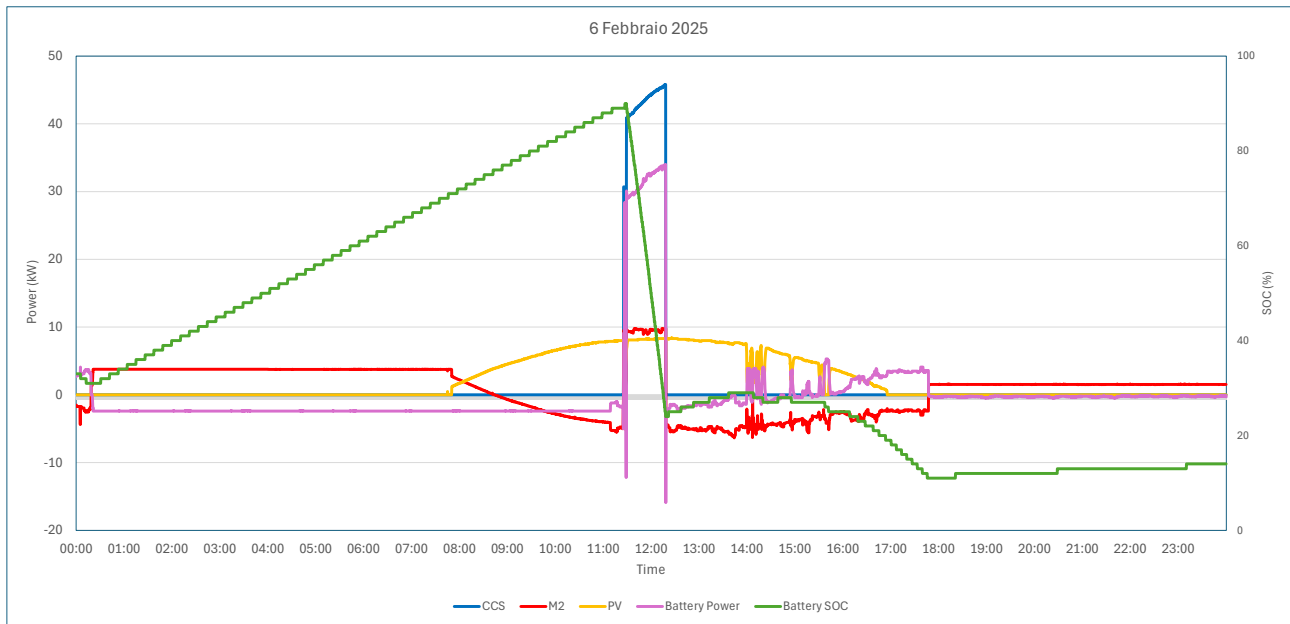


Figura 191. Test 06/02/2025: Profili delle grandezze relative al Dimostratore F50.

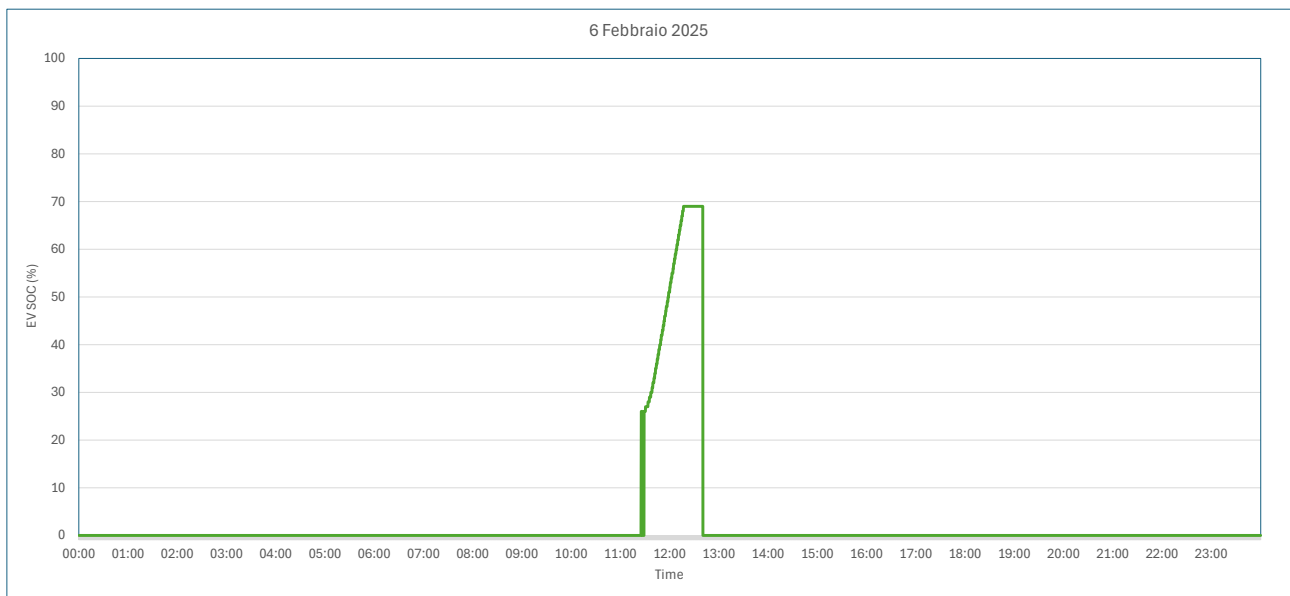


Figura 20. Test 06/02/2025: SOC del veicolo elettrico.

La Fig. 21 mostra chiaramente come la batteria inizi a caricarsi alla mezzanotte a potenza costante fino al momento in cui il veicolo elettrico chiede di caricarsi. Le fonti di energia da cui attingere per la ricarica dell'EV, ossia il PV, lo storage e la rete, hanno diverse priorità: quella più alta ce l'ha il PV, poi la rete ed infine la batteria. Da quest'ultima viene prelevata solo la potenza necessaria per soddisfare il requisito dei 50 kW della ricarica Fast e questo perché è prioritario avere la batteria quanto più carica possibile quando arriva un EV. Diversamente, e cioè se si fosse data una priorità maggiore alla batteria rispetto a quella assegnata alla rete, la batteria si sarebbe scaricata prima e conseguentemente il requisito dei 50 kW sarebbe stato mantenuto per meno tempo con conseguente aumento dei tempi di ricarica dell'EV.

Dopo la carica dell'EV, si attua l'autoconsumo con l'eventuale surplus PV che ricarica la batteria. Il carico utilizzato è preso dall'edificio F40 del CR Enea Casaccia. Durante il test, l'elevato carico

dell'edificio F40 ha impedito di ricaricare completamente la batteria, causando ritardi nella ricarica del secondo EV.

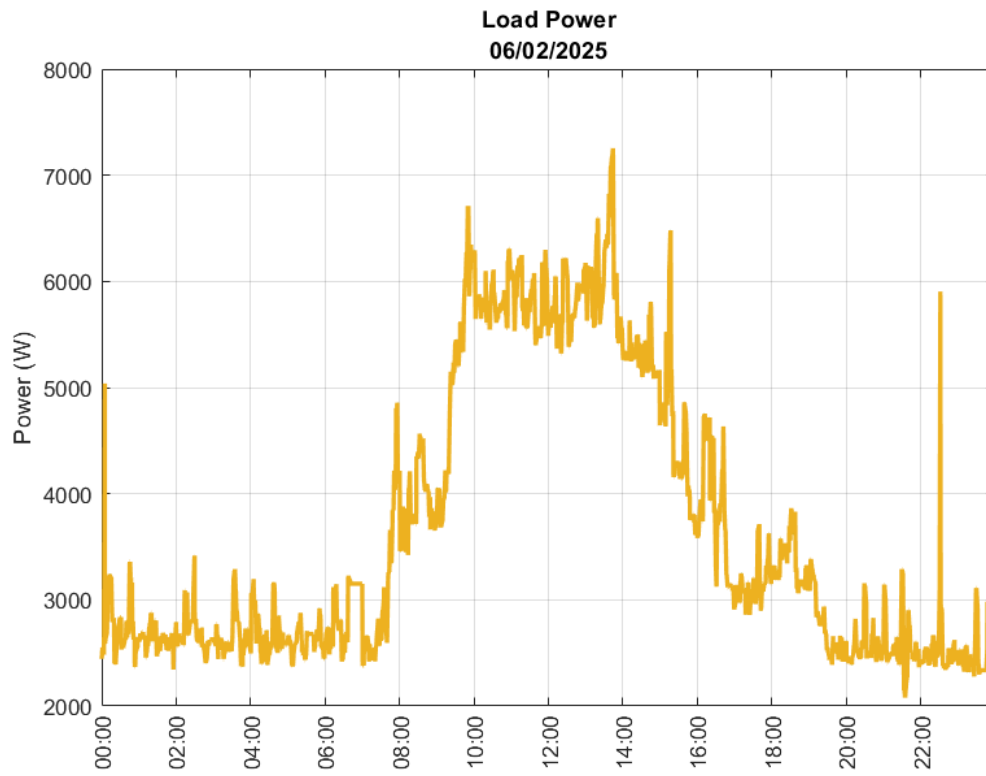


Figura 213. 06/02/2025: Profilo di carico.

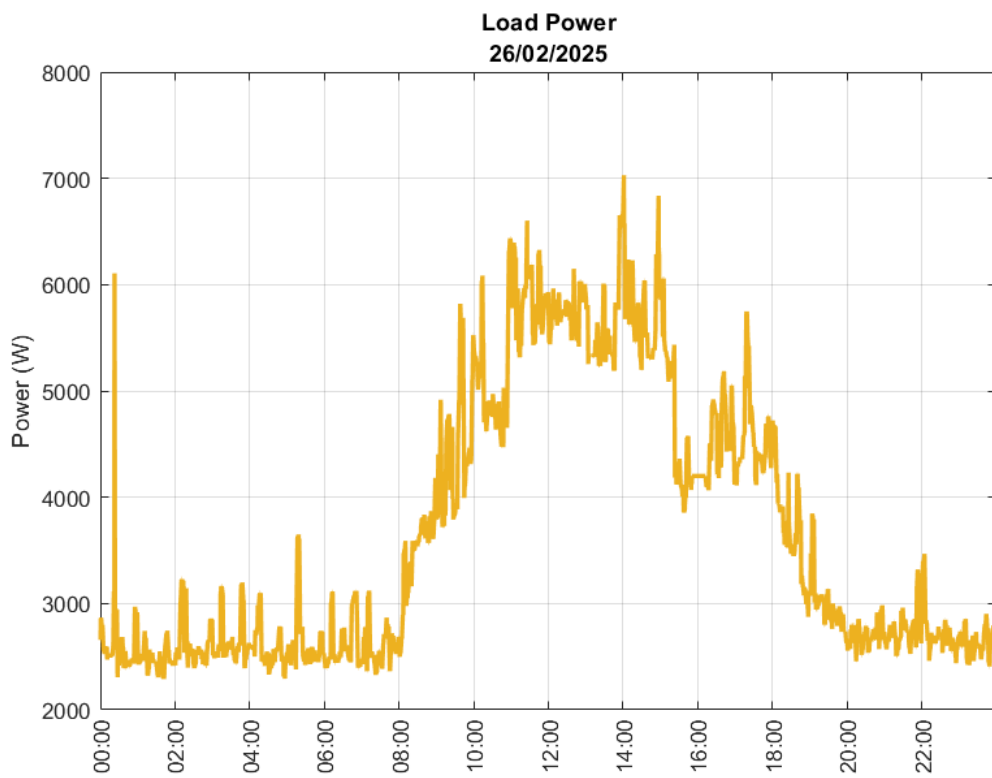


Figura 24. 26/02/2025: Profilo di carico.

È stata testata una seconda strategia che, in caso di surplus PV, prevede di prelevare potenza anche dalla rete per caricare la batteria. Questo approccio garantisce che un secondo veicolo elettrico trovi la colonnina pronta a erogare la ricarica Fast, grazie a una batteria più carica, Fig. 25.

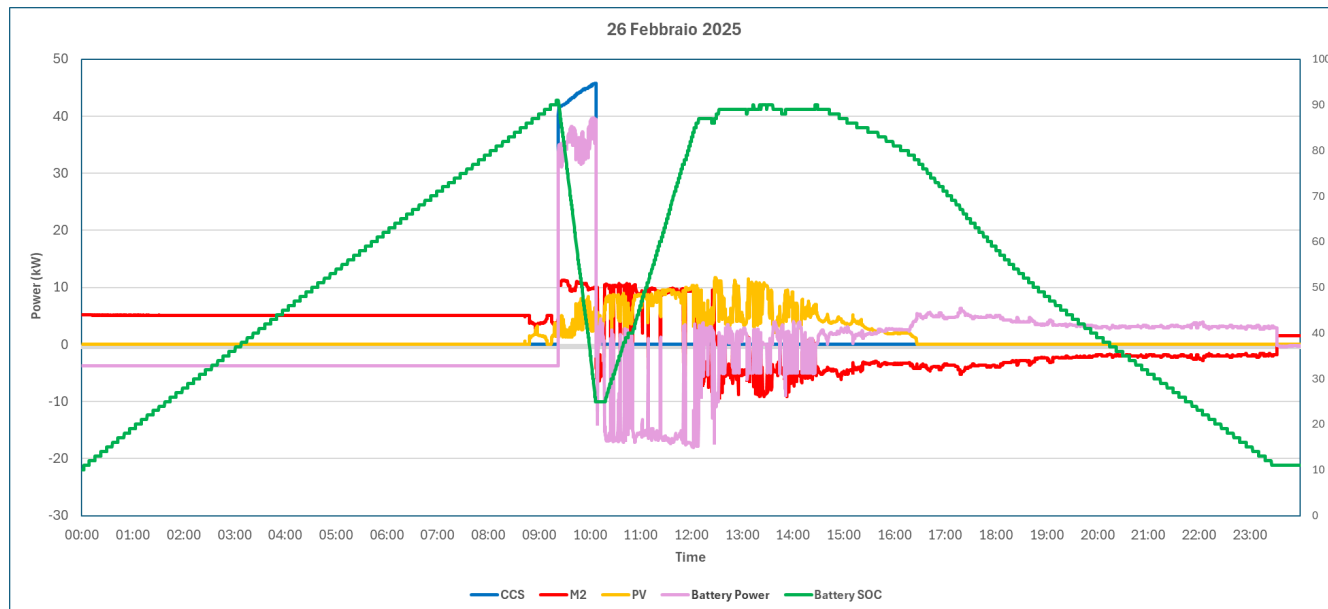


Figura 25. Test 26/02/2025: Profili delle grandezze relative al Dimostratore F50.

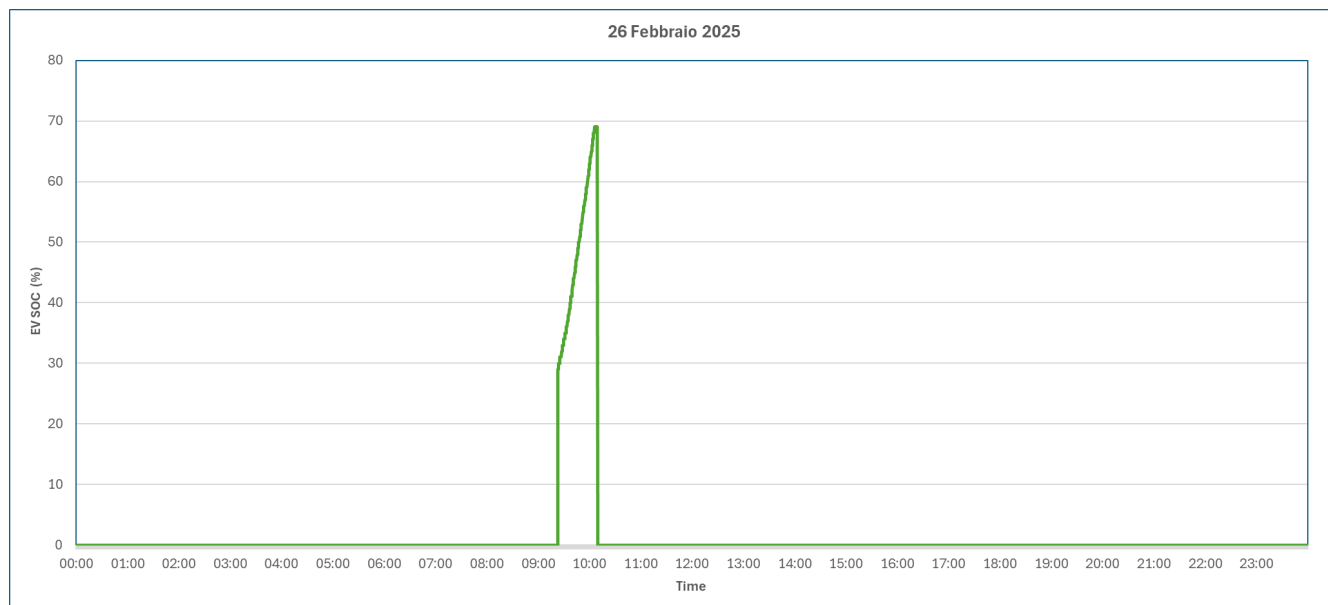


Figura 26. Test 26/02/2025: SOC del veicolo elettrico.

Confronto strategie

La Fig. 27 mostra un confronto tra le due strategie. In particolare, la strategia Standard, basata solo sul PV, riduce il prelievo dalla rete, rendendo il sistema più sostenibile, ma può limitare la disponibilità di energia in caso di carichi elevati. La strategia Fast, invece, garantisce una ricarica più rapida e affidabile grazie all'integrazione con la rete, ma comporta maggiori costi e un possibile impatto sulla sostenibilità. Per ottimizzare il bilanciamento energetico, si

potrebbe sviluppare un sistema avanzato con modelli predittivi per gestire dinamicamente lo Storage.

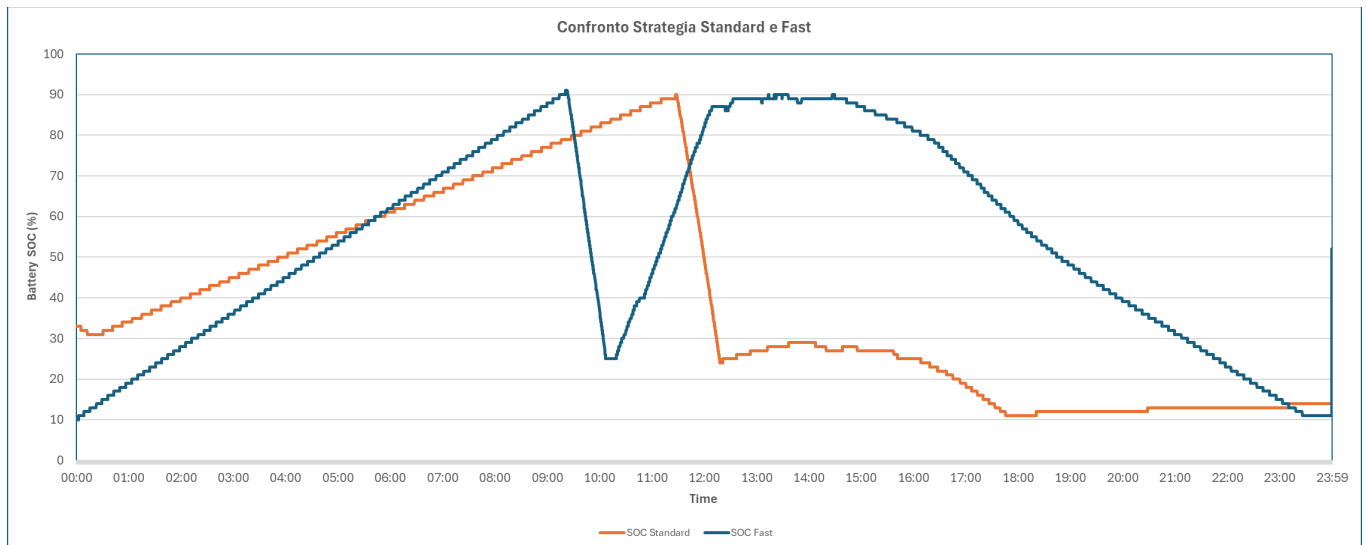


Figura 27. Confronto strategie: profili di SOC del sistema di accumulo relativi al Dimostratore F50.

7.6 Conclusioni

L'attività di ricerca ha permesso di individuare e testare metodologie avanzate per ottimizzare la gestione dell'energia in scenari innovativi, rivolgendo particolare attenzione agli Smart Buildings e alla mobilità elettrica. Grazie all'aggiornamento degli algoritmi previsionali, basati su tecniche di Intelligenza Artificiale, è stato possibile migliorare la precisione nella stima della produzione fotovoltaica e del carico elettrico, contribuendo a una gestione più efficiente delle risorse energetiche disponibili.

Il primo step dello studio ha riguardato l'implementazione della strategia ADR a livello POD, con l'obiettivo di mantenere il prelievo dalla rete a un valore costante durante specifiche fasce orarie, sfruttando la flessibilità delle pompe di calore e dello storage. I test condotti hanno confermato che questa strategia può effettivamente garantire la stabilità del prelievo, a condizione che la batteria sia dimensionata in modo adeguato e gestita correttamente.

Parallelamente, è stata sviluppata e testata una strategia per la ricarica Fast dei EVs in Smart Buildings. L'integrazione tra PV e sistemi di accumulo ha rappresentato la chiave per superare i limiti di potenza disponibili a livello POD, consentendo una gestione intelligente della ricarica. L'analisi delle strategie Standard e Fast ha mostrato che la prima è più sostenibile, ma limita la disponibilità energetica in caso di alto carico, mentre la seconda garantisce una ricarica rapida, sebbene con maggiore consumo dalla rete e costi aggiuntivi. L'analisi suggerisce che l'efficacia delle strategie dipenda dalla capacità di prevedere la domanda energetica e adattare dinamicamente la gestione dello storage e dei carichi, con un ruolo chiave dei modelli predittivi basati su reti neurali.

In conclusione, i risultati ottenuti confermano il potenziale delle strategie sviluppate nel migliorare la gestione dell'energia negli Smart Buildings e nel supportare l'infrastruttura di ricarica dei EVs. Il lavoro svolto apre la strada a futuri sviluppi, tra cui l'affinamento degli algoritmi di previsione e la sperimentazione di nuove strategie di gestione intelligente dell'energia in presenza di EVs con l'obiettivo di rendere i sistemi energetici sempre più efficienti, flessibili e sostenibili.

8 Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte

Per la presente LA non sono state attivate consulenze.

9 Pubblicazioni scientifiche

Lucaferri, V., Valentini, M., De Lia, F., Laudani, A., Presti, R. L., Schioppo, R., & Fulginei, F. R. (2023). Modeling and optimization method for Battery Energy Storage Systems operating at variable C-rate: A comparative study of Lithium technologies. *Journal of Energy Storage*, 73, 109232.

Lucaferri, V., Radicioni, M., De Lia, F., Laudani, A., Presti, R. L., Lozito, G. M., ... & Schioppo, R. (2022, September). An Indirect Approach to Forecast Produced Power on Photovoltaic Plants Under Uneven Shading Conditions. In *International Conference on Applied Intelligence and Informatics* (pp. 29-43). Cham: Springer Nature Switzerland.

10 Eventi di disseminazione

Non ci sono stati eventi di disseminazione scaturiti dall'attività svolta.