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

MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO



Sviluppo in ambiente Matlab-Simulink di un gestore di flussi energetici per edifici intelligenti

Francesco De Lia, Salvatore Castello

Report RdS/PAR2016/010

SVILUPPO IN AMBIENTE MATLAB-SIMULINK DI UN GESTORE DI FLUSSI ENERGETICI PER EDIFICI INTELLIGENTI.

Francesco De Lia (ENEA), Salvatore Castello (ENEA).

Settembre 2017

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA
Piano Annuale di Realizzazione 2016
Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici
Progetto: D.6. Sviluppo di un modello integrato di smart district urbano
Obiettivo: b. Sistemi e servizi smart per edifici
Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Indice

1 INTRODUZIONE 5

2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI 5

2.1 SIMULAZIONI 6
2.1.1 Caso studio 1: periodo 24 Marzo – 30 Marzo 6
2.1.2 Caso studio 1: periodo 30 Giugno – 6 Luglio 8
2.1.3 Caso studio 1: periodo 1 Dicembre – 7 Dicembre 10

3 PROGETTO PRELIMINARE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON ACCUMULO DA REALIZZARE SUL TETTO DELL'EDIFICIO F40 14

3.1 DESCRIZIONE DEL SITO 14
3.2 NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO 14
3.3 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO 15
3.4 PARTICOLARI GRAFICI 18

4 CONCLUSIONI 20

5 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI 21

Figure

Figura 1. Esempio di andamento della curva di prelievo. 5
Figura 2. Carico di utente disaggregato ed. F40 - 1° piano – periodo 24-30 marzo. 7
Figura 3. Curva di prelievo e PUN nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. 7
Figura 4. Grandezze elettriche di interesse nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. 8
Figura 5. Prelievo Richiesto e Prelievo Reale: impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SdA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo 24-30 marzo). 8
Figura 6. Curva di prelievo e PUN nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. 9
Figura 7. Carico di utente disaggregato ed. F40 - 1° piano – periodo: 30 giugno-6 luglio. 9
Figura 8. Grandezze elettriche di interesse nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. 10
Figura 9. Prelievo Richiesto e Prelievo Reale: impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SDA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo: 30 giugno-6 luglio). 10
Figura 10. Curva di prelievo e PUN nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. 11
Figura 11. Carico di utente disaggregato ed. F40 - 1° piano - periodo: 1-7 Dicembre. 12
Figura 12. Grandezze elettriche di interesse nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SDA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo 1-7 Dicembre). 12
Figura 13. Prelievo Richiesto e Prelievo Reale: impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SDA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo 1-7 Dicembre). 12
Figura 14. Grandezze elettriche di interesse: impianto FV (18 kWp) con SdA (140 kWh) edificio F40 L=ed. F40, – periodo 24-30 marzo). 13
Figura 15. Prelievo Richiesto e Prelievo Reale: impianto FV (18 kWp) con SdA (140 kWh) ed. F40 L=ed. F40, – periodo 24-30 marzo). 13
Figura 16. Particolare della struttura di sostegno a zavorra. 18
Figura 17. Rendering impianto da realizzare sul tetto dell'edificio F40. 19
Figura 18. Schema a blocchi impianto fotovoltaico con accumulo. 19

Tabelle

Tabella 1. Indicatori di prestazione dell'algoritmo di calcolo della curva di prelievo.
Tabella 2. Caratteristiche elettriche dell'inverter fotovoltaico.
Tabella 3. Caratteristiche elettriche del sistema di accumulo.

1 Introduzione

Il documento riporta uno studio sviluppato in ambiente Matlab-Simulink relativamente ad un sistema composto da un impianto fotovoltaico con accumulo e da un controllore di impianto (EMS) sul quale è stata implementata una gestione intelligente dei flussi energetici. Lo scenario di riferimento è quello dello Smartbuilding di seconda generazione in cui i Prosumer dotati di un impianto fotovoltaico e Storage elettrico interagiscono in modo automatico con un Aggregatore per concordare una propria curva di prelievo. Tale curva dipende dalla curva di carico dell' utente, dalla curva di produzione e dal PUN. La presenza dello Storage elettrico, opportunamente gestito, è fondamentale per assicurare quanto più possibile il rispetto della curva di prelievo. A tal proposito, il documento definisce e quantifica un indicatore di prestazione (RMSE) in grado di dare un indicazione circa il rispetto della curva di prelievo concordata. Nel documento è anche riportato il progetto preliminare dell'impianto fotovoltaico con accumulo che verrà realizzato su un edificio del CR Casaccia sul quale verranno implementate le logiche di gestione suddette.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

La curva prelievo (CP) della singola giornata, in questa prima fase è stata determinata in funzione del PUN, della curva di assorbimento dei carichi di una singola utenza e della curva di generazione dell'impianto fotovoltaico. In particolare, l'andamento della curva di prelievo è stato determinato su base oraria dalla seguente formula:

$$CP = (1/PUN) * (\Sigma E_load - \Sigma E_PV) / \Sigma (1/PUN)$$

Dove:

- E_load : è l'energia giornaliera richiesta dai carichi;
- E_PV : è l'energia giornaliera prodotta dall'impianto fotovoltaico

Le sommatorie si intendono estese alle 24 ore della giornata.
Nella figura seguente è riportato un tipico andamento della curva di prelievo.

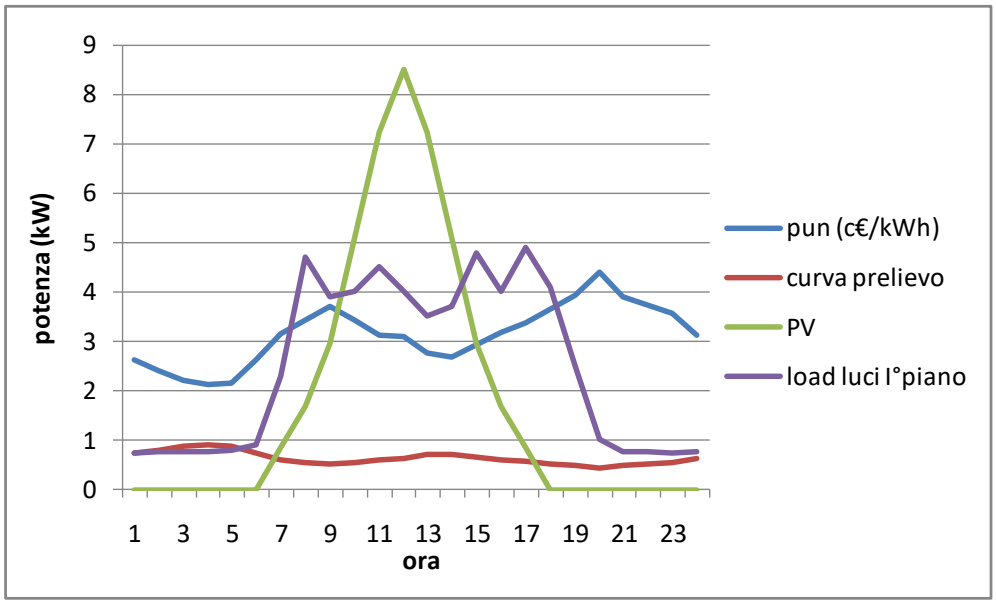


Figura 1. Esempio di andamento della curva di prelievo.

Dalla figura si deduce che l'andamento della curva di prelievo è inversamente proporzionale a quello del PUN e che l'energia giornaliera ad essa associata è pari alla differenza fra l'energia giornaliera richiesta dal carichi e quella prodotta dall'impianto fotovoltaico.

La tecnologia che si sta sviluppando in Enea consente, note le condizioni al contorno, ovvero il PUN, l'irradianza solare e la temperatura del sito di installazione, di stimare una curva di produzione e, note la curva di carico e quella di prelievo, di gestire lo storage elettrico in modo da rispettare quanto più possibile la curva di prelievo precedentemente definita.
A tal fine, di seguito sono riportate alcune simulazioni in cui, con riferimento all'impianto fotovoltaico con accumulo[1] che verrà realizzato sul tetto dell'edificio F40 del CR ENEA Casaccia, sono state prese ad esempio tre settimane rappresentative di un anno solare e per ciascuna di esse è stata individuata una gestione ottimale dell'accumulo con l'obiettivo di rispettare la curva di prelievo concordata. E' evidente come la capacità di accumulo e la potenza dell'impianto fotovoltaico, rapportato al carico, giochino un ruolo importante nel garantire il rispetto totale o parziale della curva di prelievo concordata.

2.1 Simulazioni

Le simulazioni sono state lanciate in ambiente Matlab-Simulink utilizzando il Simulatore di impianti sviluppato da ENEA dove è stato implementato il meccanismo di calcolo della curva di prelievo CP precedentemente descritto. Inoltre, grazie ai modelli elettrici del sistema fotovoltaico, del sistema di accumulo, del carico di utente e della rete elettrica sviluppati sono state anche valutate tutte le grandezze di interesse dell'impianto. La curva di prelievo (CP) è un dato di ingresso al simulatore e può essere personalizzata a seconda del meccanismo di calcolo utilizzato. Il PUN utilizzato è quello del 2016 ed è stato scaricato dal sito del GME.
Nelle simulazioni sono state considerate tre settimane tipo: una settimana primaverile (24 Marzo – 30 Marzo), una settimana estiva (30 Giugno – 6 Luglio) ed una settimana invernale (1 Dicembre – 7 Dicembre). Per ciascuna settimana sono state riportate le grandezze di interesse e fatta una analisi sul rispetto della curva di prelievo CP. Circa questo aspetto, al fine di valutare le prestazioni di sistema, sono state graficate sul piano cartesiano, per le tre settimane, le curve di prelievo richiesto e reale, e calcolato l'indice di prestazione l'RMSE[2] mediante la formula:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N}\left(\mathrm{Pr}_{real_i} - \mathrm{Pr}_{rich_i}\right)^2}{N}}$$

Dove:

- *N* è il numero di ore presenti nel periodo preso in considerazione (N=168);
- Pr_{reali} è l'energia prelevata media nell'ora i-esima realmente misurata nel punto di consegna della fornitura;
- Pr_{richi} è l'energia prelevata media richiesta (CP) nell'ora i-esima ottenuta con il metodo sopra descritto;

2.1.1 Caso studio 1: periodo 24 Marzo – 30 Marzo

La Figura 3 mostra l'andamento della curva di prelievo e il corrispondente PUN per la settimana primaverile nel caso in cui l'impianto fotovoltaico con accumulo sia asservito al carico elettrico dell'edificio F40 (dove verrà realizzato l'impianto) costituito dalle Luci 1° piano, più le luci emergenza 1° piano, più i Fan Coil e qualora si consideri una sezione di 3,5 kWp dell'impianto stesso[3].
Per ciò che concerne il carico di utente disaggregato, il peso maggiore è dato dalle luci di emergenza mentre i Fan Coil presentano un consumo marginale.
Il valore del PUN registrato in questa settimana è stato quasi sempre compreso tra 20 €/MWh a 55 €/Mwh, fatta eccezione per due periodi in cui si sono raggiunti valori di circa 10 €/MWh e 90 €/MWh.

[1] L'impianto fotovoltaico una potenza di picco di 18 kW circa e una capacità di accumulo di 12 kWh.
[2] RMSE (Root Mean Square Error).
[3] La capacità del sistema di accumulo è pari a 12 kWh.

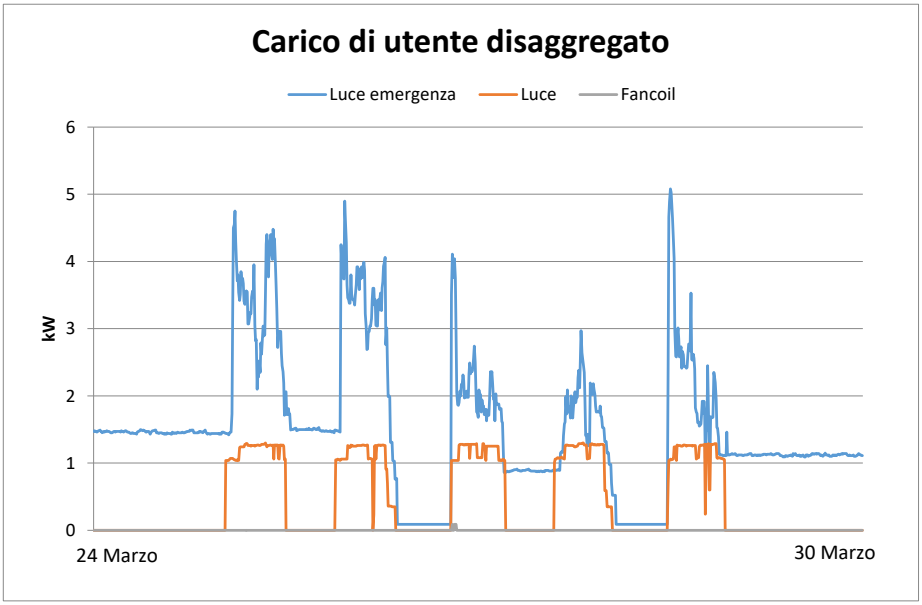


Figura 2. Carico di utente disaggregato ed. F40 - 1° piano – periodo 24-30 marzo.

L'applicazione del metodo di calcolo della curva di prelievo CP sopra descritto conduce alla Figura 3. Tale figura mostra chiaramente come, giorno per giorno, il prelievo dalla rete sia effettivamente inversamente proporzionale al PUN.

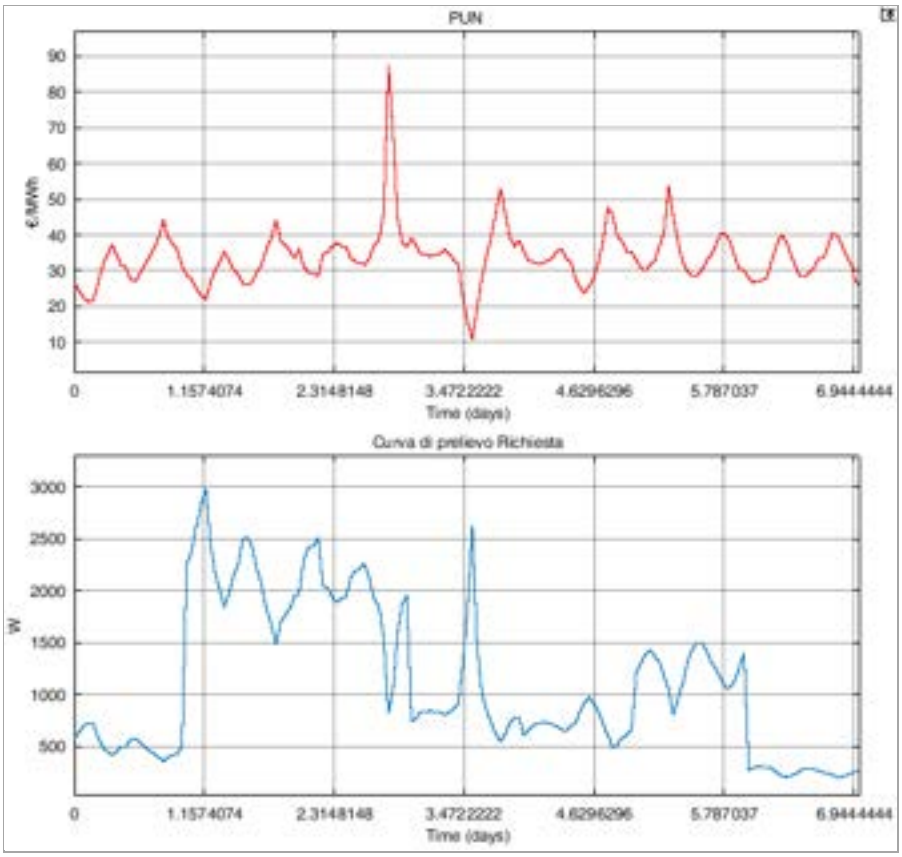


Figura 3. Curva di prelievo e PUN nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SdA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo 24-30 marzo).

Grazie al simulatore d'impianti, per il periodo in questione sono state calcolate la produzione fotovoltaica, note l'irradianza solare e la temperatura ambiente del sito, e conseguentemente gestito lo storage, in carica o scarica, in modo che la curva di prelievo reale coincida con quella richiesta (CP). Dalle figure si osserva che fintantoché c'è sufficiente carica nelle batterie, la gestione dell'accumulo riesce a garantire il rispetto della curva di prelievo CP. Tale rispetto viene meno nelle situazioni in cui si chiede alla batteria di scendere sotto il SOC min superare il SOC max. In tali situazioni, venendo meno il contributo dell'accumulo, le due curve di prelievo (richiesta e reale) tendono a divergere. La Figura 4 conferma quanto affermato in quanto evidenzia tale divergenza proprio negli istanti in cui il SOC raggiunge i suoi valori limite SOC min e SOC max.

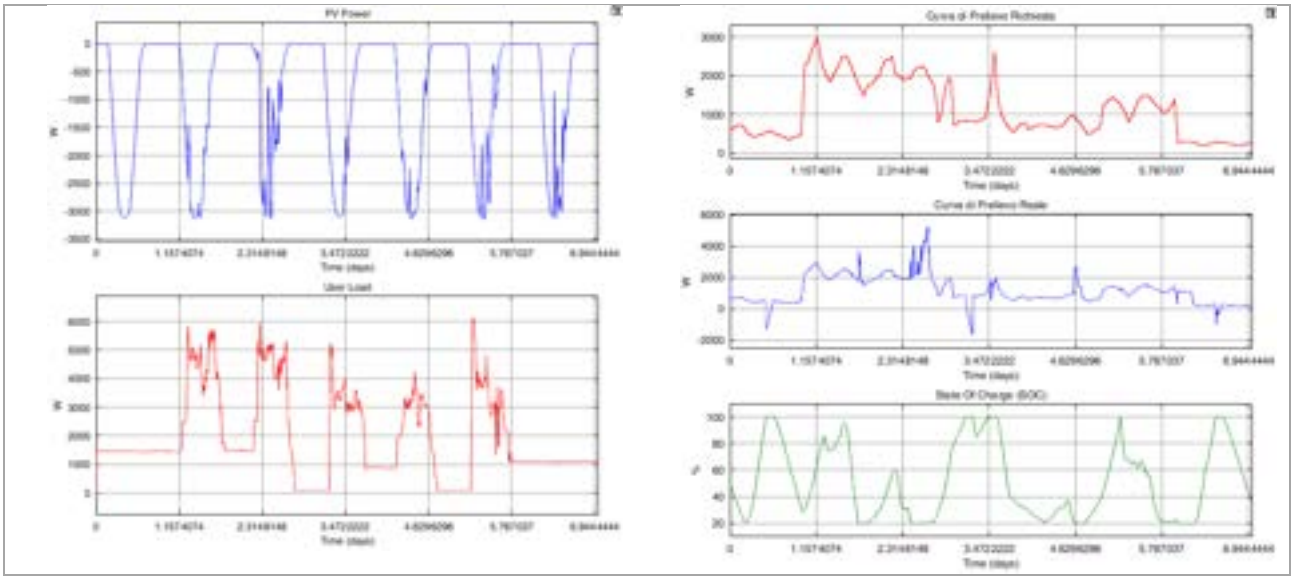


Figura 4. Grandezze elettriche di interesse nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SDA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo 24-30 marzo).

la Figura 5 mostra invece il confronto tra Prelievo reale e Prelievo richiesto e quantifica l'RMSE che ne consegue per la settimana che va dal 24 al 30 marzo. Nel caso specifico l'RMSE ammonta a circa 422 W a fronte di una curva di prelievo richiesta (CP), riportata in Figura 3, che mediata sulla settimana presenta un valore medio di 1100 W.

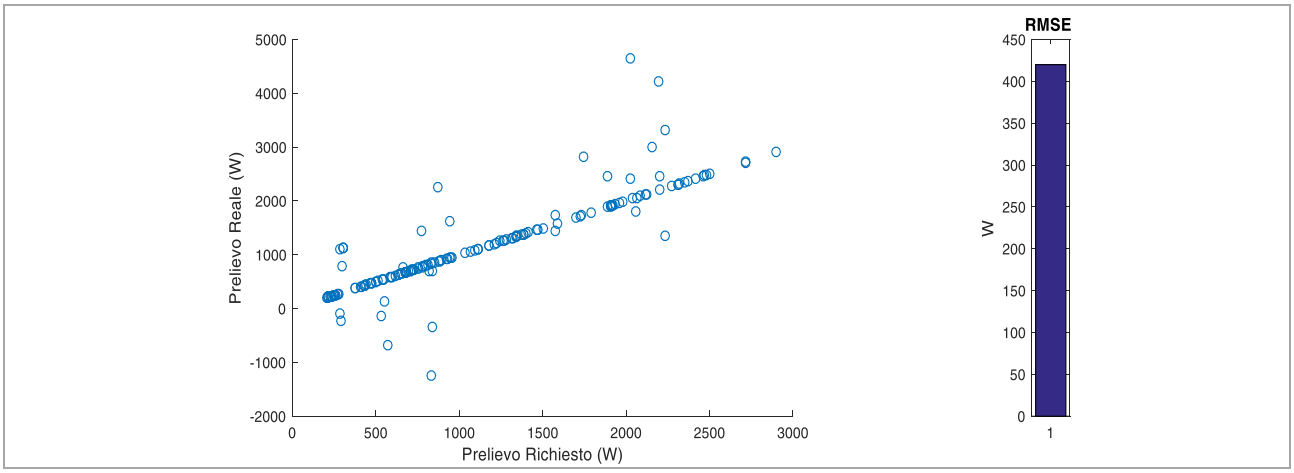


Figura 5. Prelievo Richiesto e Prelievo Reale: impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SdA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo 24-30 marzo).

2.1.2 Caso studio 1: periodo 30 Giugno – 6 Luglio

Durante la settimana estiva il PUN ha presentato minori variazioni repentine rispetto alla settimana primaverile essendo compreso tra 30 €/MWh a 70 €/MWh e questo, unitamente alla maggiore disponibilità della fonte solare ha prodotto una curva di prelievo con meno variazioni in termini di ampiezza (Figura 6). Per ciò che riguarda il carico di utente disaggregato, si registra un maggior peso dei Fan Coil legato alla presenza della climatizzazione estiva. Per la settimana in questione, si osserva infine una maggiore fedeltà nel soddisfare la curva di prelievo richiesta (CP), come evidenziato qualitativamente dalla Figura 6 e quantitativamente da un valore di RMSE inferiore (303 W). Si tenga presente che il valore medio settimanale della curva di prelievo richiesta è stato pari a 1431 W.

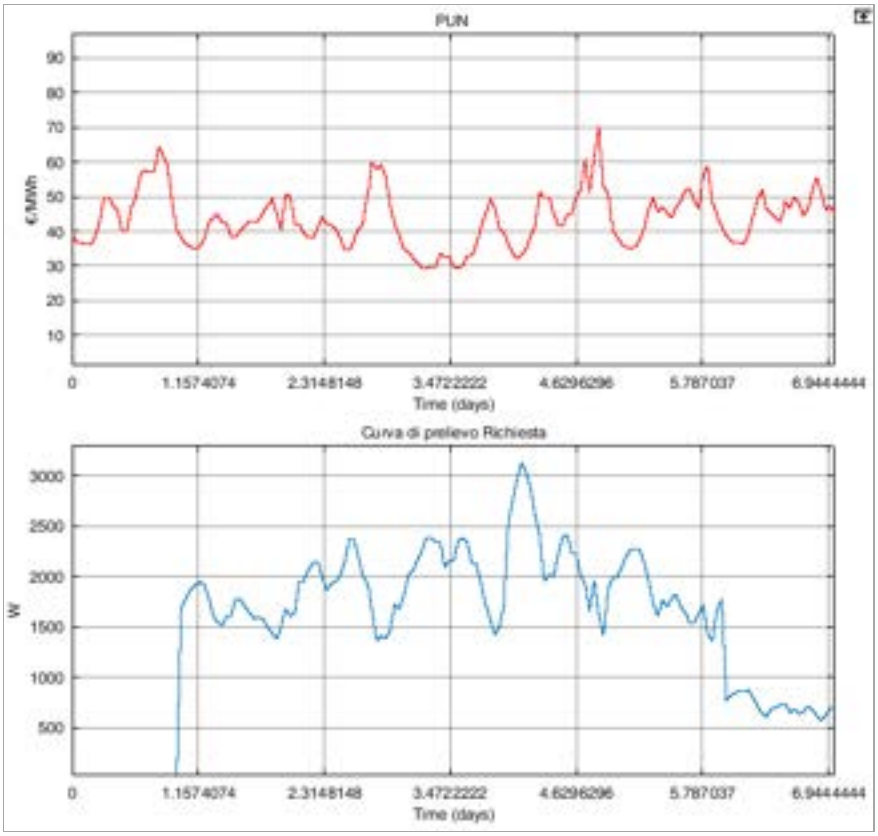


Figura 6. Curva di prelievo e PUN nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SdA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo 30 giugno-6 luglio).

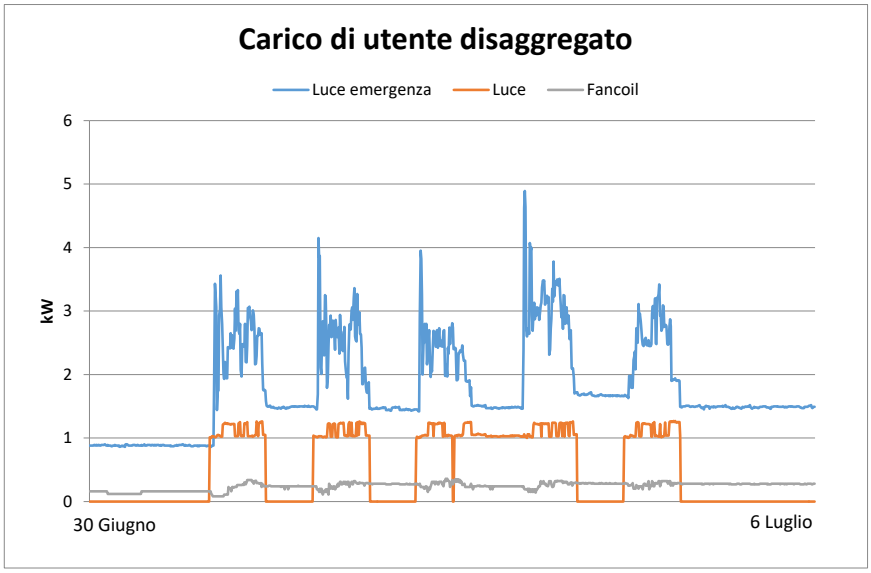


Figura 7. Carico di utente disaggregato ed. F40 - 1° piano – periodo: 30 giugno-6 luglio.

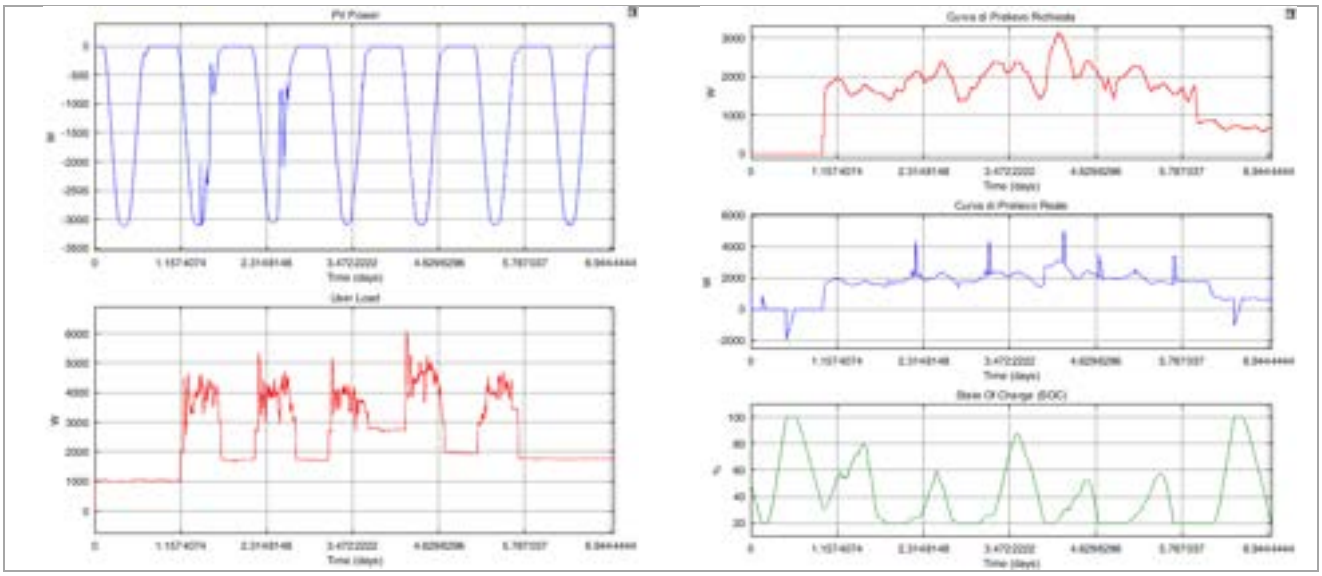


Figura 8. Grandezze elettriche di interesse nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SDA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo: 30 giugno-6 luglio).

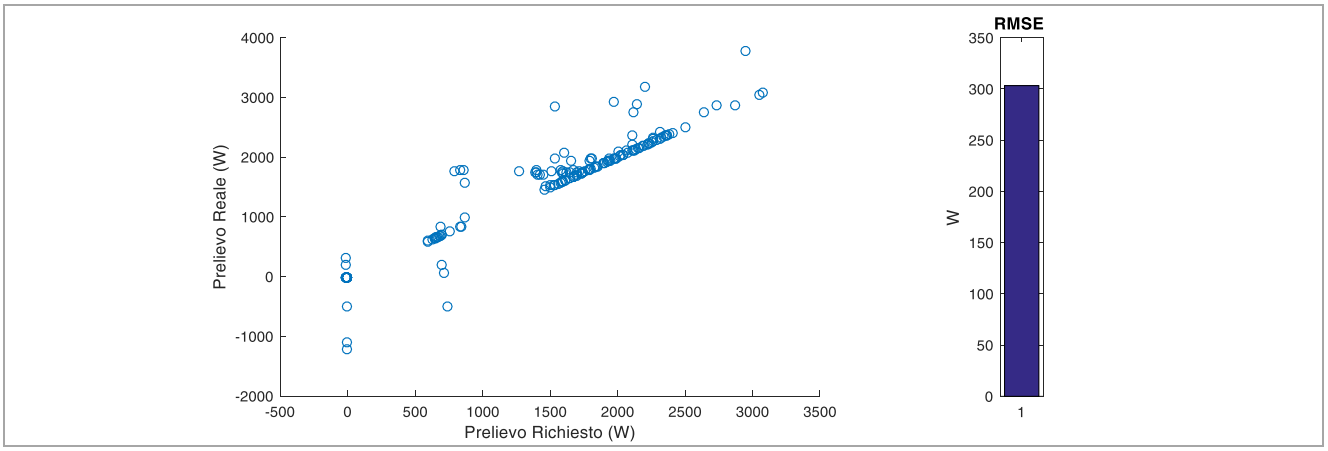


Figura 9. Prelievo Richiesto e Prelievo Reale: impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SDA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo: 30 giugno-6 luglio).

Analogamente a quanto visto per la settimana primaverile, la gestione dell'accumulo riesce a garantire il rispetto della curva di prelievo concordata fintantoché la batteria non raggiunge i suoi limiti massimi e minimi in termini di SOC. Fanno eccezione alcuni periodi in cui, pur essendo il SOC compreso tra i suoi limiti, si registrano dei picchi nella curva di prelievo reale. Tali picchi sono dovuti al fatto che in quegli istanti la batteria non può dare il suo contributo per compensare il carico (in questo caso dovrebbe scaricarsi riducendo quindi il carico) in quanto il SOC è inferiore al *Recovery Charge*[4]. In tali situazioni, se il SOC proviene da valori inferiori al *Recovery Charge*, l'EMS[5] lascia la batteria nello stato di stand-by fino a quando il SOC non supera il valore di *Recovery Charge.* Solo in quel momento la scarica viene di nuovo abilitata.

2.1.3 Caso studio 1: periodo 1 Dicembre – 7 Dicembre

[4] Il *Recovery Charge* è quel valore di SOC superato il quale viene abilitata la scarica della batteria. Nel caso specifico tale valore è stato posto a 30% ma può essere fissato a piacere nel simulatore.
[5] EMS: Energy Management System, è il dispositivo dove sono implementate le logiche di gestione del SdA.

La Figura 10 mostra l'andamento della curva di prelievo e il corrispondente PUN per la settimana invernale di Dicembre nel caso dell'impianto fotovoltaico con accumulo sia asservito al carico elettrico Luci 1° piano + luci emergenza 1° piano + Fan coil dell'edificio F40 e qualora si sfrutti una sezione dell'impianto fotovoltaico con accumulo[6]. In questa settimana il PUN è stato fortemente variabile essendo compreso tra circa 35 €/MWh e quasi 110 €/ Mwh. Inoltre, numerosi sono stati i periodi in cui si sono superati valori di 70 €/MWh, valore che quasi mai sono stati raggiunti nelle due settimane precedentemente analizzate. Tutto ciò, unitamente ad una minore disponibilità della fonte solare, a causa del periodo invernale, ha fatto si che la curva di prelievo richiesta (CP) fosse più difficile da rispettare in quanto curva "*power intensive*" sia in termini di valore medio (maggiore rispetto alle settimane precedenti) sia per la presenza di numerosi picchi.

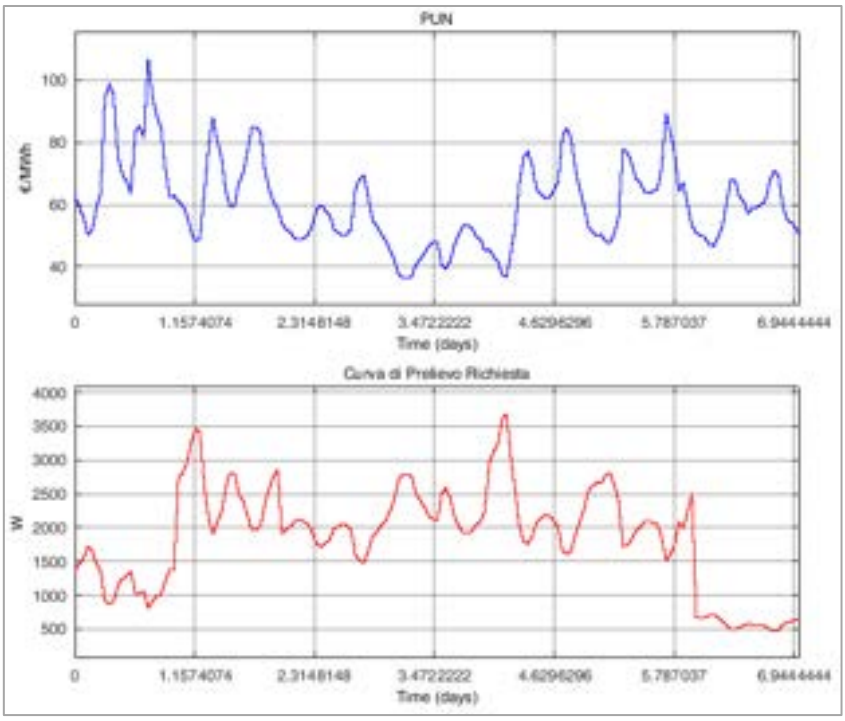
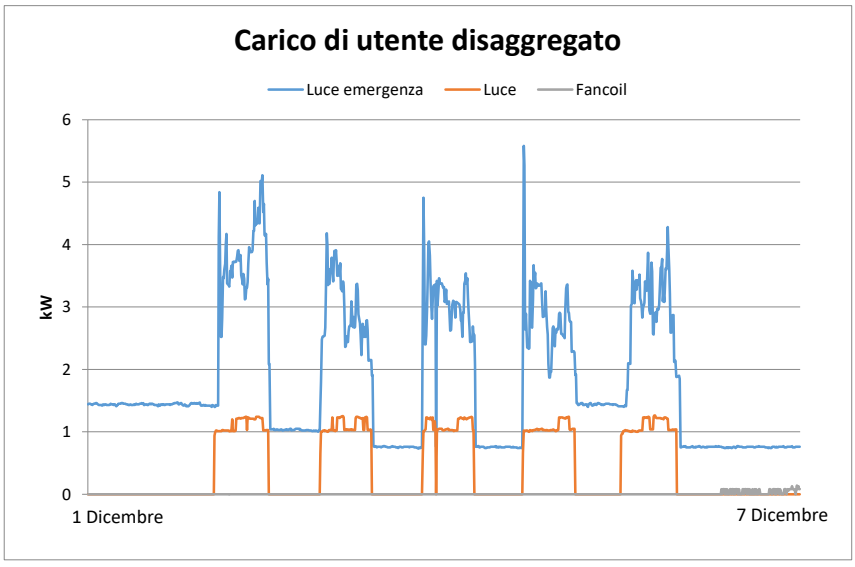


Figura 10. Curva di prelievo e PUN nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SDA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo 1-7 Dicembre).



[6] L'impianto fotovoltaico che sarà costruito avrà una potenza di picco di 18 kW circa e un accumulo di 12 kWh.

Figura 11. Carico di utente disaggregato ed. F40 - 1° piano - periodo: 1-7 Dicembre.

la Figura 12 e Figura 13 evidenziano questo aspetto. In particolare, l'RMSE risultante presenta un valore elevato sia in termini assoluti (1078 W) che relativi se rapportato al valore medio della curva di prelievo richiesta (CP) che, per la settimana in esame, è stato di 1861 W.

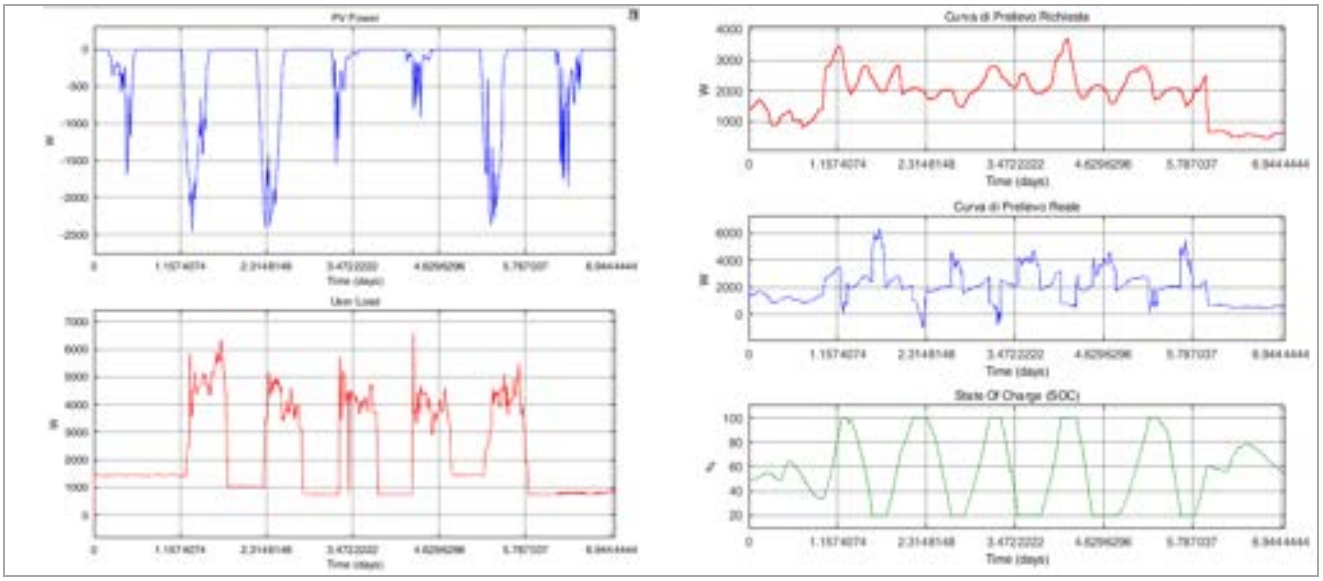


Figura 12. Grandezze elettriche di interesse nel caso di una sezione dell'impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SDA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo 1-7 Dicembre).

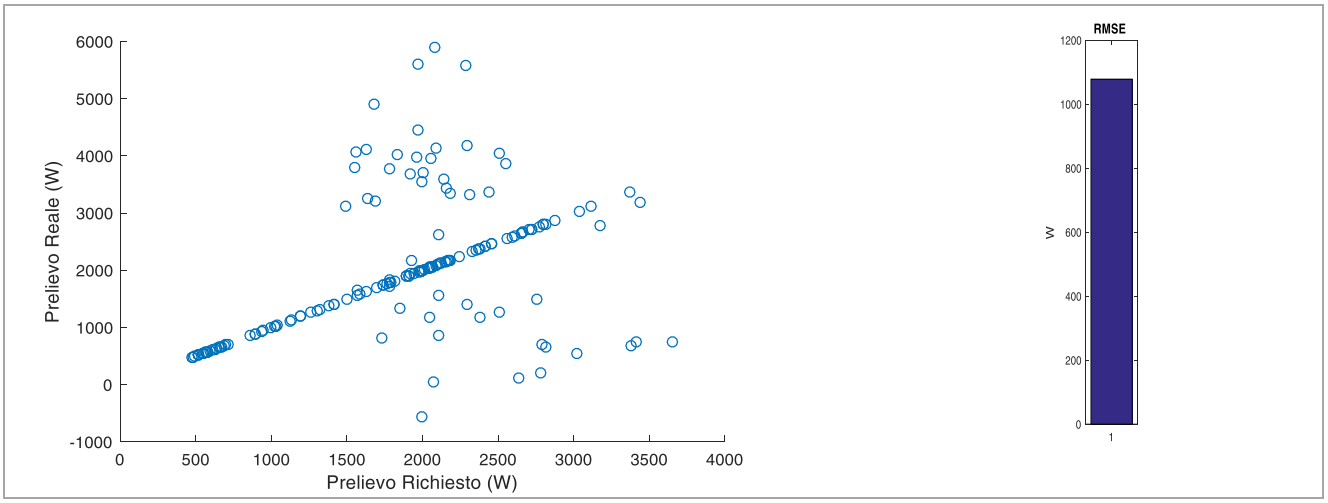


Figura 13. Prelievo Richiesto e Prelievo Reale: impianto FV con SdA dell'F40. (PV=3,5 kW, SDA=12 kWh L=1°piano Luce+EM+FC – periodo 1-7 Dicembre).

Al fine di comparare le prestazioni dell'algoritmo di calcolo della curva di prelievo, si ritiene utile riportare una tabella che, per le tre settimane esaminate, riporta l'RMSE calcolato come indicato in precedenza e il valore medio della curva di prelievo richiesta (CP), nonché il rapporto tra i due in percento.

PERIODO	RMSE	$\overline{CP}$	(RMSE/ $\overline{CP}$)%
24 Marzo – 30 Marzo	422 W	1100 W	38 %
30 Giugno – 6 Luglio	303 W	1431 W	21 %
1 Dicembre – 7 Dicembre	1078 W	1861 W	58 %

Tabella 1. Indicatori di prestazione dell'algoritmo di calcolo della curva di prelievo.

Caso studio 2: periodo 24 Marzo – 30 Marzo

A titolo di esempio viene riportato il caso ipotetico in cui, l'impianto fotovoltaico da 18 kW che sarà installato sul tetto dell'edificio F40 abbia, non già una capacità di 12 kWh come da progetto ma una capacità di 140 kWh, valore in grado di far rispettare, quasi per intero, la curva di prelievo richiesta.

L'elevata replicabilità della curva di prelievo reale con la curva di prelievo richiesta è evidenziata dalla Figura 15 dove, a meno di pochissimi intervalli di tempo in cui il SOC ha raggiunto i suoi valori limite, la corrispondenza tra le due grandezze è dimostrata. Anche il RSME che ne deriva è molto basso (218 W) specie se rapportato al valore medio della curva di prelievo richiesta (5600 W). Da tutto ciò si evince come la capacità del sistema di accumulo giochi un ruolo decisivo sul rispetto della curva di prelievo richiesta. Per sinteticità di trattazione vengono omesse le analisi per le altre due settimane in quanto le conclusioni a cui si giungerebbe sono analoghe e quindi non aggiungerebbero altro a quanto già visto.

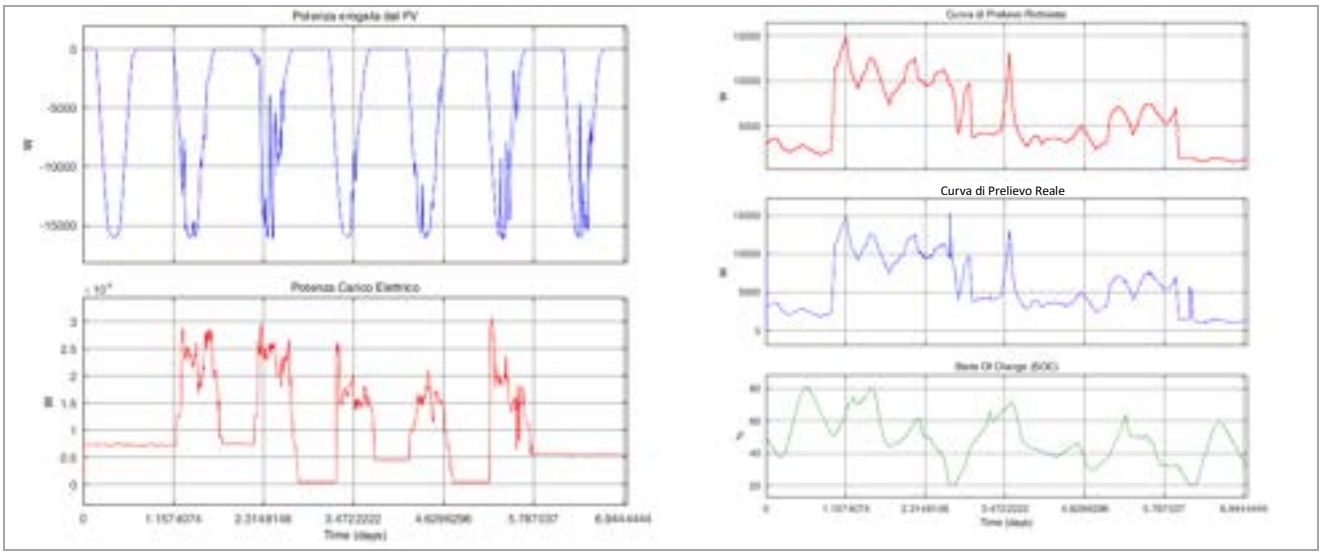


Figura 14. Grandezze elettriche di interesse: impianto FV (18 kWp) con SdA (140 kWh) edificio F40 L=ed. F407, – periodo 24-30 marzo).

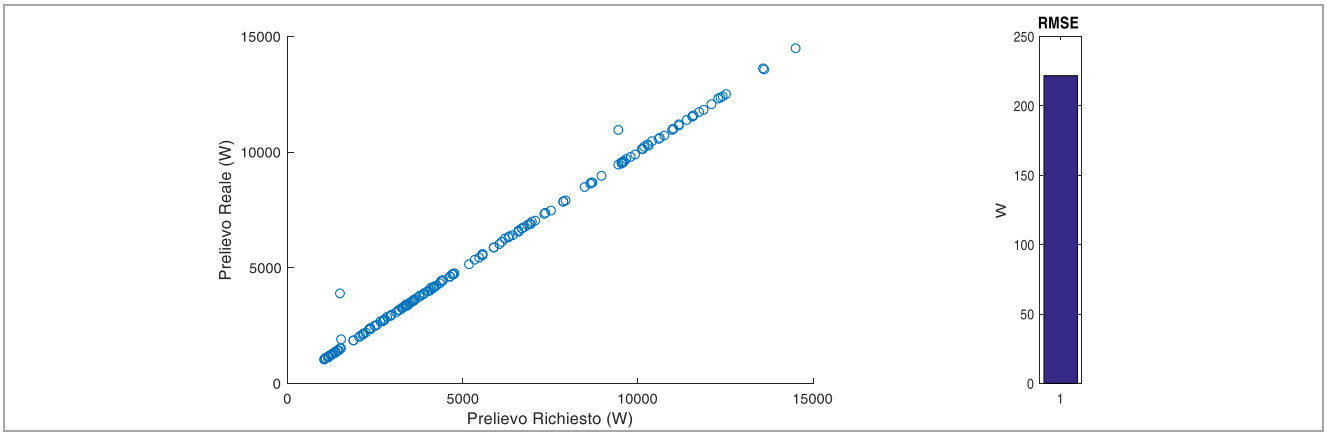


Figura 15. Prelievo Richiesto e Prelievo Reale: impianto FV (18 kWp) con SdA (140 kWh) ed. F40 L=ed. F40, – periodo 24-30 marzo).

[7] In questo caso si è ipotizzato un carico non di piano ma di edificio (potrebbe essere il carico dell'ed. F40).

3 PROGETTO PRELIMINARE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON ACCUMULO DA REALIZZARE SUL TETTO DELL'EDIFICIO F40

Il progetto riporta i dati identificativi e di progetto, le principali norme di riferimento, le misure di protezione da adottare e descrive la tipologia dell'impianto e le caratteristiche tecniche dei principali componenti.
Il sistema, costituito da un generatore fotovoltaico con accumulo elettrico opera in parallelo alla rete di distribuzione in bassa tensione interna al centro della Casaccia è destinato ad alimentare una parte dei carichi dei un edifico adibito ad uffici, secondo logiche di AutomaticDemandRespond.

3.1 Descrizione del sito

L'impianto sarà installato su una parte dei lastrici solari dell'edifico F40 all'interno del centro ricerche ENEA della casaccia. Via Anguillarese 391, 00123 Roma
Dati geografici del sito:
Latitudine: 42° 02' 17" Nord; Longitudine: 12° 18' 09" Est; Altitudine: 148 m s.l.m.
Dati di irraggiamento: da Atlante Italiano della radiazione solare http://www.solaritaly.enea.it/
Dati relativi al vento e al carico di neve: NTC 2016.
Le aree interessate all'installazione dei moduli fotovoltaici sono pianeggianti, di forma rettangolare (pari a circa 36m x 13m e di circa 24m x 17m) con il lato lungo inclinato di circa 20° rispetto alla direzione nord-sud. Sono rivestite di guaina bituminosa e presenta lungo il bordo un fascia non praticabile delimitata da linee vita. La presenza, in direzione Est di corpi di edifici che danno luogo a fenomeni di ombreggiamento nelle prime ore del mattino, limita gli spazi utili all'installazione dei moduli fotovoltaici. Inoltre, la presenza di cupolini traslucidi limita ulteriormente gli spazi utili in relazione alla sicurezza antincendio.

3.2 Normativa e Leggi di riferimento

l'impianto fotovoltaico e i relativi componenti dovranno rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle norme CEI ed in particolare:

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI EN 50521 (CEI 82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 0-21 variante 2

Relativamente alla connessione alla rete si applicherà quanto prescritto nella Deliberazione n. 99/08 (Testi Integrato delle Connessioni Attive) dell' AEEGSI
Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici dovranno essere calcolate in conformità alle NTC 2016,

Eurocode e Istruzioni CNR per resistere alle diverse sollecitazioni di carico
Trattandosi di impianto a servizio di attività soggetta a controllo dei Vigili del Fuoco sarà opportuno adottare le misure di sicurezza proposte nella Guida VVF n. 1324 del 07/2/12 e nella successiva nota di chiarimento n. 6334.
In merito alla connessione del sistema di accumulo alla rete, si dovrà applicare quanto prescritto nella Deliberazione n. 574/2014/R/eel e nel successivo provvedimento 642/2014/R/eel, a seguito dell'aggiornamento, da parte del CEI, della Norma CEI 0-21 (Variante 2).
I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, purché vigenti al momento della realizzazione dell'impianto, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.
L'impianto dovrà essere connesso alla rete elettrica trifase di distribuzione dell'Area Capanna e dovrà erogare l'energia prodotta a tensione trifase di 400 V, con frequenza 50 Hz, nei limiti di fluttuazione previsti dalle vigenti norme tecniche. Al fine di salvaguardare la qualità del servizio e evitare pericoli per le persone e danni per le cose, l'impianto comprenderà idonea protezione di interfaccia per il collegamento alla rete, in conformità alle norme CEI 0-21.
Considerazioni inerenti i sistemi di protezione per la sicurezza, l'affidabilità del sistema e la continuità dell'esercizio portano alla scelta della gestione del generatore fotovoltaico come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra (floating). In tal caso, la norma CEI 64-8, che detta le prescrizioni per la protezione contro i contatti indiretti, prescrive il controllo continuo dell'isolamento del sistema lato continua A tale scopo, tutte le masse metalliche dell'impianto devranno essere collegate fra loro con conduttori di protezione e verso terra, con cavo di opportuna sezione, all'impianto di terra unico che verrà realizzato presso il sito di installazione dell'impianto.

3.3 Descrizione dell'impianto

L'impianto comprende:

- il generatore fotovoltaico, formato da 56 moduli fotovoltaici LG NeoN2 325 N1C-A5, è costituito da 6 stringhe, 4 formate da 9 moduli e 2 da 10 moduli connessi in serie fra loro. In queste condizioni il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale pari a 18,2 kW essendo la potenza nominale di ciascun modulo pari a 325W. I moduli individuati sono realizzati con celle al silicio monocristallino che sfruttano la tecnologia CELLO. Questa tecnologia sostituisce 3 barre collettrici con 12 fili sottili per migliorare la potenza di uscita e l'affidabilità. Inoltre questa tipologia di moduli è in grado di captare la luce incidente sia sulla parte anteriore sia sulla parte posteriore della cella. Questa tecnologia consente alle celle MonoX™ NeON di lavorare in maniera più efficiente rispetto alle celle solari tradizionali, con una resa maggiore e grado di efficienza che superare il 21%. Inoltre le celle presenti nei moduli scelti sono realizzate a partire da substrati di silicio drogato di tipo n mediante fosforo. L'utilizzo di questo tipo di substrato, sebbene comporti un costo maggiore del modulo rispetto alla media di mercato, riduce drasticamente il degrado dell'efficienza nel tempo, tipico invece delle celle solari realizzate su substrati di silicio drogati di tipo p mediante Boro e dovuto ad indesiderati effetti della radiazione solare sui composti Boro Ossigeno (B-O) presenti all'interno dei substrati di silicio drogato di tipo p. Di seguito sono riportate le principali caratteristiche dei moduli fotovoltaici:

    - Potenza massima Pmax [W] 325
    - Tensione MPP Vmpp [V] 33,3
    - Corrente MPP Impp [A] 9,77
    - Tensione a vuoto Voc [V] 40,8
    - Corrente corto circuito Isc [A] 10,41
    - Rendimento dei moduli [%] 19,0
    - Dimensioni (L x P x H) 1.686 x 1.016 x 40mm

- un sistema di conversione costituito da 3 inverter monofase REACT- 4.6-TL aventi massima potenza di uscita 6600W. Ciascun inverter, oltre a convertire la corrente da continua in alternata, comunica con il controller dell' impianto (Energy Manager System) al fine di gestisce in maniera intelligente l'accumulo di energia secondo logiche di AutomaticDemandRespond. Il protocollo di comunicazione verrà reso disponibile da ABB. Complessivamente, Il sistema react consente di attuare diverse strategie di gestione dei flussi energetici come ad esempio la massimizzazione dell'autoconsumo, la non immissione di energia in rete e la limitazione della potenza immessa in rete. In particolare la strategia adottata nell'ambito di questo progetto prevederà la limitazione della potenza immessa in rete in accordo alle logiche ADR.

- Di seguito vengono riportate le caratteristiche elettriche dell'inverter

	REACT-UNO-4.6-TL
Produttore	ABB
Ingresso	
Massima tensione assoluta DC	600V
Tensione di attivazione DC	200 V (adj. 120...350 V)
Intervallo operativo di tensione	0.7 x Vstart ...580 V (min 90 V)
Tensione nominale DC (Vdcr)	360 V
Potenza nominale DC (Pdcr)	6000 W
Numero di MPPT Indipendenti	2
Potenza massima DC per ogni MPPT (PMPPTmax)	3000W Derating lineare [520V ≤ VMPPT≤ 580V]
Intervallo di tensione con MPPT in parallelo	180...520 V
Massima corrente DC (Idcmax) / per ogni MPPT	27 A / 13.5 A
Massima corrente di cortocircuito per ogni MPPT	15 A
Potenza massima di carica (con 3 x REACT-BATT-AP1)	3000 W
Potenza massima di scarica (con 2 x REACT-BATT-AP1)	3000 W
Uscita	
Tipo di connessione alla rete	monofase
Potenza nominale AC	4600 W
Potenza apparente massima	5100 VA
Tensione nominale AC	230 V

Tabella 2. Caratteristiche elettriche dell'inverter fotovoltaico.

- un sistema di accumulo costituito da 3 REACT-BATT da 4kWh (espandibili fino a 6kWh), che permette di accumulare temporaneamente l'energia in eccesso proveniente dal generatore fotovoltaico. L'energia accumulata sarà successivamente utilizzata nei momenti in cui la richiesta di energia è maggiore di quella prodotta dal generatore. Il sistema di accumulo è inoltre provvisto di un sistema di gestione e controllo (Battery Management System). Le caratteristiche del sistema di accumulo sono illustrate nella seguente tabella

	REACT-BATT-AP1
Produttore	ABB - Panasonic
Tipo	Li-Ion
Potenza di scarica tipica/massima	1.5 kW / 1.8 kW
Potenza di carica massima	1.1 kW
Capacità media utile nella vita	2 kWh (6 kWh, con 3x REACT-BATT-AP1)
Vita utile	>4500 cicli
Vita utile in anni, tipica	10 anni (massimo 9MWh scaricati)

Umidità relativa	5…95% senza condensa
Grado di protezione ambientale	IP21
Dimensioni REACT-BATT-AP1 (H x L x P)	740 mm x 492 mm x 231 mm
Peso	< 37 kg
Sicurezza e EMC	EN62109-1, EN62109-2, conforme alle richieste applicabili della EN60950-1, EN61000-6-2, EN61000-6-3, UN38.3, UN3480

Tabella 3. Caratteristiche elettriche del sistema di accumulo.

- Quadro stringhe fotovoltaiche preposto a sezionare e raccogliere le stringhe del generatore fotovoltaico. Il quadro, in particolare, includerà
  - interruttori automatici per corrente continua, idonei per il collegamento della stringhe fotovoltaiche, da un lato, all'ingresso degli inverter fotovoltaici dall'altro lato;
  - idonei scaricatori di protezione collegati tra i terminali di ogni stringa e tra questi e la terra.
- Quadro Generale Fotovoltaico con accumulo preposto ad effettuare il collegamento degli inverter e dei sistemi di accumulo ai carichi dell'edificio (illuminazione e fora motrice del primo piano) e alla rete elettrica BT del centro Casaccia. All'interno del quadro, saranno previsti i dispositivi di interruzione e protezione in conformità alle prescrizioni normative. In particolare all'interno del quadro, si distinguono i seguenti dispositivi in conformità alle prescrizioni normative:
  - interruttore automatico generale, con sganciatore di apertura e protezioni di massima corrente per il collegamento a quadro di arrivo linea BT Casaccia;
  - Il relè di protezione di interfaccia SPI (CM-UFD.M22), deputato al controllo della tensione e frequenza di rete e il dispositivo di interfaccia.
  - Interruttori automatici con sganciatori di apertura e protezioni di massima corrente e differenziale per il collegamento degli inverter React e dei carichi da gestire con logiche ADR.

  Dal punto di vista dimensionale, i quadri elettrici saranno idonei ad ospitare quanto sopra elencato Inoltre, i quadri saranno progettati in modo che la temperatura al loro interno non raggiunga valori tali da compromettere il buon funzionamento delle apparecchiature, in accordo con le prescrizioni tecniche e di dimensionamento. I quadri saranno addossati a parete e avranno le seguenti caratteristiche:
  - Tensione di isolamento 690 V
  - Materiale Contenitore: Tecnopolimero isolante autoestinguente
  - Colore esterno: RAL7035
  - Protezione: IP65

  Le morsettiere saranno provviste anche di morsetto di terra al quale riportare tutti gli elementi metallici (masse) interni al quadro per il loro collegamento a terra. Gli ingressi e le uscite saranno tutte provviste di relativi pressa cavi compatibili con i tipi e sezione dei cavi utilizzati.
- Cablaggi: saranno conformi alle norme applicabili, e soddisferanno i seguenti requisiti:
  - non propagatore di incendio;
  - tipo unipolare per i circuiti di potenza in corrente continua

  I cavi saranno sistemati in modo da semplificare e ridurre al minimo le operazioni di posa in opera e dimensionati in modo da contenere le perdite resistite. Al proposito la caduta di tensione totale,

valutata dal modulo fotovoltaico più lontano fino all'ingresso in corrente continua del convertitore sarà mantenuta entro il 2%.
Il cablaggio fra i moduli fotovoltaici fino al quadro stringhe fotovoltaiche è stato realizzato mediante cavi di tipo FG21M21 da 4 mmq con connettori del tipo Multicontact.

- Struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici realizzata mediante profilati in alluminio anodizzato tenuti fra loro mediante bulloneria in acciaio inox. Le strutture metalliche sono conformi alla EN1991-1-4:2005 Eurocode 1: Action on structures. L'ancoraggio della struttura ai lastrici solari sarà garantito mediante zavorre prefabbricate in cemento, direttamente poggiate a terra. Le zavorre saranno dimensionate in conformità alle NTC 2016. Le verifiche saranno effettuate combinando le condizioni di carico nel modo più sfavorevole al fine di ottenere le sollecitazioni più gravose per la struttura. Trattandosi di montaggio su struttura edile preesistente, sarà necessario avere il parere del progettista di tale struttura o di un tecnico abilitato. La vista laterale e la vista dall'alto delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici è illustrata nella seguente figura.

3.4 Particolari grafici

Di seguito vengono riportate la vista laterale e la vista dall'alto delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici (Figura 16), il rendering dell'edificio F40 con l'indicazione dell'ubicazione delle stringhe dei moduli fotovoltaici (Figura 17) e lo schema a blocchi dell'impianto (Figura 18).

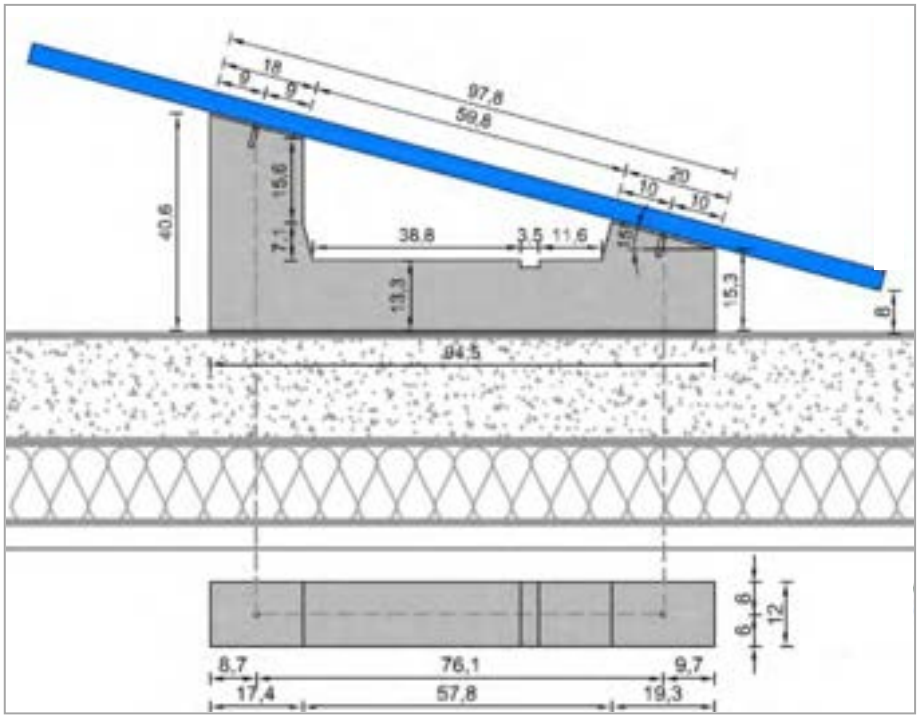


Figura 16. Particolare della struttura di sostegno a zavorra.

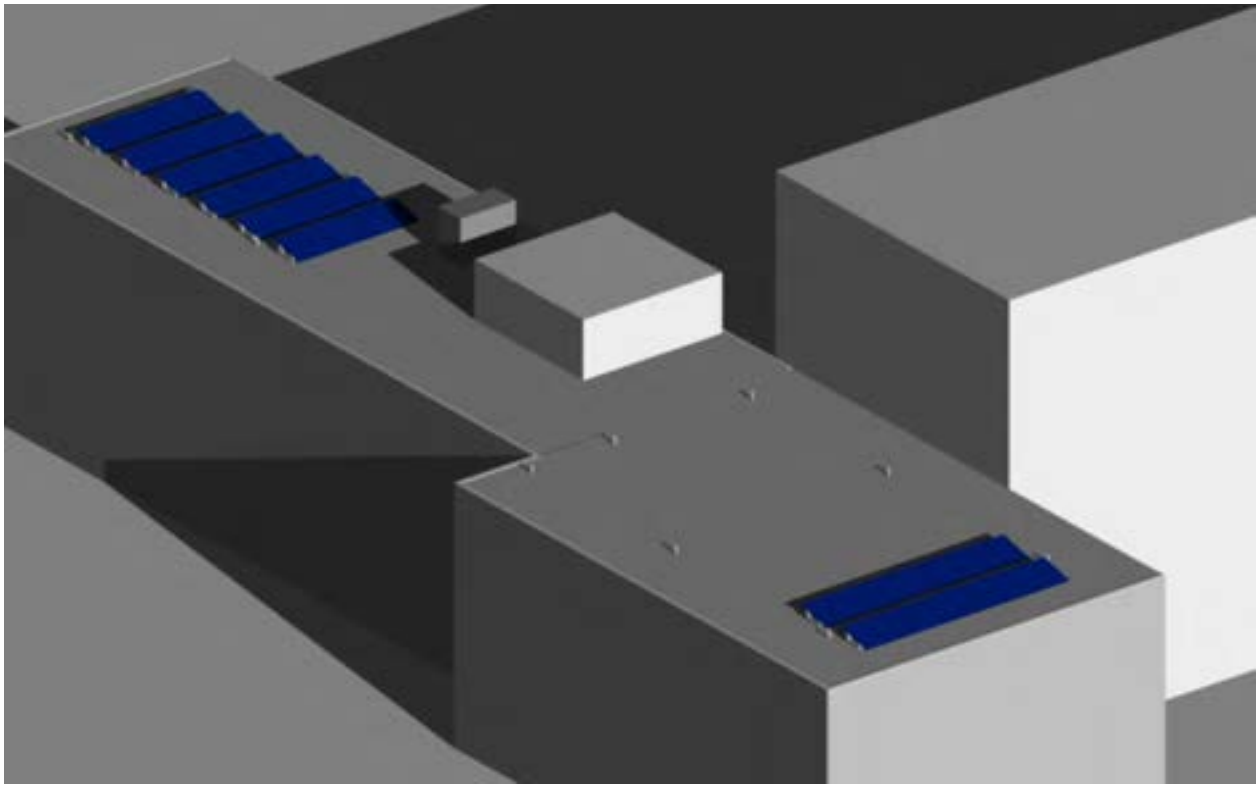


Figura 17. Rendering impianto da realizzare sul tetto dell'edificio F40.

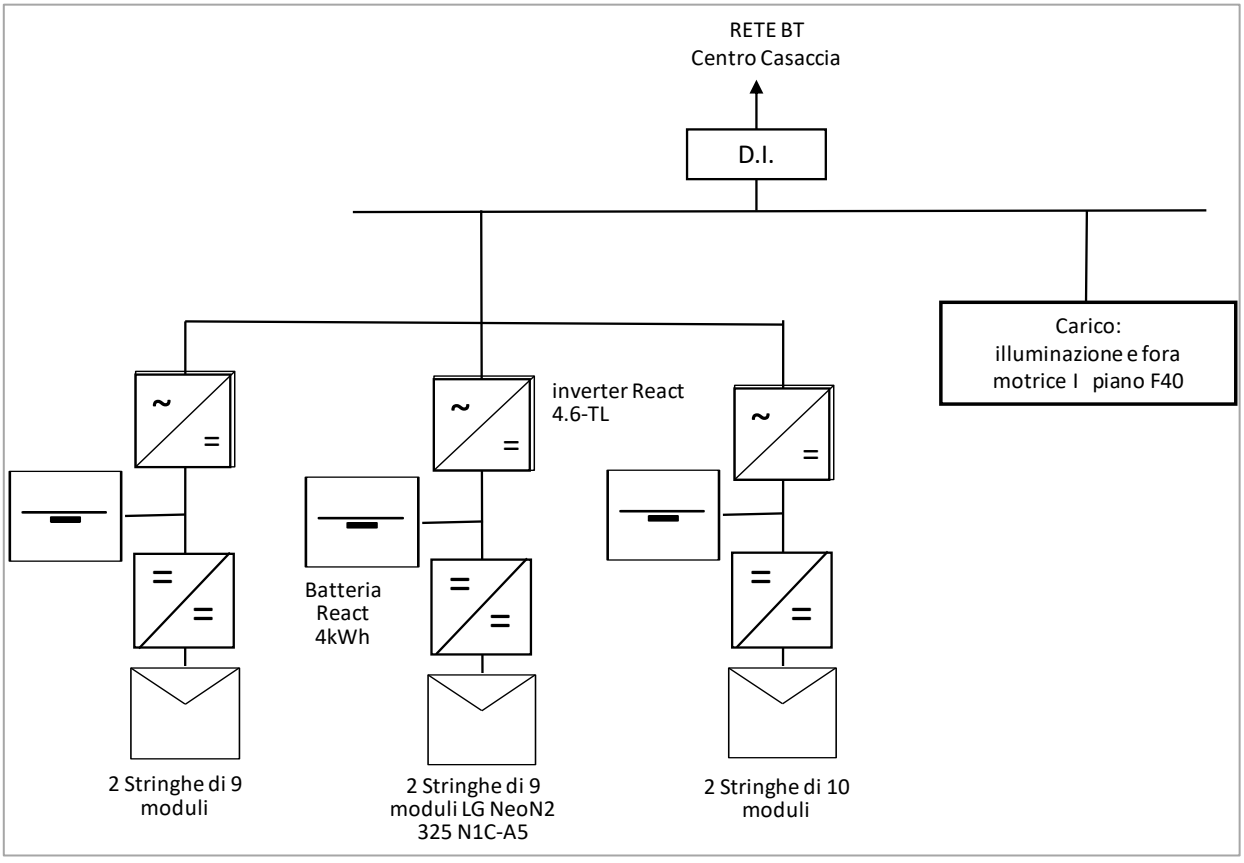


Figura 18. Schema a blocchi impianto fotovoltaico con accumulo.

4 Conclusioni

Nel presente lavoro viene presentato uno studio sviluppato in ambiente Matlab-Simulink in cui è stata simulata la modalità con cui un Prosumer dotato di impianto fotovoltaico con accumulo elettrico determina una propria curva di prelievo dalla rete sulla base del PUN e di altre grandezze energetiche. L'ambito di applicazione è lo Smartbuilding di seconda generazione in cui i Prosumer di una energy community interagiscono in modo automatico con un Aggregatore per concordare tale curva di prelievo.

Lo studio si basa sul simulatore di impianti ENEA in cui è stato modellato l'impianto che verrà realizzato su un edificio del CR Casaccia costituito da un impianto di un generazione fotovoltaica con accumulo elettrico al Litio e un EMS (Energy Management System) nel quale è stata implementata una gestione intelligente dei flussi energetici. L'analisi prende in esame tre settimane rappresentative di un anno solare e, per ciascuna di esse, al variare delle condizioni di irraggiamento e di carico determina la curva di prelievo richiesta all'Aggregatore sulla base del PUN, del carico elettrico e della produzione fotovoltaica, e la confronta con la curva di prelievo reale per evidenziare la loro corrispondenza o meno. Al fine di dare una indicazione circa il rispetto della curva di prelievo richiesta (CP) è stato quantificato, per ciascuna settimana, l'indicatore di prestazione RMSE (Root Mean Square Error) sia in termini assoluti che relativi.

Dalle analisi svolte si evince come la capacità del sistema di accumulo giochi un ruolo decisivo nel rispetto della curva di prelievo richiesta. I risultati sono fortemente dipendenti dall'andamento del PUN: infatti quanto più tale prezzo varia fortemente nel corso della giornata tanto più la capacità del sistema di accumulo, chiamato a compensare eventuali differenze tra prelievo reale e prelievo richiesto, risulta elevata. Anche la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, rapportato al carico, deve essere scelta attentamente: dalle simulazioni è emerso che, in generale, l'impianto fotovoltaico deve essere sottodimensionato rispetto al carico ciò per evitare dei periodi di immissione della potenza in rete.

Per migliorare il rispetto della curva di prelievo è necessario gestire non solo l'accumulo ma anche il carico in modo da evitare che la batteria raggiunga i suoi valori limite, SOC max e SOC min. Per evitare di raggiungere il SOC max occorre aumentare il carico o ridurre il FV mentre per evitare di raggiungere il SOC min occorre ridurre il carico o gestirlo in modo ottimale. Un elemento che non è stato preso in considerazione in questa prima fase delle attività è la gestione intelligente del carico: è ragionevole attendersi che con tale modalità di gestione si riduca la capacità del sistema di accumulo a parità di prestazioni (stesso RMSE). Tale gestione verrà introdotta nelle future attività che si prevede saranno svolte in ambito PAR.

Possibili ulteriori sviluppi delle attività riguarderanno sia la possibilità di ricorrere alle previsioni meteo per la determinazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico, e conseguentemente della determinazione della curva di prelievo richiesta, sia la possibilità da parte del Prosumer non solo di prelevare dalla rete ma anche di immettere potenza secondo un profilo stabilito: in questo caso si parlerà non più di curva di prelievo richiesta (CP), ma di curva di scambio richiesta (CS) e sarà quindi quest'ultima a dover essere concordata con l'Aggregatore.

5 Abbreviazioni ed acronimi

SdA: Sistema di Accumulo
FV: Fotovoltaico
PV: Photovoltaics
PUN: Prezzo Unico Nazionale
L: Load
SOC: State Of Charge
EMS: Energy Management System
RMSE: Root Mean Square Error