



Ricerca di Sistema elettrico

Realizzazione, prove preliminari e
sperimentazione di sistemi fotovoltaici
con diverse tipologie di accumulo.

F. De Lia, S. Castello, R. Schioppa, R. Lo Presti.

REALIZZAZIONE, PROVE PRELIMINARI E SPERIMENTAZIONE DI SISTEMI FOTOVOLTAICI CON DIVERSE TIPOLOGIE DI ACCUMULO

F. De Lia, S. Castello, R. Schioppo, R. Lo Presti (ENEA)

Settembre 2017

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2016

Area: Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Progetto: Sistemi di accumulo di energia per il sistema elettrico

Obiettivo: Studi sulla gestione di sistemi di accumulo integrati con sistemi di produzione e/o consumo

Responsabile del Progetto: Pier Paolo Prosinì, ENEA

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	5
2.1 L IMPIANTO ENEA.....	5
2.1.1 <i>L impianto fotovoltaico</i>	5
2.1.2 <i>Il sistema di accumulo</i>	5
2.1.3 <i>Il controllore dell impianto ENEA</i>	6
2.1.4 <i>La stazione meteo e di radiazione solare</i>	8
2.2 TEST DI STRATEGIE DI GESTIONE DELL ACCUMULO INTEGRATI IN IMPIANTI FOTOVOLTAICI.....	9
2.2.1 <i>Test della strategia di gestione Ottimizzazione dell autoconsumo</i>	10
2.2.2 <i>Test della strategia di gestione Peak-Shaving</i>	13
2.3 VALIDAZIONE DELLA MODELLISTICA DI SISTEMI DI ACCUMULO INTEGRATI IN IMPIANTI FOTOVOLTAICI.....	16
2.3.1 <i>Il simulatore ENEA</i>	16
2.3.2 <i>Le variabili ambientali</i>	17
2.3.3 <i>I modelli utilizzati</i>	18
2.3.4 <i>La sperimentazione e la validazione in campo dei modelli</i>	21
3 CONCLUSIONI.....	26
4 APPENDICE A.....	27
5 APPENDICE B.....	32
6 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	34
7 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	34

Sommario

Dopo aver descritto l'impianto fotovoltaico con accumulo presente nel CR Enea Casaccia oggetto di sperimentazione, la stazione meteo e il controllore dell'impianto, il documento riporta i risultati di due settimane di sperimentazione con riferimento alle due strategie di gestione dell'accumulo presentate (ottimizzazione dell'autoconsumo e peak-shaving). Al fine di verificarne il corretto funzionamento, sono state quindi messe a confronto, per ciascuna strategia di gestione, le grandezze elettriche più significative misurate e acquisite ogni 10 secondi con quelle ottenute dalle simulazioni. Tali grandezze hanno riguardato il sistema di accumulo, l'impianto fotovoltaico e il punto di connessione con la Rete. La modellistica adottata è stata inoltre sottoposta a validazione sperimentale dettagliata per due giornate tipo in cui sono stati verificati i modelli dell'impianto fotovoltaico, del sistema di accumulo comprensivo del modello termico delle batterie; a tal proposito è stato necessario acquisire anche la temperatura ambiente del locale apparecchiature. È stata infine condotta anche una prova a potenza costante allo scopo di ampliare il campo di validazione.

In Appendice, per dare una visione d'insieme della sperimentazione condotta, sono riportati gli andamenti delle grandezze elettriche principali dell'impianto per le due settimane di sperimentazione e allegati alcuni screenshot del software di gestione del Controllore dell'impianto ENEA dove sono implementate le strategie di gestione dell'accumulo.

1 Introduzione

Il documento riporta i risultati della sperimentazione di un sistema di accumulo integrato con impianto di produzione fotovoltaica per applicazioni residenziali e commerciali che trova collocazione nel più generale tema di ricerca *Materiali e tecnologie per l'accumulo di energia per il sistema elettrico* ed in particolare nel progetto C.5 *Sistemi di accumulo di energia per il sistema elettrico*, di cui al PAR 2016. Le motivazioni circa il lavoro svolto sorgono dalla necessità di validare, mediante prove in campo, i modelli elettrici e termici dei sistemi di accumulo già presentati nella precedente annualità PAR 2015 e di sperimentare le diverse strategie di gestione per l'utente finale che è fortemente interessato a questo tipo di applicazioni.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

2.1 L'impianto ENEA

L'impianto oggetto di sperimentazione si trova nel CR Enea Casaccia ed è composto da un impianto fotovoltaico di taglia residenziale, un sistema di accumulo con batterie al litio, un carico elettronico rigenerativo, un controllore d'impianto e una stazione meteo.

L'impianto ENEA è stato monitorato nel dettaglio per circa due settimane durante le quali sono state acquisite e memorizzate, ogni secondo, tutte le grandezze elettriche di interesse nelle due modalità di gestione dell'accumulo, ovvero quella standard che ottimizza l'autoconsumo (Self-consumption mode) e quella che minimizza i picchi di immissione in rete (Peak-Shaving mode).

2.1.1 L'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico utilizzato nei test è una sezione di un impianto del CR Casaccia più grande e si compone di una stringa da 10 moduli fotovoltaici LG 290N1C ed un inverter SMA 6000TL per una potenza di picco pari a 2,9 kW. In ambito Ricerca di Sistema Elettrico sono in costruzione altri impianti fotovoltaici con accumulo che differiranno per tipologia di batterie, potenza e configurazione elettrica e che saranno oggetto di sperimentazione in ambito PAR 2017 non appena completati. L'impianto in oggetto è comunque significativo per la sperimentazione delle strategie di gestione dell'accumulo e per la validazione della modellistica sviluppata.



Figura 1. L'impianto fotovoltaico

La potenza erogata dall'impianto fotovoltaico è stata acquisita sfruttando il protocollo Modbus/TCP-IP messo a disposizione dal produttore dell'inverter (SMA). Pur potendo, non sono state acquisite dall'inverter altre grandezze in quanto non necessarie a validare la modellistica.

2.1.2 Il sistema di accumulo

Il sistema di accumulo oggetto della sperimentazione è prodotto dalla società EEI SpA e si compone di un pacco batterie al litio Kokam della serie SLPB (Superior Lithium Polymer Battery) e di una sezione di potenza.

Il sistema elettrochimico della Kokam [2] è composto da un elettrodo negativo in carbonio e quello positivo in litio cobalto manganese e ossido di nichel $\text{Li}(\text{MnNiCo})\text{O}_2$, con elettrolita composto da una soluzione di esafluorofosfato di litio (LiPF_6), che è un sale di litio il quale a temperatura ambiente si presenta come una polvere cristallina bianca inodore, in una miscela di solventi organici (EC + EMC). La cella presenta un legante polimerico PVDF (fluoruro polivinilico).

Il pacco batteria si compone di sei unità da 12 celle ciascuna connesse in serie con una tensione nominale di 44.5 V a batteria. Ogni Batteria ha una capacità nominale di 70 Ah mentre l'intero pacco presenta una capacità di 16 kWh, potenza di 20 kW (@ 15 min) e una tensione continua che può variare nell'intervallo 230-300 V in funzione dello stato di carica delle batterie (SOC).

La Figura 2 mostra il sistema di accumulo comprensivo della sezione di potenza (a sinistra) dove sono contenuti il convertitore DC/DC (Booster) e il convertitore DC/AC, e tre delle sei batterie Kokam di cui si compone il sistema (a destra).



Figura 2. Il Sistema di accumulo utilizzato nelle prove.

Il sistema di accumulo utilizzato nasce per utilizzi di maggiore potenza rispetto alle applicazioni tipiche residenziali, tuttavia si è ritenuto interessante utilizzarlo nella sperimentazione sia per validare i modelli elettrici e termici delle batterie sia per validare il simulatore ENEA in contesti in cui, date le potenze in gioco, le perdite elettriche per conversione DC/AC e DC/DC sono, in termini relativi, non trascurabili.

2.1.3 Il controllore dell'impianto ENEA

Il controllore dell'impianto scelto (EMS) è un CompactRio (CRio) della National Instruments, sistema composto da un computer collegato ad una serie di bus IO che permettono la connessione con l'esterno al fine di poter interagire con gli strumenti/sensori posti sull'impianto.



Figura 3. Il Controllore dell'impianto (Crio)

La caratteristica principale del CRio è quella di lavorare in Real Time , ogni singola semplice operazione eseguita dallo stesso CRio deve essere eseguita con un ritardo massimo $< 10^{-9}$ s. Questi sistemi vengono definiti deterministici garantendo, quindi, sia la velocità che la precisione di esecuzione.

Il CRio utilizzato, è stato personalizzato, inserendo schede ad hoc, per ricevere/inviare dei dati tramite i seguenti protocolli:

- Modbus → Inverter SMA 3000 TL e SMA 6000 TL
- Canbus → BMS EEI
- Analog Acquisition → Sensori vari
- Web → Meteo Station

Tramite i suddetti protocolli il CRio riceve una serie di informazioni dalle apparecchiature/sensori ad esso collegati, come è possibile vedere nello schema.

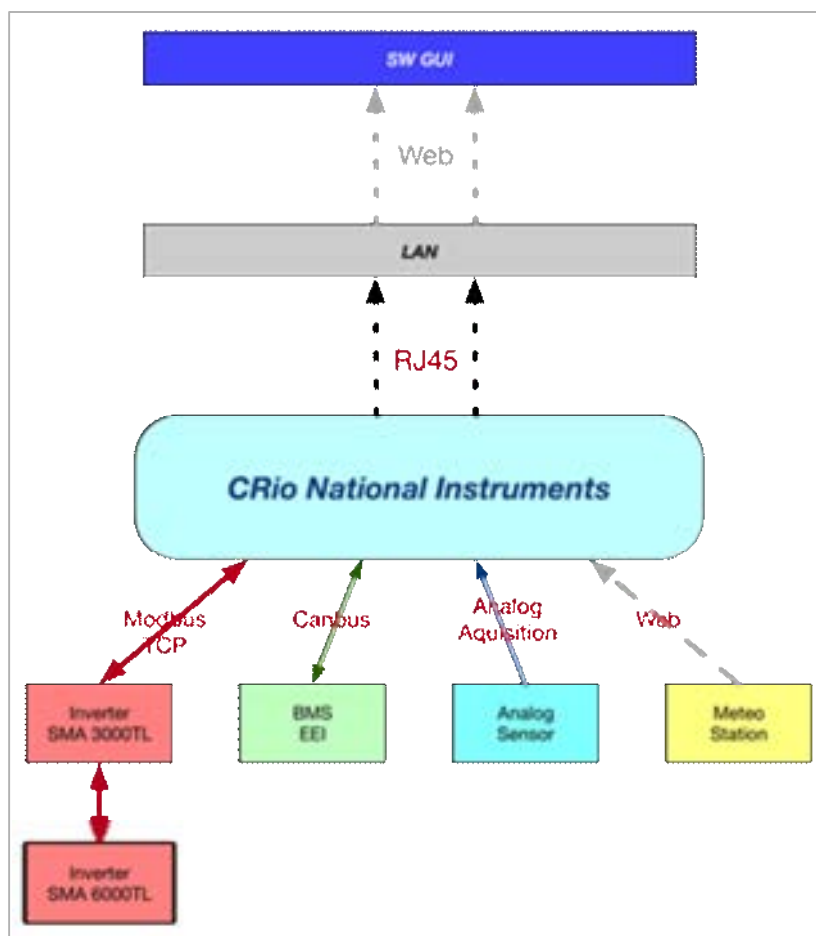


Figura 4. Flusso delle informazioni tra il CRio e le apparecchiature/sensori ad esso collegati.

Per completezza di informazioni, il CRio riceve, tramite una connessione web, informazioni meteo dalla stazione meteo e di radiazione solare . Il software realizzato elabora tutti i dati ricevuti e, tramite alcuni algoritmi MatLab, invia i parametri ed i setup che devono impostati sugli apparati periferici (Inverter FV, BMS, etc .).

Un ulteriore compito del CRio è quello di creare un report giornaliero del funzionamento dell'impianto.

Altro compito del software è quello di rendere disponibili e fruibili i dati, sia quelli ricevuti direttamente dagli strumenti che quelli elaborati, ad un operatore remoto.

L'operatore, grazie ad un software installato sul proprio PC, può controllare lo stato attuale di funzionamento dell'impianto (Appendice B) ma può anche visionare il funzionamento nei giorni precedenti.

Al fine di poter analizzare il funzionamento nel tempo, l'operatore ha anche la possibilità di ricevere una copia del report di funzionamento di un dato giorno.

Il PC dell'operatore può svolgere il proprio compito da qualunque luogo, visto che si collega al CRio tramite una connessione web.

2.1.4 La stazione meteo e di radiazione solare

Nel corso della sperimentazione è stata installata una stazione meteo e di radiazione solare asservita agli impianti fotovoltaici in prova.

La necessità di tale utility nasce dal fatto di avere misure precise di radiazione solare globale, in particolare:

1. determinare l'energia incidente su una superficie al variare dei fattori climatici per caratterizzare un sito di prova;
2. determinare l'irraggiamento solare per accertare l'energia disponibile per i dispositivi di raccolta quali i moduli fotovoltaici;
3. trasferire la costante di calibrazione del piranometro campione ai piranometri in campo.

Per le attività in corso la stazione è stata usata per trasferire la costante di calibrazione da un piranometro campione ai piranometri in campo giacenti su una superficie con angolo di tilt a 30°.

I piranometri che normalmente sono utilizzati nelle applicazioni fotovoltaiche hanno diverse classificazioni: Secondary Standard, First e Second Class in accordo con la classificazione ISO9060.

Il Secondary Standard è quello con maggiore accuratezza ed è utilizzato quando è richiesta alta precisione delle misure soprattutto nelle attività di fisica dell'atmosfera. Il piranometro First Class è lo standard più utilizzato per scopi energetici. Second Class è solitamente utilizzato negli impianti fotovoltaici più piccoli o come misura periferica nei grandi impianti.



Figura 5. La stazione meteo

Costruttore	Modello	Classe	Sensitivity $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$
Kipp&Zonen	SMP11-A ¹	Secondary Standard	9,40
Kipp&Zonen	CMP11	Secondary Standard	8,36
Kipp&Zonen	CMP11	Secondary Standard	9,85
Kipp&Zonen	CM6b	First Class	12,81
Kipp&Zonen	CM6b	First Class	13,14
Eppley Lab	PSP	First Class	9,30
Eppley Lab	PSP	First Class	10,05
Eppley Lab	PSP	First Class	9,29
Eppley Lab	PIR	First Class	4,53
Licor	LI-200	Second Class	9,00

Tabella 1. Tipi di piranometri in calibrazione.

¹ Piranometro campione, data di calibrazione 09 ottobre 2015.

Per acquisire le misure è stato utilizzato un CR1000 Measurement and Control Datalogger ed ed un AM16/32B Channel Relay Multiplexer, entrambi Campbell Scientific.



Figura 6. Il datalogger CR1000 usato nella stazione meteo e di radiazione solare.

Il sistema è configurato per 16 canali a misura differenziale e tre canali per misure di temperatura a ponte. Esegue un ciclo di misure istantanee ogni minuto e registra la temperatura ambiente e le tensioni in mV generate dai sensori in calibrazione.

Il CR1000 ha una porta di comunicazione TCP/IP ed attraverso la rete è possibile interrogarlo e scaricare i dati.

Non ha bisogno di collegamento alla rete elettrica perché è alimentato a batterie + fotovoltaico.

Attualmente è in corso una campagna di calibrazione che interessa tutti i piranometri in campo.

2.2 Test di strategie di gestione dell'accumulo integrati in impianti fotovoltaici

Nel RT PAR 2015 sono state presentate le due tipiche strategie di gestione di sistemi di accumulo abbinati ad impianti fotovoltaici, ovvero:

- Ottimizzazione dell'autoconsumo;
- Peak-shaving

Queste strategie, così come altre che all'occasione potranno essere sviluppate, sono state dapprima implementate mediante script Matlab nel simulatore ENEA e, una volta verificato l'effettivo funzionamento, caricate nel controllore d'impianto (il CRio della National Instruments) per la verifica sperimentale. Per una migliore lettura del documento, si richiamano brevemente di seguito le due strategie di gestione oggetto di sperimentazione.

Ottimizzazione dell'autoconsumo

È la strategia di gestione utilizzata dagli inverter fotovoltaici con accumulo commerciali che garantisce all'utente finale i maggiori benefici economici poiché consente di consumare in loco la massima energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. Un'eccedenza di produzione del fotovoltaico rispetto al carico va a caricare la batteria fintantoché questa non raggiunge lo stato di carica massimo (tipicamente SOC=100%).

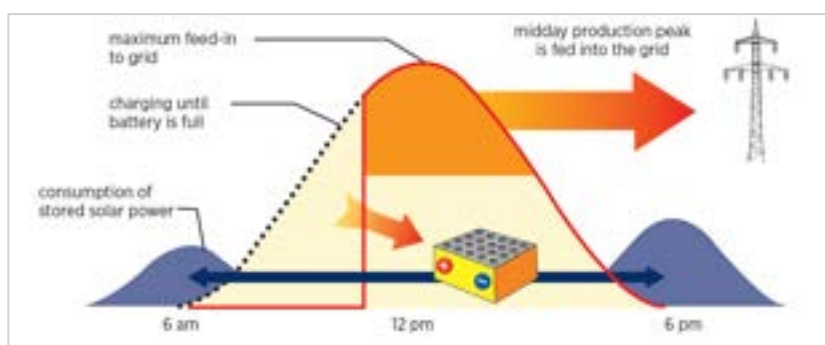


Figura 7. Flussi energetici nella strategia finalizzata all'autoconsumo.

Nei momenti di deficit di produzione rispetto al carico la batteria eroga potenza in modo da non prelevare potenza dalla rete fintantoché questa non raggiunge il suo stato di carica minimo (tipicamente SOC 20% per le batterie al Litio).

Peak-shaving

È una strategia che prevede la carica della batteria durante i periodi in cui l'immissione in rete da fotovoltaico risulta elevata. Viene definita una soglia di potenza superata la quale il sistema di accumulo è chiamato ad intervenire assorbendo gli eccessi di potenza. Tale soglia è di norma una aliquota della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico².

Adottando questa strategia di gestione i benefici economici per l'utente finale diminuiscono rispetto alla gestione finalizzata all'autoconsumo.

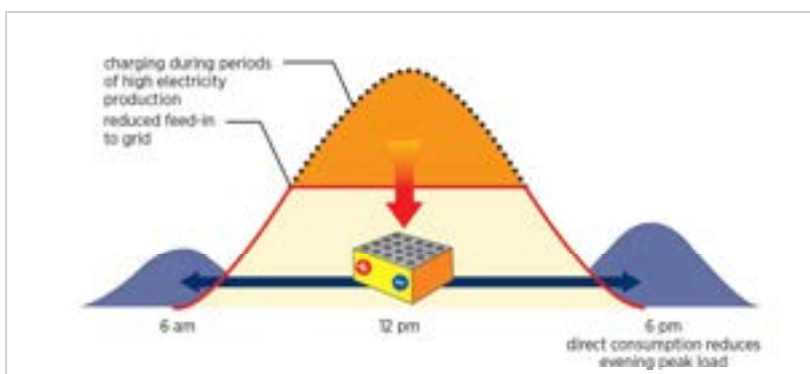


Figura 8. Flussi energetici nella strategia finalizzata al peak-shaving.

2.2.1 Test della strategia di gestione Ottimizzazione dell'autoconsumo

Lo script Matlab che segue, implementa la strategia di gestione *ottimizzazione dell'autoconsumo*. Il codice, legge la potenza richiesta dal carico (P_{Load}), la potenza erogata dall'impianto fotovoltaico (P_{PV}) e, noto il SOC delle batterie unitamente ad altre grandezze, stabilisce i set-point di potenza attiva ($SetPoint_P$) e reattiva ($SetPoint_Q$) che il sistema di accumulo deve scambiare con la Rete.

I parametri SOC_{MIN} e SOC_{MAX} sono liberamente settabili e definiscono il range di lavoro delle batterie in termini di stati di carica ammissibili. Per i sistemi Litio-Ione, generalmente si pone $SOC_{MIN} = 20\%$ e $SOC_{MAX} = 100\%$ mentre per i sistemi al Piombo acido, al fine di evitare profondità di scarica eccessive, generalmente il SOC_{MIN} viene posto al 50%. Il parametro REC indica invece la *soglia di recovery*, ovvero quel valore di SOC superato il quale si può prelevare potenza dalle batterie qualora la produzione da fotovoltaico sia in deficit rispetto al carico.

Nel caso dell'impianto oggetto della sperimentazione, trattandosi di un sistema al Litio-ione, sono stati scelti i seguenti parametri:

$SOC_{MIN} = 20\%$
 $SOC_{MAX} = 100\%$
 $REC = 30\%$

Di seguito lo script caricato nel controllore dell'impianto che implementa la modalità autoconsumo.

```
% modalità di gestione "ottimizzazione dell'autoconsumo"
if P_Load+P_PV > 0
    if Flag == 0
```

² In Germania, dove i sistemi di accumulo abbinati ad impianti fotovoltaici sono incentivati dal 2013, tale aliquota è stata fissata al 60%.

```

if SOC < SOC_MIN
    Flag = 1;
else
    %Flag=2;
    setPoint_P = P_Load+P_PV;
    setPoint_Q = f(Vfase,Pn_comp);
end
else
if SOC < REC
    %
else
    setPoint_P = (P_Load+P_PV);
    setPoint_Q = f(Vfase,Pn_comp);
    Flag=0;
end
end
else
if SOC > SOC_MAX
    setPoint_Q = f(Vfase,Pn_comp);
else
    setPoint_P = (P_Load+P_PV);
    setPoint_Q = f(Vfase,Pn_comp);
end
end

```

Mentre il set-point di potenza attiva, *setPoint_P*, dipende dal bilanciamento tra produzione fotovoltaica e carico elettrico, il set-point di potenza reattiva, *setPoint_Q*, dipende essenzialmente dalla tensione di rete. Infatti, tra gli algoritmi di gestione implementati nell'EMS vi è anche quello che contribuisce alla regolazione della tensione di rete nel rispetto alla normativa tecnica vigente³. Nel corso della sperimentazione, poiché la tensione di rete si è mantenuta sempre entro i limiti imposti dalla normativa, il set-point di potenza reattiva è stato sempre zero.

A titolo esplicativo, e per la giornata del 27 Giugno⁴, si riportano le misure effettuate in campo delle grandezze necessarie al calcolo dei set-point di potenza P e Q, i set-point stessi calcolati dal controllore dell'impianto, le potenze attiva e reattiva realmente erogate dal sistema di accumulo e le potenze attive e reattive scambiate dall'intero impianto ENEA nel punto di connessione con la Rete.

Per convenzione, sono considerate positive le potenze assorbite dal carico e dal sistema di accumulo (fase di carica) e negative le potenze erogate dall'inverter fotovoltaico e dal sistema di accumulo (fase di scarica).

La Figura 9 mostra il funzionamento della strategia di gestione finalizzata all'autoconsumo: un eventuale eccedenza di produzione del fotovoltaico rispetto al carico viene assorbita dal sistema di accumulo.

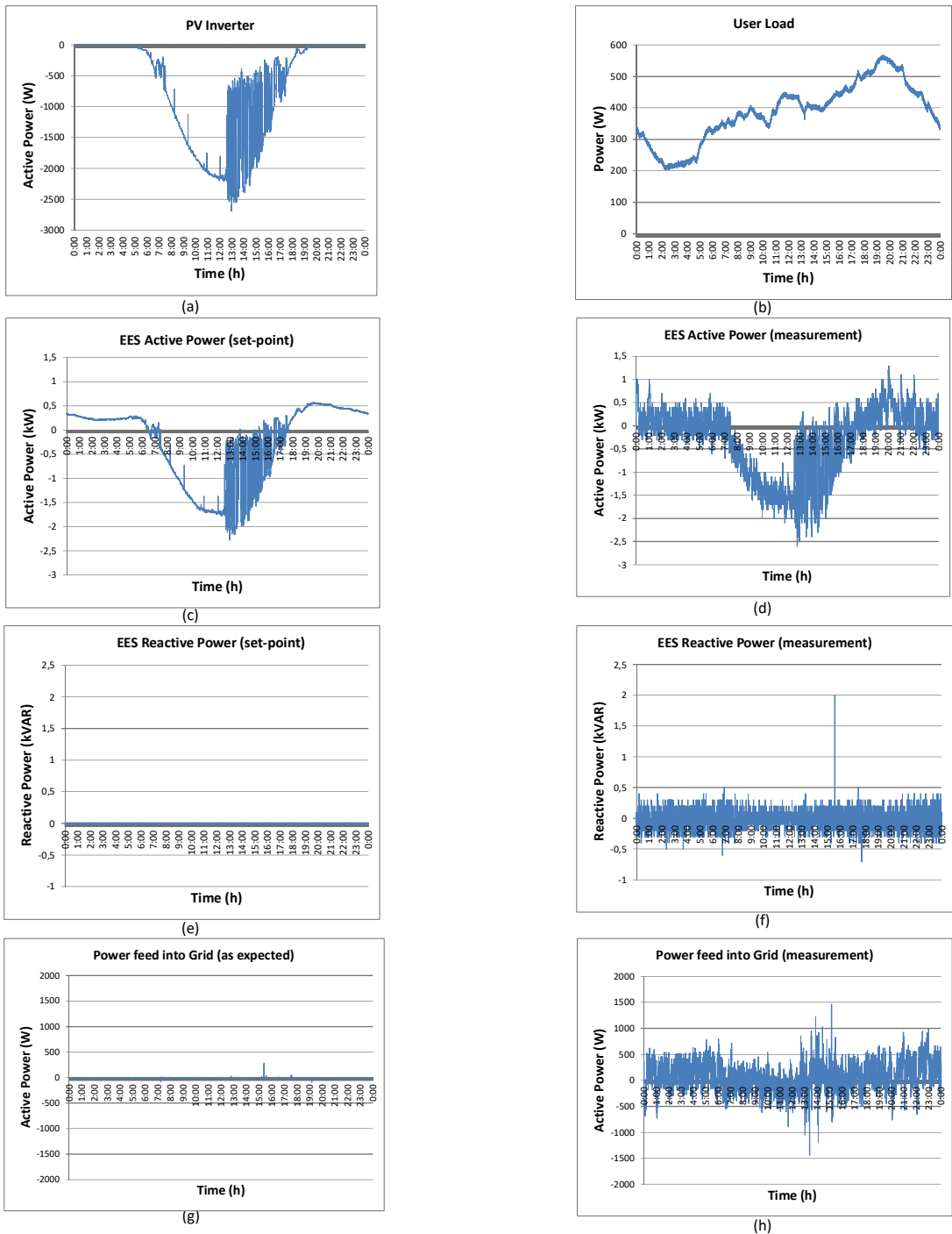
La figura, per quanto concerne il sistema di accumulo, compara i set-point di potenza attiva e reattiva generati dal controllore dell'impianto (EMS) con quanto realmente attuato dal sistema di accumulo stesso. Le misure del 27 Giugno 2017 sono affette da un certo rumore dovuto al fatto che il sistema di accumulo stava funzionando ad una potenza percentualmente molto bassa (1% circa) rispetto alla sua potenza nominale. In tali condizioni, i 3 TA 60/5°, utilizzati per misurare la potenza erogata dal sistema di accumulo, lavorano in una zona non ottimale di funzionamento. Tuttavia, la Figura 9 mostra come il sistema di accumulo segua correttamente i set-point di potenza imposti dal controllore d'impianto.

³ Norma CEI 0-21 V1 (Dicembre 2014).

⁴ In appendice sono riportate tutte le grandezze di interesse per l'intero periodo di monitoraggio dell'impianto (dal 27/06/2017 al 13/07/2017).

Man mano che la potenza aumenta, diminuisce conseguentemente l'incertezza della misura di corrente dei TA, e quindi di potenza, come mostrato in Appendice A dove viene riportata la prova a potenza costante (10kW), in carica e scarica, del 19 Luglio 2017.

La figura conferma il corretto funzionamento della strategia di gestione finalizzata all'autoconsumo dato che la potenza attiva e reattiva scambiata con la rete (*Power feed into Grid*) misurata nel punto di connessione con la rete sono, al netto dei rumori sopracitati, pressochè nulle.



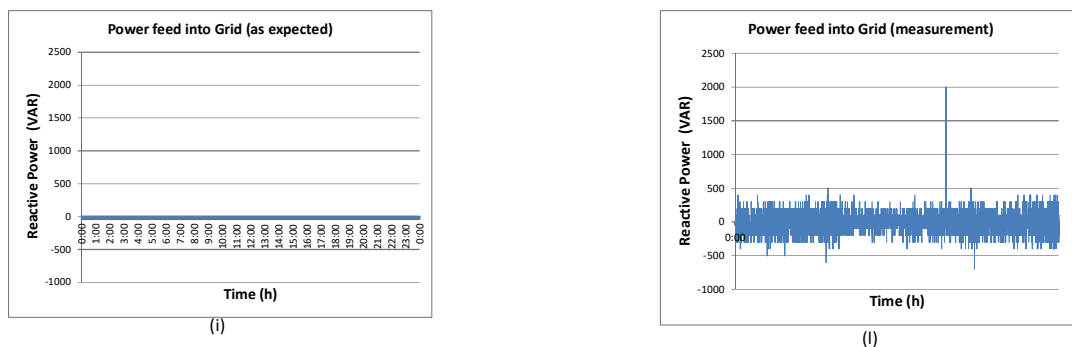


Figura 9. Grandezze elettriche di interesse nella strategia *Ottimizzazione dell' autoconsumo*. (misure del 27 Giugno 2017).

2.2.2 Test della strategia di gestione Peak-Shaving

Lo script Matlab che segue, implementa la strategia di gestione del *Peak-shaving* in immissione. Il codice, legge la potenza richiesta dal carico (P_{Load}), la potenza erogata dall'impianto fotovoltaico (P_{PV}) e, noto il SOC delle batterie unitamente ad altri parametri, stabilisce i set-point di potenza attiva ($SetPoint_P$) e reattiva ($SetPoint_Q$) che il sistema di accumulo deve attuare per evitare eccessi di immissione in rete. Analogamente a quanto visto in precedenza, i parametri SOC_{MIN} , SOC_{MAX} e REC sono liberamente settabili.

I parametri che caratterizzano questa strategia sono S e $S1$.

S rappresenta il valore in percento della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico superato il quale inizia la fase di peak-shaving. In tale fase il sistema di accumulo assorbe la potenza in eccesso in modo da garantire il corretto funzionamento della strategia.

$S1$ è il limite in percento, e riferito al valore del parametro S , al di sotto del quale termina la fase di peak-shaving. Nelle simulazioni sono stati assunti:

- $S=20\%$
- $S1=100\%$

In altri termini, lo script inizia a tagliare i picchi di immissione in rete non appena questi superano il limite del 20% della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico⁵. La fase di peak-shaving termina non appena i picchi scendono al di sotto di tale limite.

Di seguito lo script caricato nel controllore dell'impianto che implementa la modalità peak-shaving.

% modalità di gestione "peak shaving".

```

if P_Load+P_PV > 0
    if Flag == 0
        if SOC < SOC_MIN
            Flag = 1;
        else
            setPoint_P = P_Load+P_PV;
            setPoint_Q = f(Vfase,Pn_comp);
        end
    else
        if SOC < REC
            Flag=5;
        else
            setPoint_P = (P_Load+P_PV);
            setPoint_Q = f(Vfase,Pn_comp);
        end
    end
end

```

⁵ Nel caso specifico il limite in immissione è pari a 580 W.

```

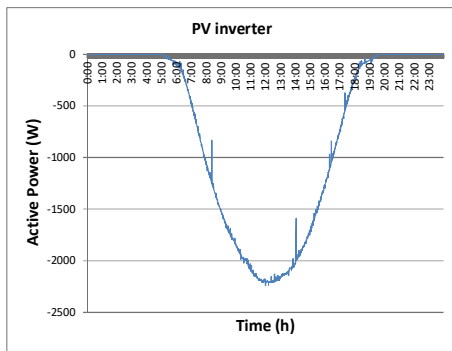
        Flag=0;
    end
end
else
    if SOC > SOC_MAX
        Flag=6;
        setPoint_Q = f(Vfase,Pn_comp);
        else % la batteria assorbe il surplus di potenza in modo che l'impianto non immetta in rete più del
dovuto (una % di Pnom_GenFV)
            if Flag==2
                if P_Load+P_PV+S1/100*Pnom_GenFV*1000*S/100 < 0
                    setPoint_P = Pnom_GenFV*1000*S/100+P_PV+P_Load;
                else
                    Flag=3; % si esce dalla fase di peak-shaving
                end
            else
                if P_Load+P_PV+Pnom_GenFV*1000*S/100 < 0
                    setPoint_P = Pnom_GenFV*1000*S/100+P_PV+P_Load;
                    Flag=2; % si entra nella fase di peak-shaving
                else
                    end
                end
            end
        end
    end
end
end

```

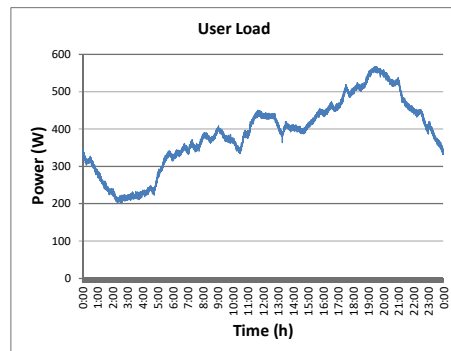
La Figura 10 mostra il funzionamento della strategia di gestione del peak-shaving riferita alla giornata del 8 Luglio 2017: un eventuale eccedenza di immissione in rete rispetto al limite prefissato viene assorbita dal sistema di accumulo. La giornata in esame era perfettamente soleggiata e ciò ha consentito di testare l'effettivo comportamento del controllore dell'impianto. Il sistema di accumulo sotto test presentava un elevato autoconsumo causato dagli estrattori dell'aria che, per scelte progettuali del produttore della macchina, sono alimentati dalle batterie e non dalla rete AC. Durante la notte, quando tipicamente lo stato di carica delle batterie raggiunge il suo limite inferiore, per evitare che queste si scaricassero ulteriormente, il controllore d'impianto attiva un prelievo di potenza dalla rete (1 kW) in modo da mantenere, in assenza del fotovoltaico, il SOC entro la fascia di sicurezza 20% - 22%. Questa carica di mantenimento, di tipo on-off, è riconoscibile negli andamenti rettangolari della Figura 10c, che riporta l'andamento del setpoint di potenza attiva calcolato dal controllore dell'impianto e imposti al sistema di accumulo. La Figura 10d mostra invece il reale comportamento del sistema di accumulo: la figura evidenzia la presenza di rumore nella misura dovuto, come detto in precedenza, al fatto che il sistema di accumulo stava funzionando ad una potenza percentualmente molto bassa rispetto alla sua potenza nominale.

Il corretto funzionamento della strategia di gestione si evince invece dalla Figura 10h che mostra come dalle 9:00 alle 16:30 circa la potenza attiva immessa in rete venga, al netto dei rumori nelle misure sopracitati, limitata al valore prefissato pari al 20% della potenza dell'impianto fotovoltaico. La Figura 10g mostra invece l'andamento atteso della potenza immessa in rete qualora non ci fossero rumori nelle misure.

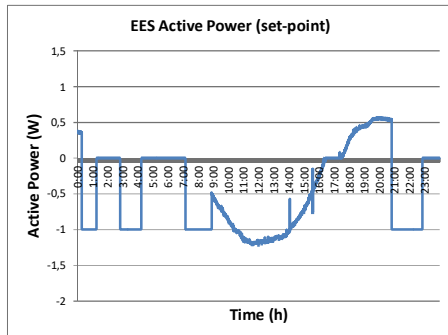
Il sistema di accumulo non ha mai scambiato reattiva con la rete in quanto, come detto in precedenza, la tensione di rete si è mantenuta sempre all'interno dei limiti previsti dalla normativa vigente.



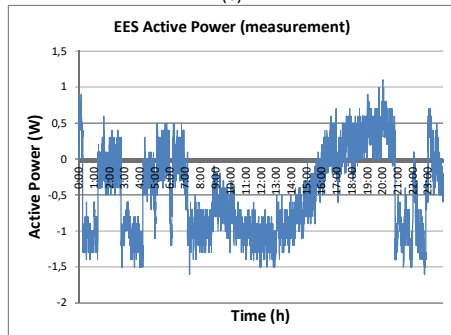
(a)



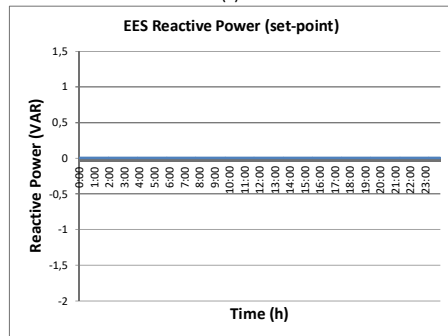
(b)



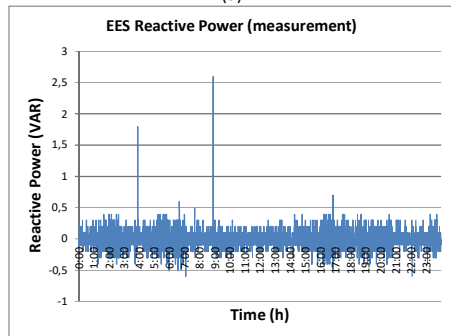
(c)



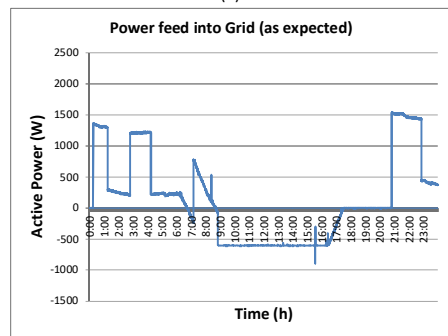
(d)



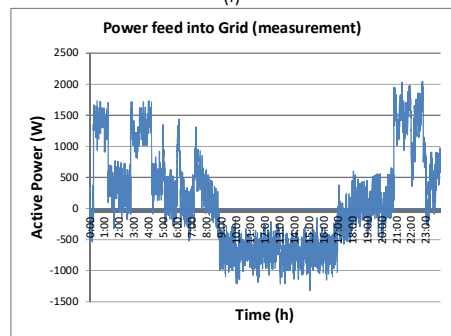
(e)



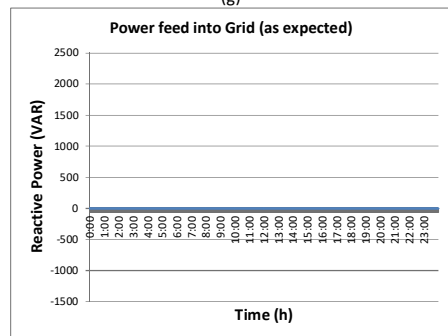
(f)



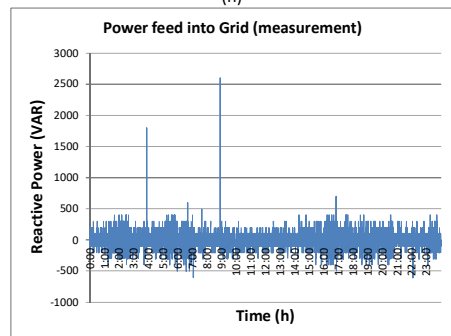
(g)



(h)



(i)



(l)

Figura 10. Grandezze elettriche d interesse nella strategia *Peak-shaving* (misure del 8 Luglio 2017).

2.3 Validazione della modellistica di Sistemi di Accumulo integrati in impianti fotovoltaici

In questo paragrafo saranno prima descritti i modelli utilizzati e poi presentati i risultati della validazione effettuata sull'impianto con sistema di accumulo al Litio illustrato in precedenza.

2.3.1 Il simulatore ENEA

Il simulatore ENEA consente di analizzare nel dettaglio il comportamento di impianti di utenti finali dotati di sistemi di accumulo e sistemi fotovoltaici connessi in rete.

Il simulatore si compone di quattro sottosistemi: l'impianto fotovoltaico, a sua volta suddiviso nel generatore fotovoltaico (PV_Array) e l'inverter fotovoltaico (3Phase_PV_INVERTER), il sistema di accumulo (3Phase_STORAGE) il carico di utente (3Phase_Dinamic_LOAD) e la rete elettrica di distribuzione a cui l'impianto è connesso (Utility Grid). Il simulatore è in grado di simulare il comportamento di impianti monofase e trifase.

Per semplicità di lettura, le figure che seguono riportano l'andamento delle grandezze più significative dell'impianto relative alla giornata del 27 Giugno 2017 rimandando all'Appendice A quelle relative all'intero periodo di monitoraggio.

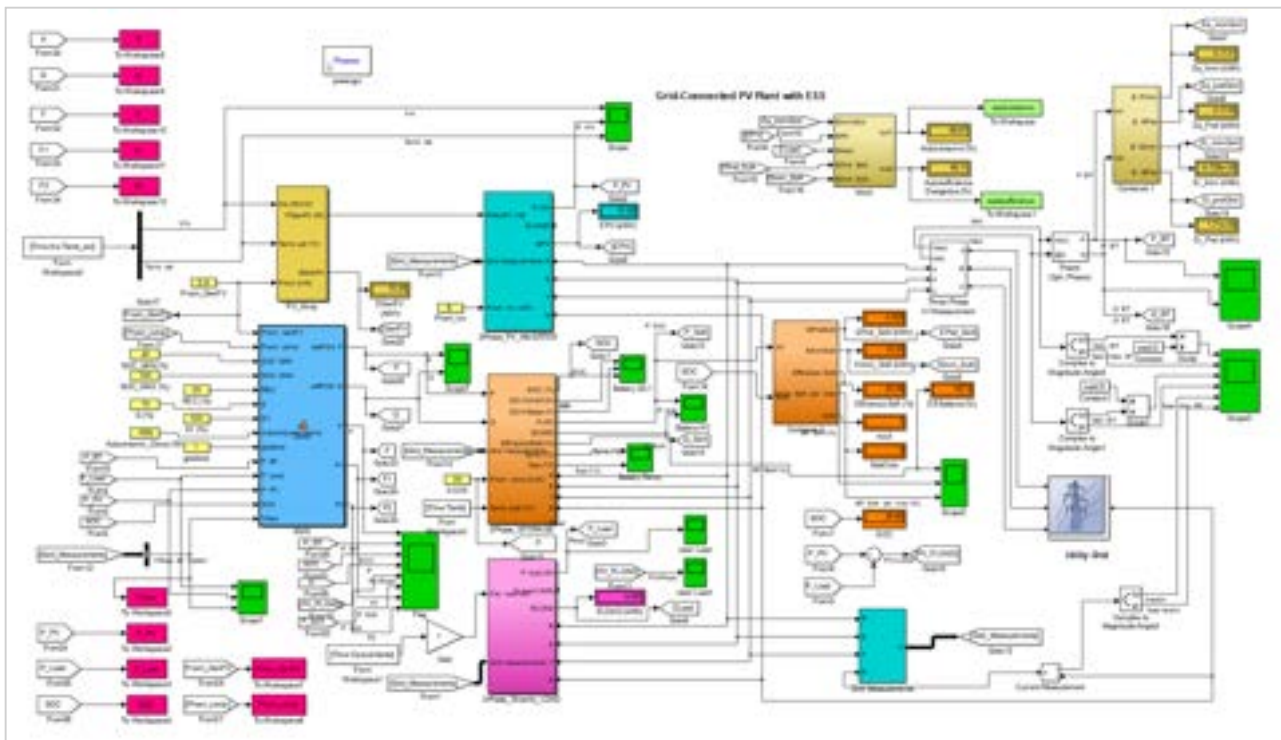


Figura 11. Il simulatore ENEA

Ai fini della validazione della modellistica, è necessario disporre di alcune grandezze ambientali che costituiscono i dati di ingresso al Simulatore. Mediante un stazione meteo, posta a ridosso dell'impianto, sono stati acquisiti l'irradianza solare sul piano dei moduli (I_{rra}), la temperatura ambiente del sito di installazione (T_{amb_ext}) e la temperatura ambiente del locale apparati (T_{amb}) dove sono posizionati il sistema di accumulo e le altre apparecchiature. L'utenza è stata riprodotta mediante un carico elettronico rigenerativo appositamente programmato a cui è stata assegnata una curva di carico di tipo residenziale compatibile con la taglia dell'impianto fotovoltaico.

La conoscenza di queste grandezze, unitamente ai modelli sviluppati, hanno consentito di simulare il comportamento dell'intero impianto e porlo a confronto con il suo comportamento reale.

2.3.2 Le variabili ambientali

Grazie alla stazione meteo descritta in precedenza è stato possibile acquisire le grandezze ambientali necessari al simulatore. Le figure seguenti mostrano tali grandezze relativamente alla giornata del 27 Giugno 2017. La giornata è stata perfettamente soleggiata nel corso della mattinata mentre nel pomeriggio si sono registrati corpi nuvolosi di transito che hanno prodotto soleggiamenti intermittenti con fenomeni di *cloud-effect* che hanno portato l'irradianza solare a raggiungere valori di 1200 W/m².

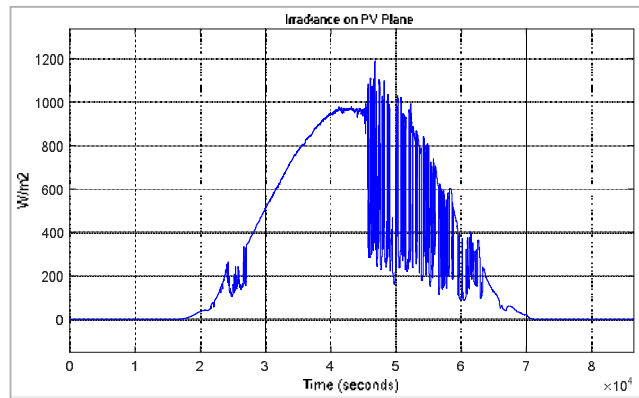


Figura 12. L'irradianza solare sul piano dei moduli (misura del 27 Giugno 2017)

Il locale apparati dove sono state posizionate le apparecchiature di potenza era un locale che al momento della sperimentazione non aveva nessun climatizzatore installato e pertanto si trovava quasi in equilibrio termico con l'esterno. Infatti, come mostrano le figure che seguono la temperatura ambiente interna si è discostata poco da quella esterna.

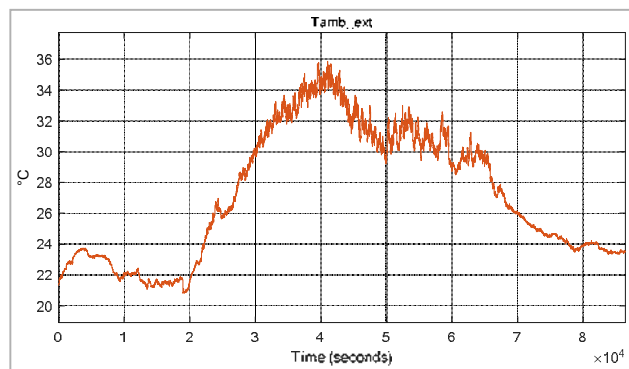
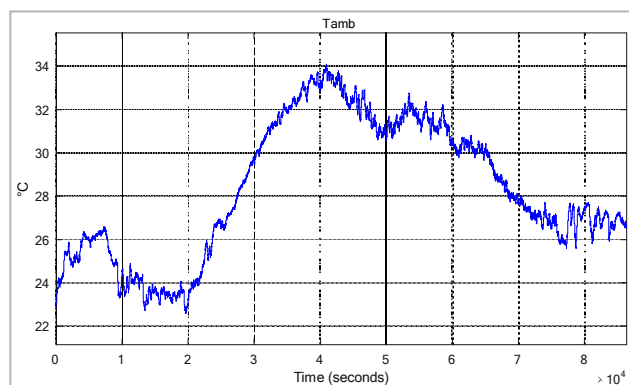


Figura 13. Temperatura ambiente del sito di installazione, CR ENEA Casaccia (misura del 27 Giugno 2017)



⁶ In alcune giornate si sono registrati valori prossimi a 1400 W/m².

Figura 14. Temperatura ambiente del locale apparati (misura del 27 Giugno 2017)

2.3.3 I modelli utilizzati

Modello del generatore fotovoltaico

Il modello (PV_Array) calcola la potenza istantanea erogata dal generatore fotovoltaico, nota la sua potenza nominale, l'irradianza solare sul piano dei moduli, il coefficiente di temperatura della potenza dei moduli, la temperatura ambiente del sito di installazione e la NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) del modulo fotovoltaico utilizzato. Le perdite elettriche (perdite Ohmiche, mismatch elettrico, perdite ottiche etc.) sono quantificate dal parametro altre perdite. Il modello del generatore fotovoltaico è riportato in Figura 15. La potenza così calcolata viene passata al blocco successivo che rappresenta l'inverter fotovoltaico (3Phase_PV_INVERTER).

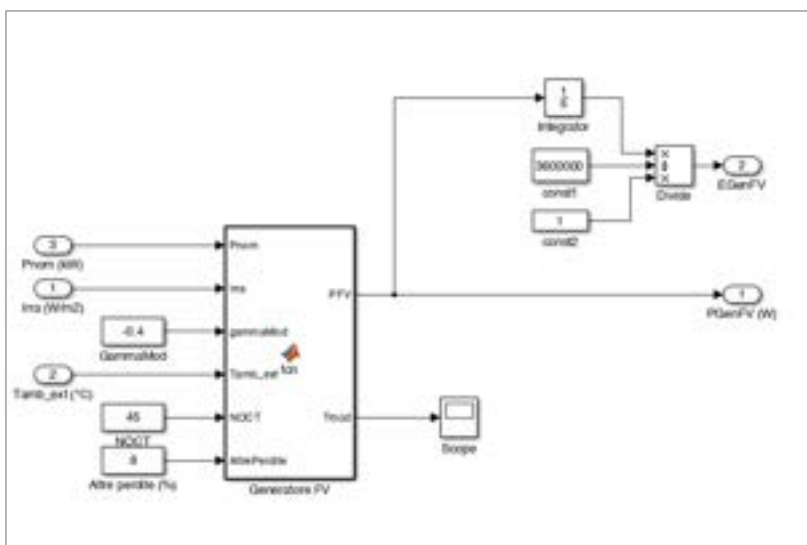


Figura 15. Modello del generatore fotovoltaico

Modello dell'inverter fotovoltaico

Gli inverter fotovoltaici di tipo grid-connected sono di fatto dei generatori di corrente controllati e, come tali, sono stati modellati (Figura 16). Il valore della corrente impressa è, in prima approssimazione⁷, proporzionale all'intensità della radiazione solare che incide sul piano dei moduli fotovoltaici. Il modello sviluppato tiene conto anche della curva di rendimento dei convertitori di potenza presenti nell'inverter⁸ e può essere utilizzato per modellare inverter monofase e trifase.

⁷ In realtà ci sono perdite elettriche di varia natura che fanno sì che il legame tra corrente impressa e irradianza solare non sia esattamente proporzionale.

⁸ Convertitore DC/AC e, se presente, convertitore DC/DC.

Come mostrato nel Report prodotto in ambito PAR 2015 [1], il modello delle batterie dipende da diversi parametri e tra questi anche la temperatura delle celle, a sua volta dipendente dalla temperatura ambiente, dalle correnti in gioco, dalla resistenza termica tra cella e ambiente nonché dalla costante termica tra cella e ambiente. Tali parametri termici cambiano a seconda della costruzione della batteria e dell'applicazione⁹. La Figura 18 mostra il confronto tra la curva V-Ah ottenuta con il modello elettrico e la medesima curva fornita dal costruttore delle batterie (Kokam co.) per varie correnti e alla temperatura di riferimento. I parametri principali che caratterizzano il modello sono:

- E0 : tensione a vuoto del pacco batteria
- R : resistenza interna del pacco batteria
- K,A,B : parametri del modello [1]

Per i dettagli sul modello delle batterie si rimanda al Report prodotto in ambito PAR 2015 [1].

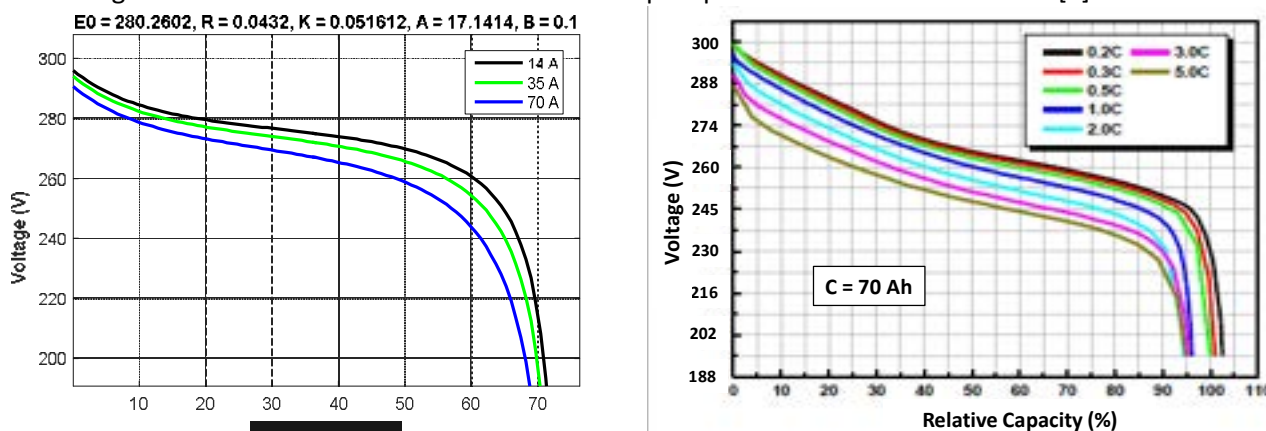


Figura 18. Curve V-Ah del pacco batterie simulate (sinistra). Curve V-Ah fornite dal costruttore (destra).

Modello del Carico di utente

Il modello del carico di utente (3Phase_Dinamic_LOAD) è indicato in Figura 19 ed è rappresentativo di utenze monofase o trifase di qualunque natura (carichi resistivi, reattivi, misti, equilibrati o non). Si tratta di un modello flessibile in quanto i tre generatori di corrente controllati possono essere all'occasione comandati separatamente.

Il profilo di carico (Pac_load) viene definito in un file esterno specifico che viene letto dal simulatore e che può essere personalizzato a piacere. Per sincronizzare il carico con la rete elettrica, il modello ha bisogno delle misure di alcune grandezze elettriche.

⁹ Si pensi alla presenza o meno di canali di ventilazione tra le celle o la presenza o meno di sistemi di ventilazione forzata.

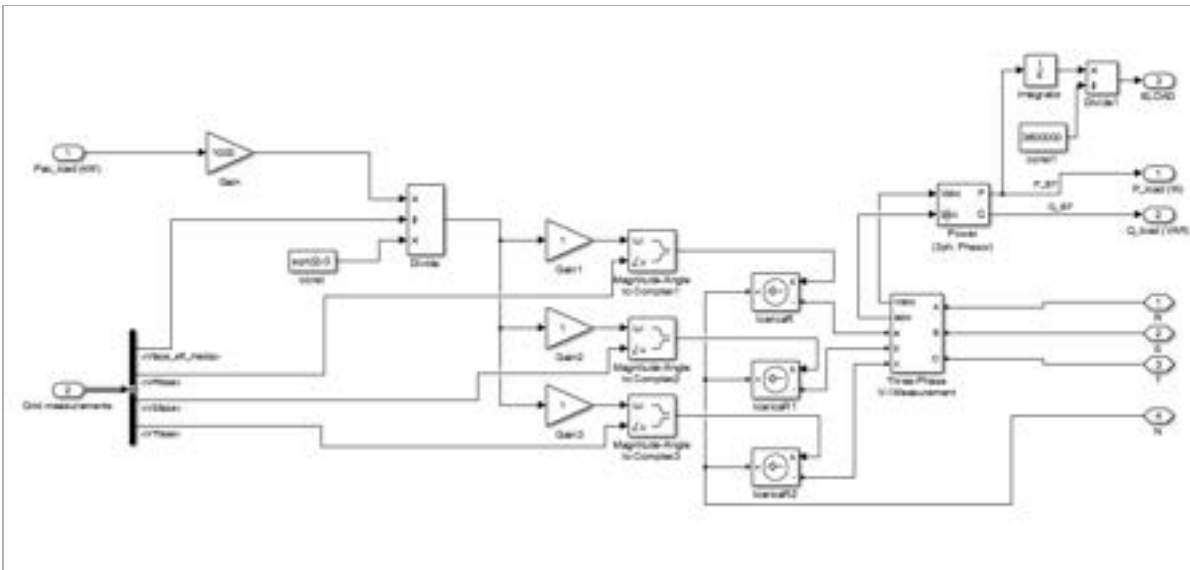


Figura 19. Modello del carico di utente

Il profilo di carico dell'utenza può essere esteso fino ad un anno solare e può avere un andamento qualsiasi e può essere differenziato giorno per giorno. Per semplicità, il profilo di carico effettivamente utilizzato nelle simulazioni riportate nel documento (Figura 20) è stato assunto uguale per tutto il periodo della sperimentazione. Il profilo scelto è rappresentativo di un utente residenziale con consumo annuo di 3.400 kWh circa, consumo compatibile con la taglia dell'impianto fotovoltaico (2,9 kWp).

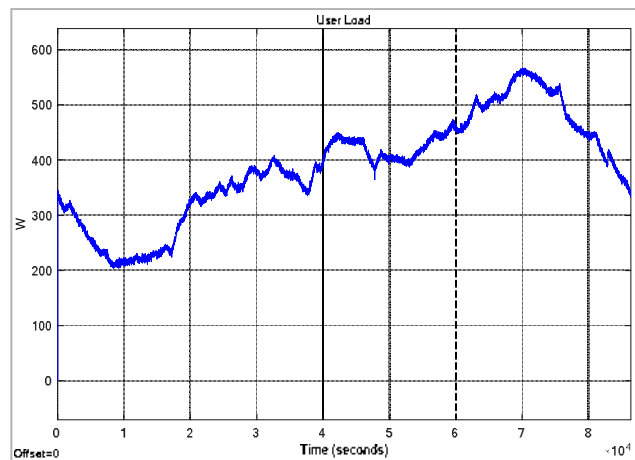


Figura 20. La curva di carico dell'utente (27 Giugno 2017).

2.3.4 La sperimentazione e la validazione in campo dei modelli

La sperimentazione si è svolta per circa due settimane durante le quali sono state acquisite dal controllore dell'impianto tutte le grandezze elettriche d'interesse con una cadenza temporale di 10 s. A titolo esemplificativo, si riportano due giornate di sperimentazione rappresentative delle due strategie di gestione presentate, e una terza giornata di sperimentazione nel corso della quale sono state condotte prove di carica e scarica a potenza costante. Per la consultazione dell'intero periodo di monitoraggio si rimanda all'Appendice. Le figure che seguono comparano gli andamenti della potenza erogata dall'impianto fotovoltaico (P_{PV}), dello stato di carica (SOC), della tensione del pacco batteria (Battery Voltage) e della temperatura media di esercizio (T_{cel}) delle relative celle al Litio ottenuti dal simulatore con quelli misurati in campo.

giorno 27/06/2017 strategia ottimizzazione autoconsumo

La potenza erogata dall'impianto fotovoltaico è riportata in Figura 21; la figura mostra un'ottima concordanza tra la misura e la simulazione. Nella misura si nota la presenza di alcuni picchi dovuti al comportamento del MPPT (Maximum Power Point Tracker) presente in tutti gli inverter fotovoltaici. In quegli istanti, l'MPPT dell'inverter, ha eseguito una rapida scansione della curva tensione-corrente del generatore fotovoltaico al fine di trovare il punto di lavoro ottimale. Il risultato di questa ricerca sono proprio i picchi mostrati in Figura 21.

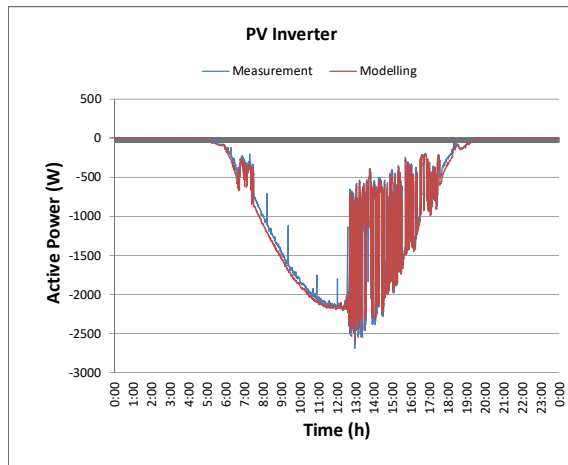


Figura 21. Potenza erogata dall'impianto fotovoltaico (27 Giugno 2017).

Per quanto riguarda il modello delle batterie, il discorso è più articolato; dalla sperimentazione è emersa una buona fedeltà del modello per quanto concerne lo stato di carica delle batterie (SOC) mentre, per la tensione del pacco batteria, si nota che la precisione dipende sia dal SOC ma anche dalla potenza erogata (si veda il test a potenza costante del 19 Luglio 2017). A questo proposito va detto che il sistema di accumulo utilizzato nelle prove è stato sottoutilizzato rispetto alla sua capacità di erogazione¹⁰, ciò perché al momento della sperimentazione era disponibile solo un impianto fotovoltaico di limitata potenza (2,9 kW) poiché erano in corso d'installazione gli altri impianti fotovoltaici e i sistemi di accumulo che saranno oggetto di sperimentazione in ambito PAR 2017. Questi sistemi di accumulo differiranno per tipologia di cella al litio, taglia e capacità di accumulo e quindi consentiranno di verificare ulteriormente la modellistica adottata.

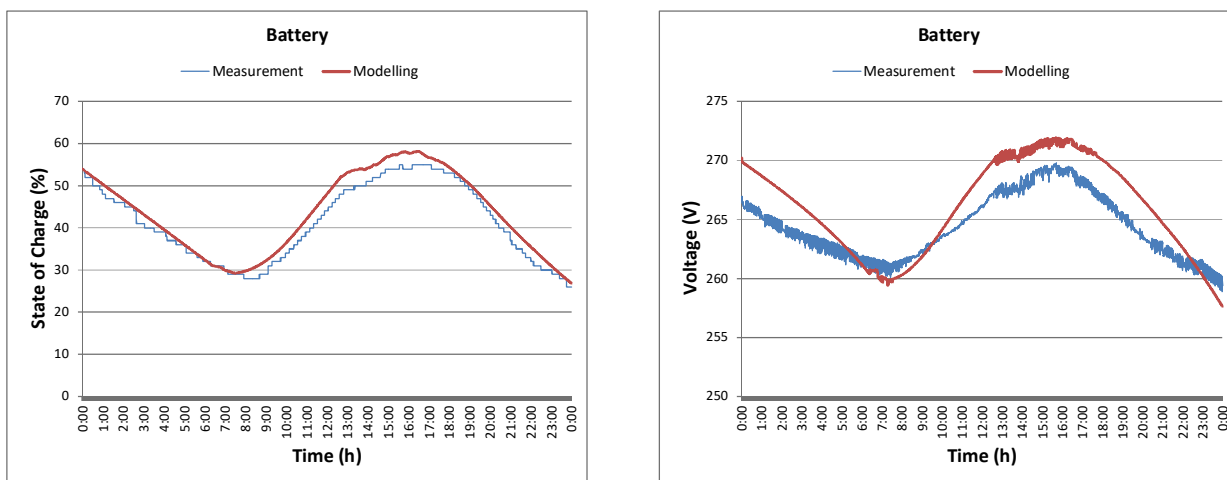


Figura 22. Stato di Carica e Tensione del pacco batterie (27 Giugno 2017).

¹⁰ Il costruttore Kokam dichiara 140 A (3C) massimi in carica e 350 A (5C) in scarica a 23°C.

L'inaccuratezza del modello, per quanto riguarda la tensione del pacco batteria, si mantiene al di sotto del 2-3 %, valore ampiamente accettabile per le applicazioni cui è destinato il simulatore. Si tenga presente che la catena di misura della tensione era comunque affetta da un'incertezza di circa l'1%.

Durante la sperimentazione è stato anche testato il modello termico delle batterie. La Figura 23 e la Figura 26 mostrano l'andamento della temperatura media delle celle nelle due strategie di gestione dell'accumulo presentate. Misure e simulazioni presentano una buona concordanza, ma va comunque ricordato che, date le correnti in gioco, il modello termico è stato solo in parte validato; lo sarà per intero quando saranno completate le installazioni dei nuovi sistemi di accumulo previsti dal PAR 2017.

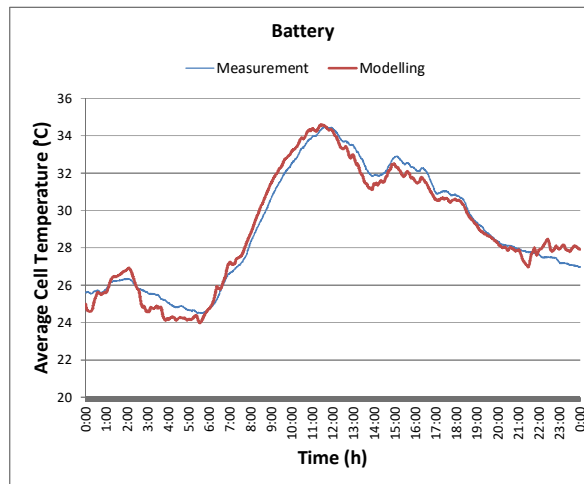


Figura 23. Temperatura media delle celle del pacco batteria (27 Giugno 2017).

giorno 07/07/2017 strategia peak-shaving

A differenza della giornata precedente, il 8 Luglio è stata una giornata perfettamente soleggiata come mostra la potenza erogata dall'impianto fotovoltaico. La figura mostra, come spiegato in precedenza, i tipici picchi dovuti al funzionamento del MPPT dell'inverter. A differenza della strategia di gestione orientata all'autoconsumo, date le taglie dei vari sottosistemi, i SOC raggiunti durante questa giornata sono stati mediamente inferiori e questo ha consentito di testare il modello delle batterie soprattutto a valori medio-bassi di SOC. Anche in questo caso lo scostamento tra misure e simulazione, con riferimento alla tensione del pacco batterie, è sempre stato inferiore al 2 - 3%.

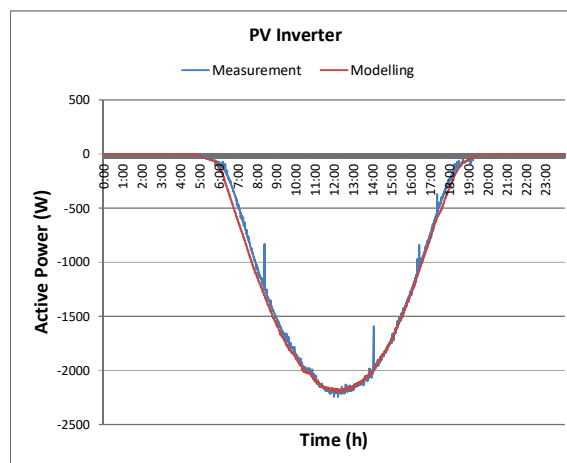


Figura 24. Potenza erogata dall'impianto fotovoltaico (8 Luglio 2017).

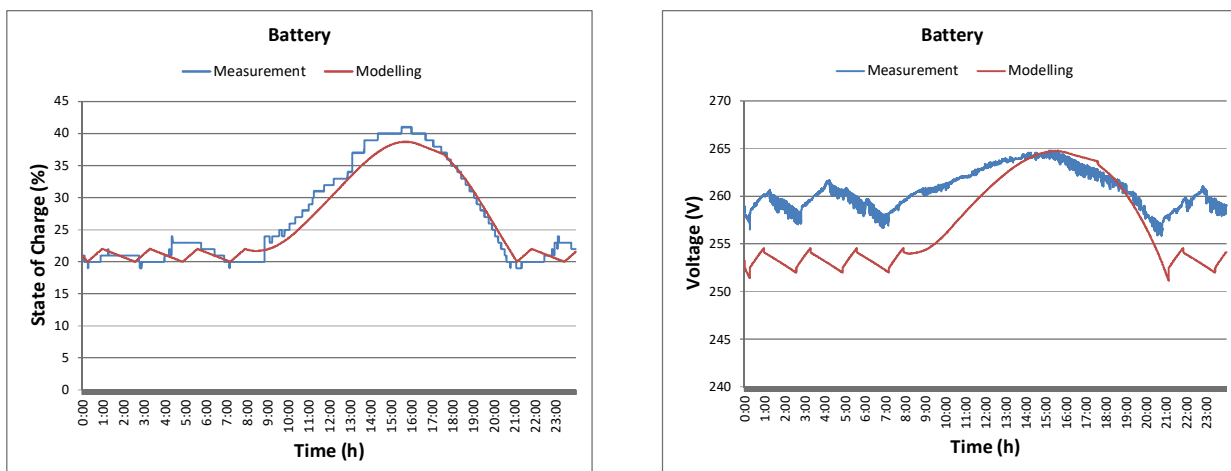


Figura 25. Stato di Carica e Tensione del pacco batterie (8 Luglio 2017).

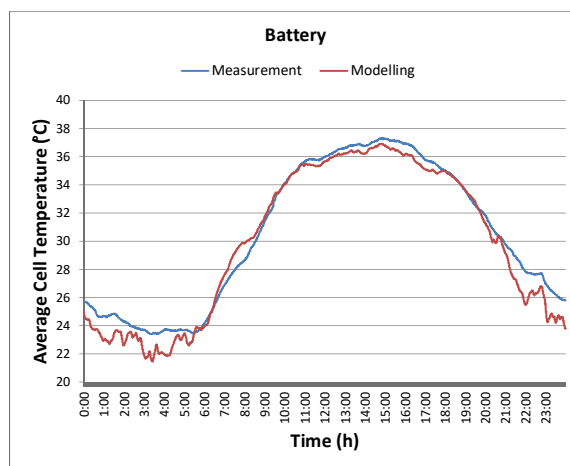
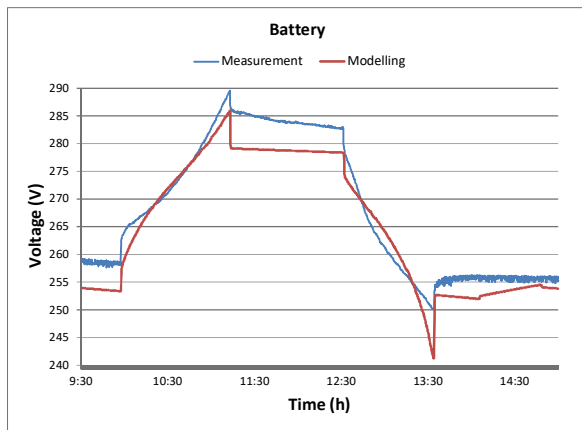


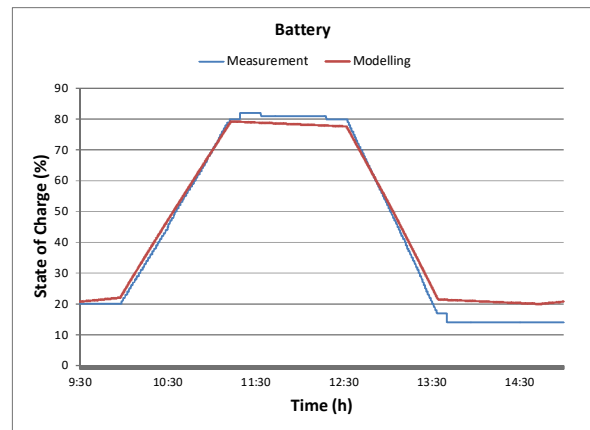
Figura 26. Temperatura media delle celle del pacco batteria (8 Luglio 2017).

giorno 19/07/2017 carica e scarica a potenza costante

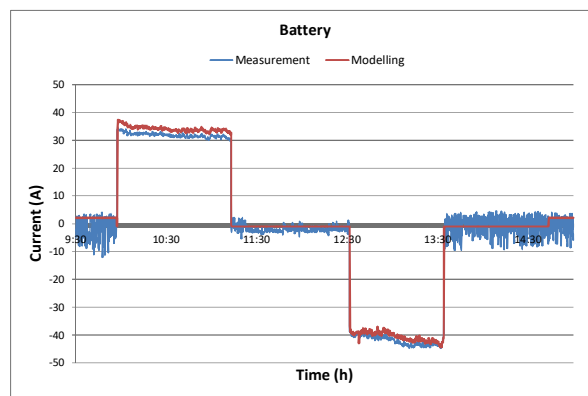
Il sistema di accumulo è stato anche sottoposto a prove di carica e scarica a potenza costante per validarne i modelli. Come era lecito attendersi, i rumori nelle misure sono stati molto più bassi rispetto alle prove precedenti in quanto il sistema di accumulo ha lavorato a potenze molto più alte. Nel corso della prova sono stati fissati manualmente i set-point di potenza di 10 kW, prima in carica e poi in scarica, e quindi sono state acquisite le grandezze d'interesse. La Figura 27 mostra chiaramente come, non appena la potenza in gioco sulla batteria diventa elevata, i rumori nelle misure si riducono drasticamente. In queste condizioni appare più evidente come il sistema di accumulo segua correttamente i set-point imposti dal controllore dell'impianto.



(a)



(b)



(c)

Figura 27. Grandezze elettriche d interesse nella prova a potenza costante (19 Luglio 2017).

Anche la misura della corrente erogata/assorbita dalle batterie mostra un buon accordo con quanto previsto dalla simulazione. Si fa presente che nelle prove fatte in precedenza tale grandezza non era stata riportata poiché le correnti in gioco, e il rumore nelle misure, erano tali da non rendere ben visibile il confronto.

3 Conclusioni

La sperimentazione è stata condotta su un sistema di accumulo integrato ad un impianto fotovoltaico installato presso il CR. Enea Casaccia e ha consentito di testare in campo diverse strategie di gestione dell'accumulo (ottimizzazione dell'autoconsumo e peak-shaving), di validare la modellistica elettrica e termica dei sistemi di accumulo nonché di validare il simulatore di impianti sviluppato da ENEA.

Le strategie di gestione dell'accumulo sono state dapprima implementate mediante script Matlab nel simulatore ENEA e, una volta verificato l'effettivo funzionamento, caricate nel Controllore di impianto (EMS) per la verifica sperimentale. Dalle prove fatte possiamo concludere che le strategie di gestione sviluppate hanno funzionato così come previsto dalle simulazioni e ciò apre a ulteriori sviluppi delle attività. Infatti, grazie a quest'approccio, qualsiasi strategia di gestione dell'accumulo, anche di tipo Smart, potrà essere sviluppata validandola prima con il simulatore ENEA per poi caricarla nel controllore dell'impianto avendo la ragionevole certezza che questa funzioni in campo.

Altro obiettivo della sperimentazione è stato quello di validare la modellistica dei vari sottosistemi di cui si compone un impianto fotovoltaico con accumulo. Il modello dell'impianto fotovoltaico si è rivelato molto attendibile poiché simulazioni e misure sono state quasi sempre sovrapponibili per l'intero periodo della sperimentazione. La modellistica delle batterie non sempre è stata perfettamente aderente alle misure: in particolare, mentre la tensione del pacco batteria è stata sempre soddisfacente per tutte e due le settimane di sperimentazione, dato che lo scarto tra misure in campo e modelli si è mantenuto sempre al di sotto del 2-3% (valore comprensivo dell'errore di misura), stessa cosa non si può dire per lo stato di carica (SOC). Per tale grandezza, infatti, anche se per la maggior parte del tempo la simulazione si è rivelata più che soddisfacente, si sono riscontrati dei periodi in cui lo scarto tra simulazioni e misure ha raggiunto valori dell'ordine di 5-7% di SOC. Va precisato che il SOC non è stato misurato in campo con apposita strumentazione ma ci si è basati sul valore reso disponibile dal BMS del sistema di accumulo. Una possibile spiegazione di questa differenza può essere imputata proprio al BMS del sistema di accumulo. Si tenga presente infatti che il sistema di accumulo utilizzato nelle prove, data la sua potenza relativamente elevata (30 kVA) rispetto all'impianto fotovoltaico (2,9 kW) e quindi date le piccole correnti in gioco rispetto alla sua corrente nominale, potrebbe aver indotto il BMS ad un calcolo non sempre attendibile del SOC a causa degli errori di misura elevati della corrente in batteria¹¹. Tale considerazione trova supporto nella prova in carica e scarica a potenza costante (10 kW) effettuata il 19 Luglio dove, viceversa, il SOC ottenuto dalle simulazioni è stato molto aderente alle misure proprio perché le correnti in gioco in questa prova erano di un ordine di grandezza superiore.

La sperimentazione dovrà quindi continuare su altri sistemi di accumulo di potenza comparabile con il fotovoltaico che utilizzino stesse batterie ma BMS diversi, e su altri sistemi di accumulo che impieghino batterie diverse e BMS diversi. La sperimentazione di questi ulteriori sistemi potrà essere condotta nell'ambito delle attività che si prevede possano essere svolte in ambito PAR 2017 dato che i relativi impianti sono in fase avanzata di costruzione.

¹¹ Il SOC generalmente si calcola integrando nel tempo la corrente assorbita/erogata dalla batteria.

4 Appendice A

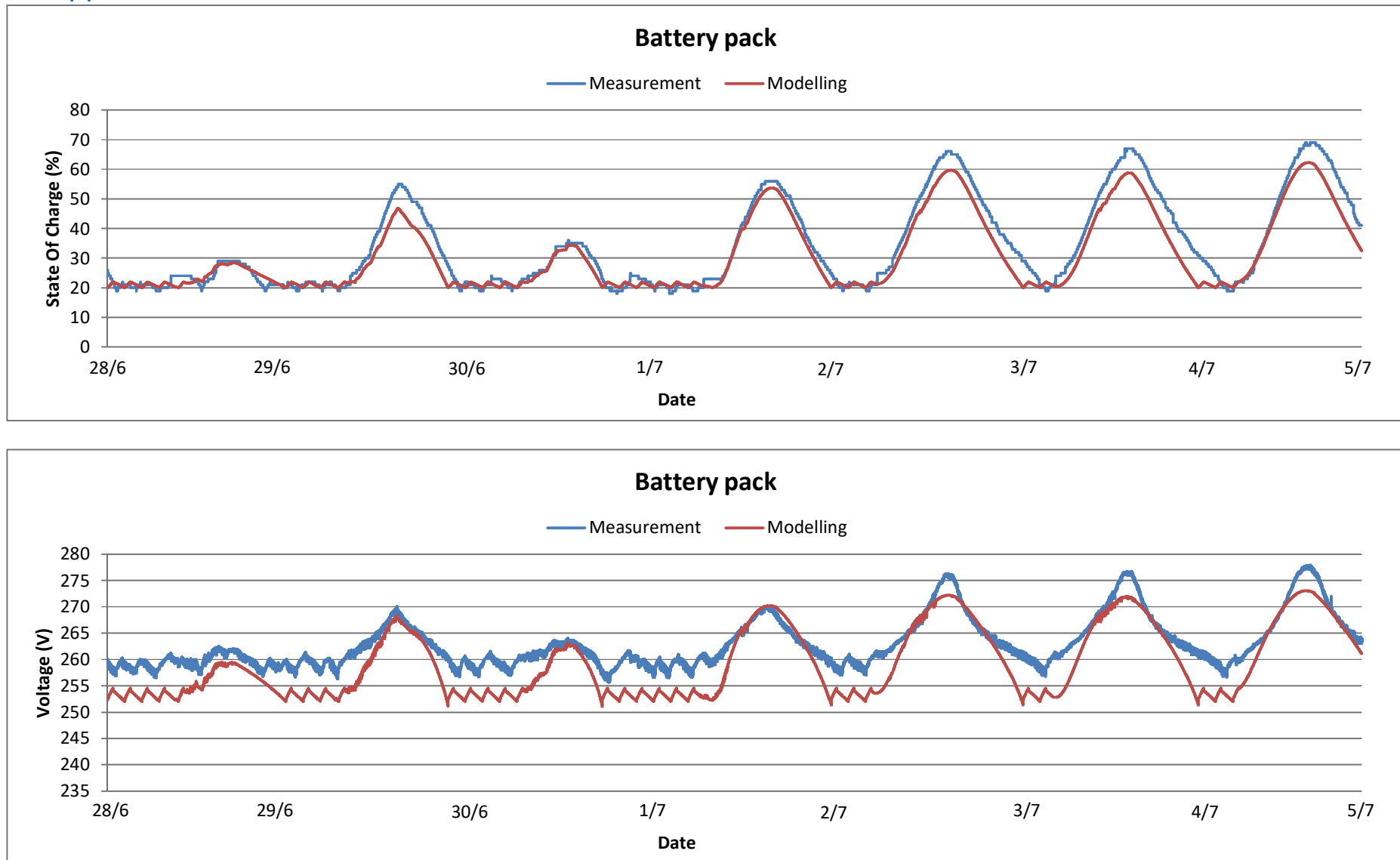


Figura 28. Confronto tra le grandezze elettriche del pacco batterie dell impianto fotovoltaico con accumulo nella modalità di gestione autoconsumo (28 Giugno - 4 Luglio).

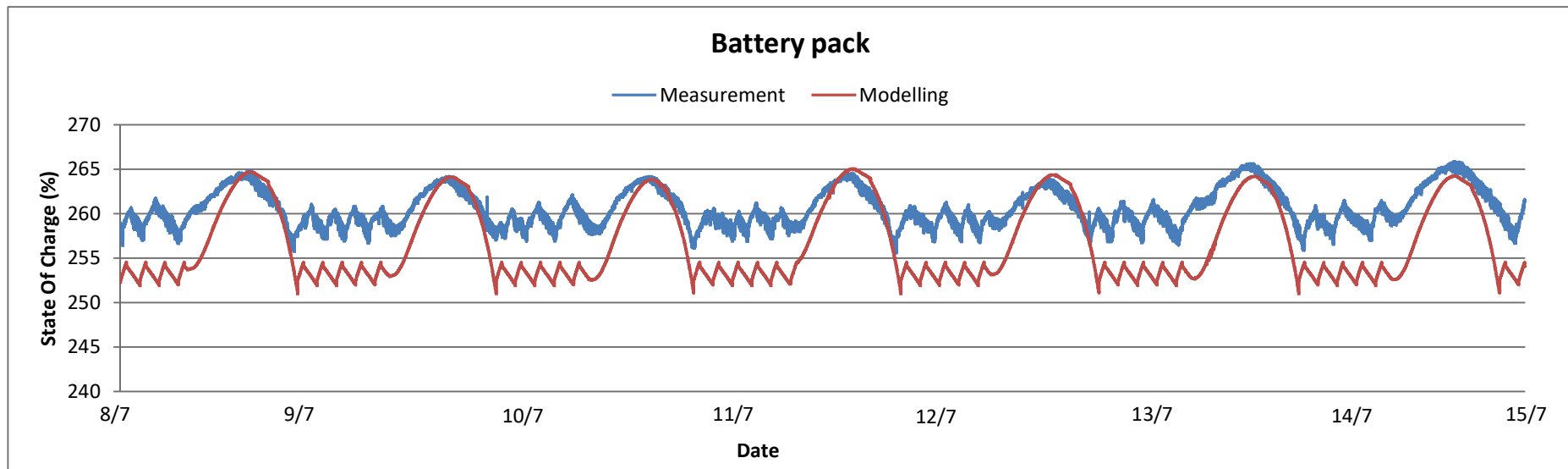
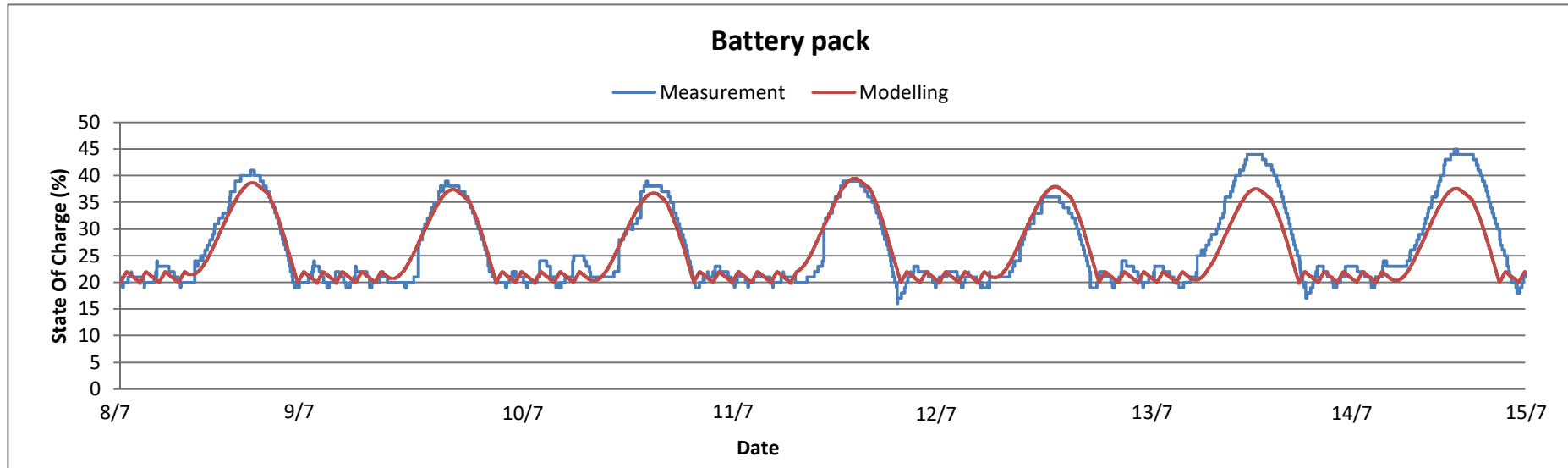


Figura 29 Confronto tra le grandezze elettriche del pacco batterie dell impianto fotovoltaico con accumulo nella modalità di gestione peak-shaving (8 Luglio 14 Luglio).

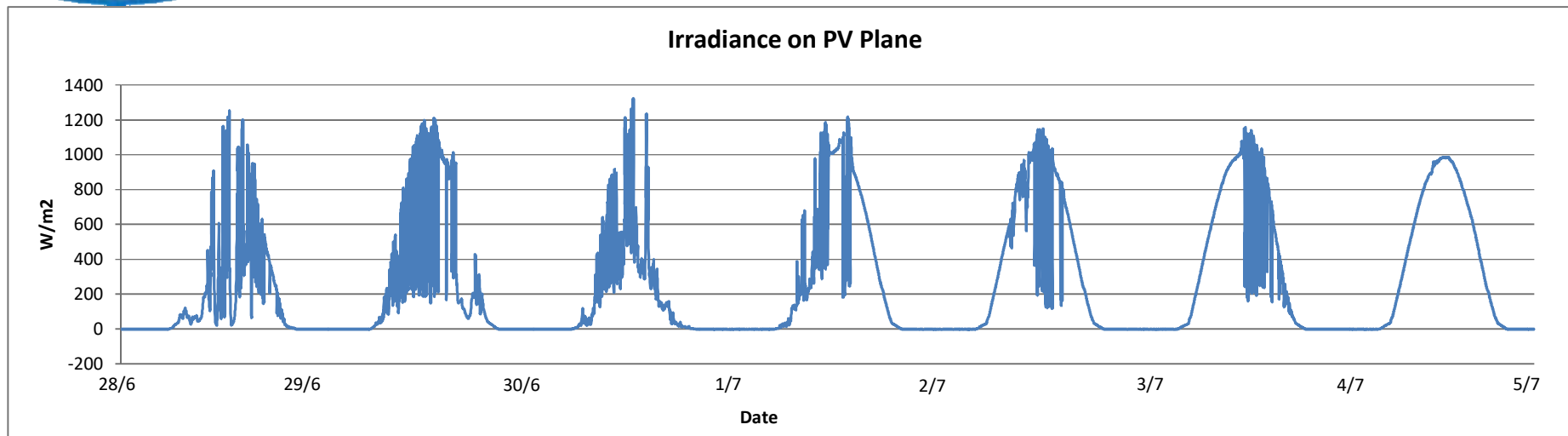


Figura 30. Irradianza solare sul piano dei moduli acquisita dalla stazione meteo e radiazione solare (28 Giugno - 4 Luglio).

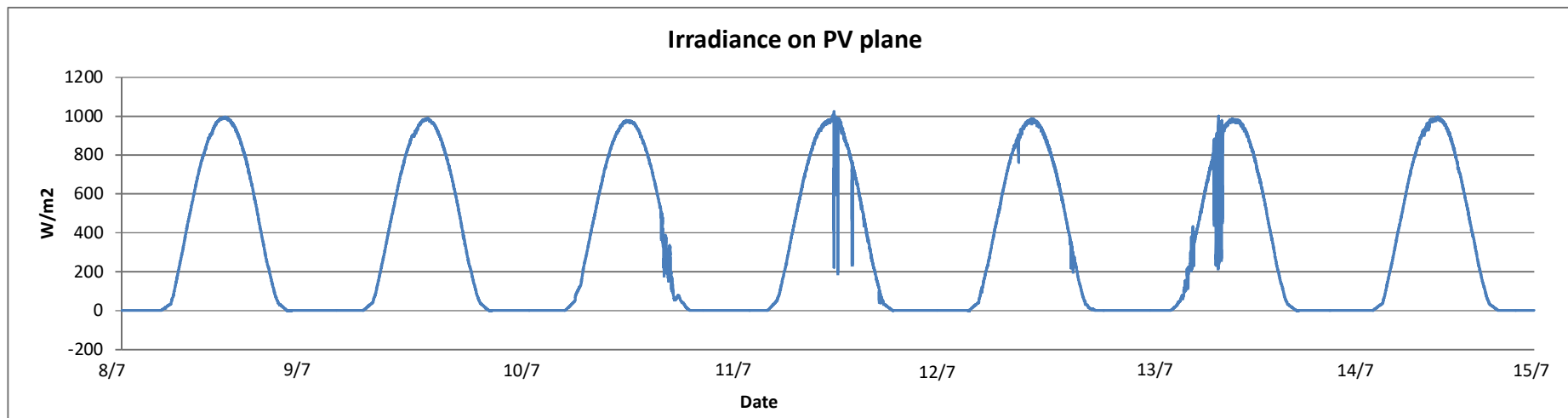


Figura 31. Irradianza solare sul piano dei moduli acquisita dalla stazione meteo e radiazione solare (8 Luglio - 14 Luglio).

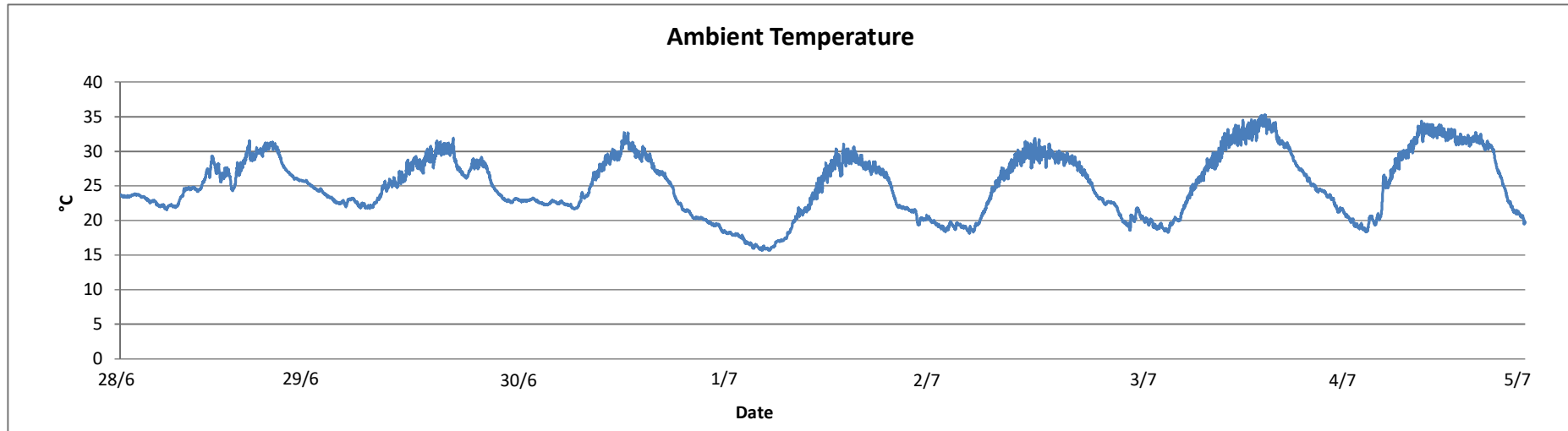


Figura 32. Temperatura ambiente del sito di installazione acquisita dalla stazione meteo e radiazione solare (28 Giugno - 4 Luglio).

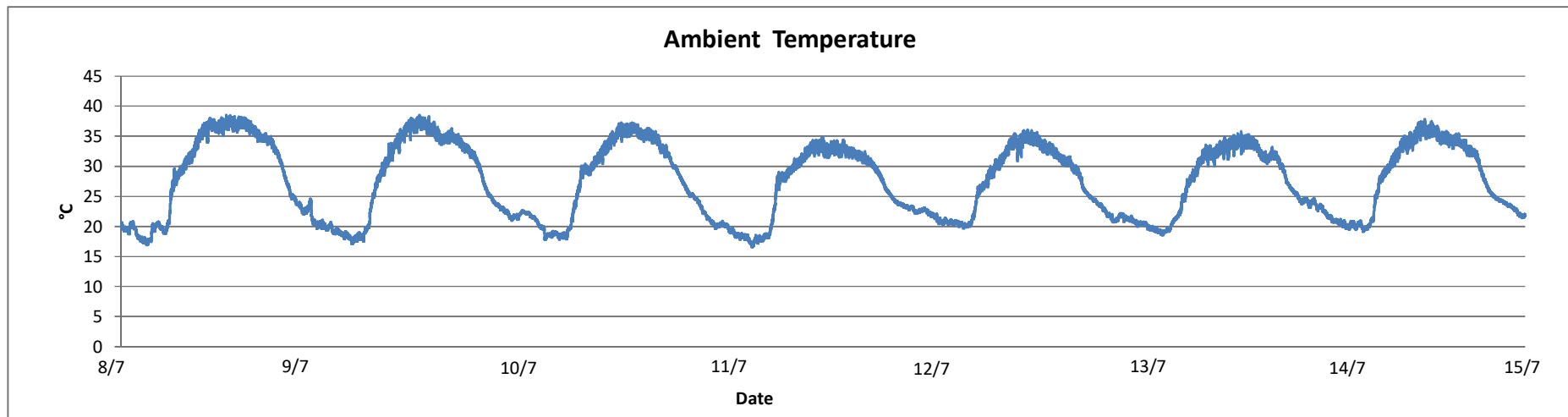


Figura 33. Temperatura ambiente del sito di installazione acquisita dalla stazione meteo e radiazione solare (8 Luglio - 14 Luglio).

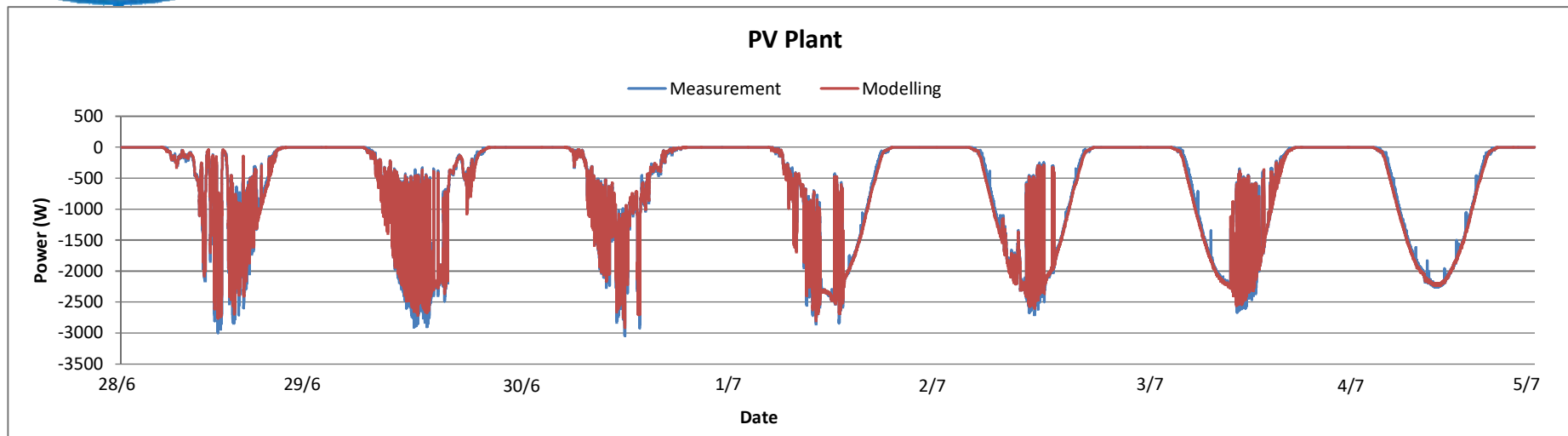


Figura 34. Potenza erogata dall'impianto fotovoltaico (28 Giugno - 4 Luglio).

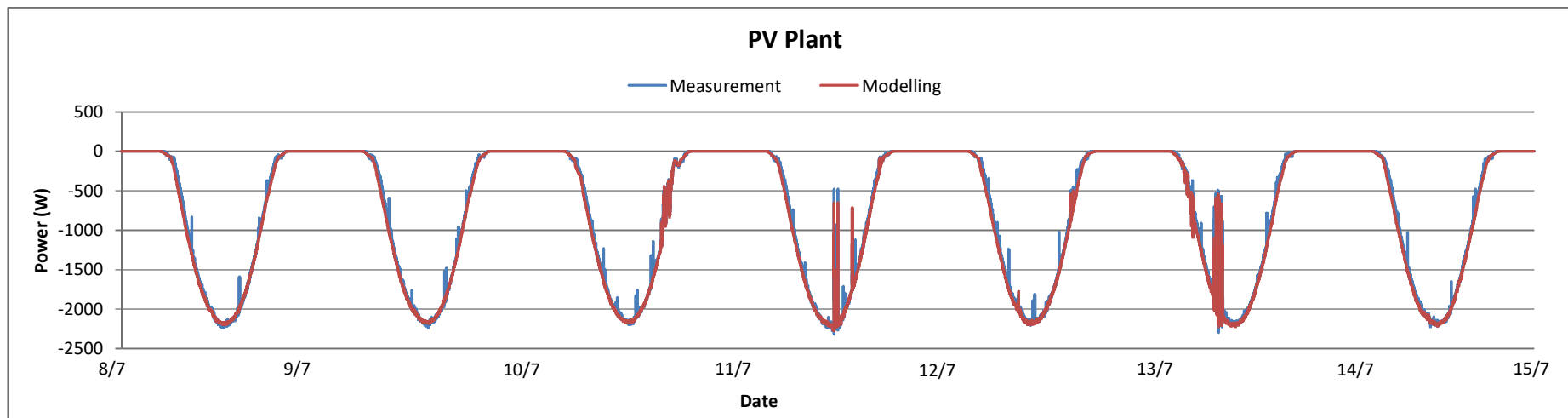


Figura 35. Potenza erogata dall'impianto fotovoltaico (8 Luglio - 14 Luglio).

5 Appendice B

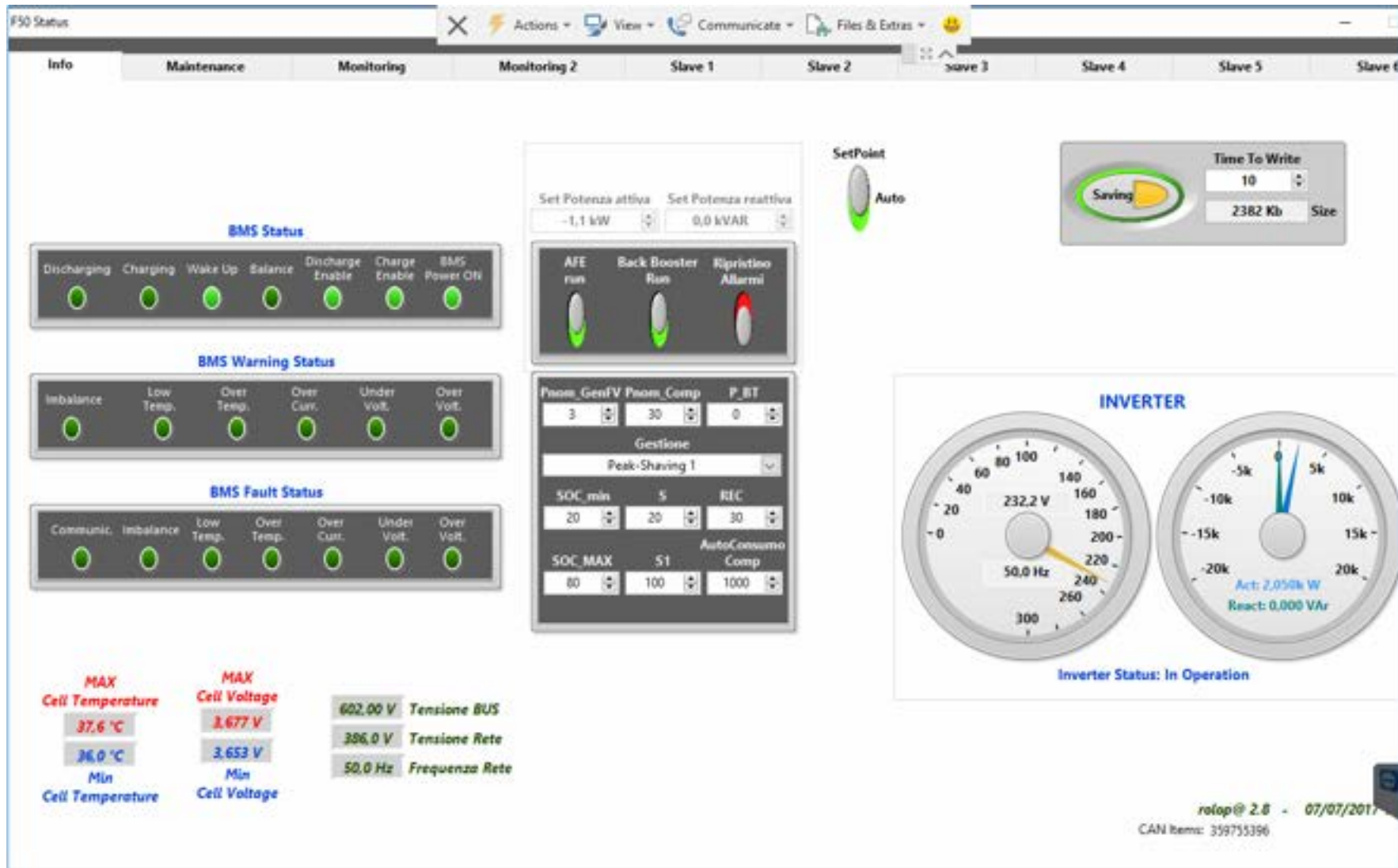


Figura 36. Pannello informativo del software di gestione e controllo dell'impianto: set parametri e grandezze informative.

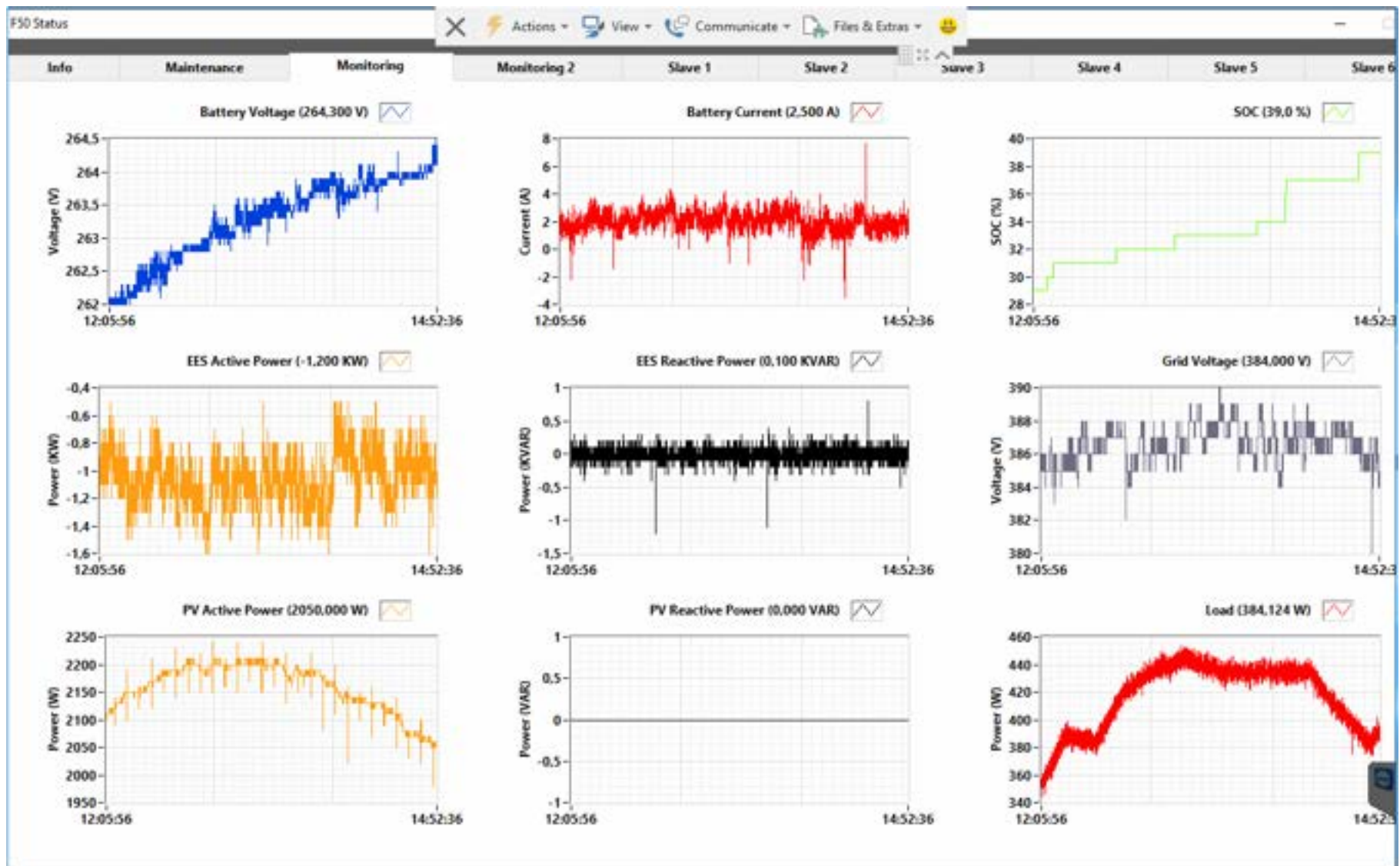


Figura 37. Pannello di monitoraggio del software di gestione e controllo dell'impianto: monitoraggio delle grandezze più significative dell'impianto.

6 Abbreviazioni ed acronimi

PV_Array:	Generatore fotovoltaico
FV:	Fotovoltaico
PV:	Photovoltaics
REC:	Recovery Charge
SOC:	State Of Charge
EMS:	Energy Management System
TA:	Trasformatori Amperometrici

7 Riferimenti bibliografici

[1]. Francesco De Lia, Salvatore Castello: "Individuazione dei modelli matematici più rappresentativi dei sistemi di accumulo da utilizzare per la messa a punto del modello di simulazione degli impianti ", Report RdS/PAR2015/202.

[2]. Cinzia Di Bari RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO: Studio preliminare di sicurezza di un sistema di accumulo elettrico realizzato con celle Litio-ione , Report RdS/2011/309.