



Ricerca di Sistema elettrico

Realizzazione e sperimentazione di sistemi di accumulo integrati con impianti di produzione fotovoltaica

Francesco De Lia, Riccardo Schioppo, Roberto Lo Presti

REALIZZAZIONE E SPERIMENTAZIONE DI SISTEMI DI ACCUMULO INTEGRATI CON IMPIANTI DI PRODUZIONE FOTVOLTAICA

Francesco De Lia, Riccardo Schioppo, Roberto Lo Presti (ENEA)

Settembre 2018

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2017

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 Prosini, ENEA

Si ringrazia l'ABB SpA di Terranuova Bracciolini per il supporto fornito sul sistema di accumulo ABB-REACT1

Indice

1	INTRODUZIONE	4
2	GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI CON ACCUMULO	4
2.1	L'IMPIANTO MONOFASE	4
2.1.1	<i>Il Generatore Fotovoltaico</i>	4
2.1.2	<i>L'inverter Fotovoltaico</i>	7
2.1.3	<i>Il Sistema di Accumulo</i>	7
2.2	L'IMPIANTO TRIFASE	8
2.2.1	<i>Il Generatore Fotovoltaico</i>	8
2.2.2	<i>L'inverter Fotovoltaico</i>	9
2.2.3	<i>Il Sistema di Accumulo</i>	10
2.3	IL QUADRO GENERALE AC E IL SPI	11
2.4	IL CARICO ELETTRONICO	11
2.5	L'EMS	12
2.5.1	<i>Il controllore dell'impianto</i>	12
2.5.2	<i>Il software di controllo e monitoraggio</i>	13
3	LA SPERIMENTAZIONE DEGLI IMPIANTI	15
3.1	DESCRIZIONE DELLA CATENA DI MISURA	15
3.1.1	<i>Strumentazione adoperata</i>	16
3.2	MISURA DELLA CURVA POTENZA-IRRADIANZA	16
3.3	MONITORAGGIO DELLE POTENZE IN UNA GIORNATA SOLEGGIATA	18
3.4	CARATTERIZZAZIONE DEGLI INVERTER E DEI SISTEMI DI ACCUMULO	18
3.4.1	<i>Misura della curva rendimento-potenza dell'inverter ABB REACT1</i>	18
3.4.2	<i>Misura della curva rendimento-potenza del sistema di accumulo ABB REACT1 in fase di scarica</i>	19
3.4.3	<i>Misura della distorsione armonica (THD) della tensione e corrente immessa in Rete</i>	20
3.5	MISURA DEL RENDIMENTO DEL PACCO BATTERIA	21
4	VERIFICA IN CAMPO DELLA MODELLISTICA E DELLE STRATEGIE DI GESTIONE	23
4.1	IL SISTEMA DI ACCUMULO OGGETTO DELLA SPERIMENTAZIONE	23
4.2	IL SIMULATORE ENEA E LA MODELLISTICA ADOTTATA	25
4.3	STRATEGIA DI GESTIONE OTTIMIZZAZIONE DELL'AUTOCONSUMO	27
4.4	STRATEGIA DI GESTIONE PEAK-SHAVING	31
5	CONCLUSIONI	35
6	ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	36
7	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	36

1 Introduzione

Le attività svolte sono la naturale prosecuzione di quelle sviluppate nella precedente annualità PAR 2016 e hanno riguardato la realizzazione e le prove in campo di tutti sistemi fotovoltaici con accumulo previsti dal Progetto C5 con l'obiettivo di validare la modellistica dei nuovi sistemi di accumulo e sviluppare diverse strategie di gestione dell'accumulo. A tal fine, sono stati installati i nuovi sistemi, realizzati gli impianti elettrici necessari al loro funzionamento ed infine caratterizzate le macchine dal punto di vista energetico. E' stato inoltre rilasciato un nuovo software di gestione e controllo dell'impianto mediante il quale è possibile selezionare la strategia di gestione desiderata, verificarne il corretto funzionamento e salvare i dati di esercizio su NAS. Grazie infine al sinottico d'impianto appositamente sviluppato, è possibile visualizzare in tempo reale le potenze erogate dalle varie apparecchiature.

2 Gli impianti fotovoltaici con accumulo

Sono stati installati due sistemi fotovoltaici con accumulo al Lito rappresentativi di utenze residenziali e commerciali che differiscono per modalità di inserimento (AC e DC), per potenza e capacità (3,25 kW e 6,4 kWh per il sistema monofase e 12 kW e 12 kWh per il sistema trifase). Il sistema di accumulo trifase è costituito da 3 sistemi monofase connessi a fasi distinte della rete in modo da realizzare un sistema trifase equivalente. Gli impianti sono dotati di due diverse tipologie di moduli fotovoltaici ad alta efficienza di un unico costruttore (LG Solar). Gli inverter e i sistemi di accumulo sono di costruttori diversi, rispettivamente SMA e ABB per ciò che riguarda gli inverter e Tesla e ABB per ciò che concerne lo storage. Aspetto caratterizzante degli impianti è la presenza dell'EMS (Energy Management System) sviluppato da ENEA che consente di effettuare il controllo e la supervisione delle unità di produzione e stoccaggio in real time. L'EMS è in grado di calcolare i set-point di potenza lato DC per le unità di stoccaggio in base alle condizioni di esercizio presenti e di ottimizzare i flussi energetici a seconda della strategia di gestione selezionata.

2.1 L'impianto monofase

L'impianto monofase (3,25 kW e 6,4 kWh) costituisce un esempio di applicazione in cui il sistema di accumulo è posizionato sul lato AC dell'impianto fotovoltaico. Tale applicazione ha il vantaggio di consentire installazioni dello storage di tipo retrofit, ovvero su impianti fotovoltaici già esistenti. In questo caso il sistema di accumulo ha un proprio inverter, o per meglio dire, un proprio convertitore DC/AC bidirezionale che gestisce la carica e scarica delle batterie al Lito. La sezione fotovoltaica è costituita da un generatore fotovoltaico connesso ad un tradizionale inverter fotovoltaico.

2.1.1 Il Generatore Fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico dell'impianto monofase è costituito da una stringa, formata da 10 moduli fotovoltaici LG NeoN2 325 N1C-A5 connessi in serie. I moduli utilizzati 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 ed un'efficienza che, per i moduli utilizzati dall'impianto, è pari al 19%. 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 a 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:

- o Potenza massima P_{max} [W] 325
- o Tensione MPP V_{mpp} [V] 33,3
- o Corrente MPP I_{mpp} [A] 9,77
- o Tensione a vuoto V_{oc} [V] 40,8

- o Corrente corto circuito I_{sc} [A] 10,41
- o Rendimento dei moduli [%] 19,0
- o Dimensioni (L x P x H) 1.686 x 1.016 x 40mm

Il campo fotovoltaico

I 10 moduli fotovoltaici LG NeoN2 325 N1C-A5 sono fissati su una struttura di sostegno per impianti a terra costituita da profili in alluminio e telai portanti in acciaio inox ancorati a terra per mezzo di pali anch'essi in acciaio inox conficcati nel terreno.

La struttura di sostegno è personalizzata ed è in grado di sostenere n.2 file da 5 moduli cadauna con altezza da terra regolabile e Tilt 30°. La scelta di questa struttura di sostegno è dettata da una serie di vincoli e considerazioni di tipo tecnico:

- a) L'impianto fotovoltaico verrà installato su un terreno che presenta una pendenza variabile. E' quindi necessario che le strutture di sostegno abbiano la possibilità di adattarsi mediante opportune regolazioni a terreni irregolari mantenendo inalterate le caratteristiche strutturali.
- b) Le basi di fondazione delle strutture sono composte da 4 flange in ACCIAIO INOX sagomate cadauna e disposte a 90°.
- c) La struttura è realizzata in profilati di alluminio 40x70 mm di idonea sezione ed adatta a sostenere moduli fotovoltaici disposti in verticale;
- d) La struttura è dotata di controventature in ACCIAIO INOX;
- e) La struttura è dotata di Telai portanti fissati tra loro mediante giunzioni in ACCIAIO INOX ;
- f) La struttura è certificata per un carico vento di 100 km/h;
- g) La struttura può essere rimossa a fine vita dell'impianto senza lasciare traccia sul terreno;
- h) La struttura è dotata di morsetti laterali e centrali per il fissaggio dei moduli fotovoltaici.



Figura 1. Il campo fotovoltaico (3,25 kW) dell'impianto monofase.



Figura 2. Particolari della struttura di sostegno.

Il quadro di campo

I due impianti, monofase e trifase, utilizzano un unico quadro di campo dove trovano posto i relativi dispositivi di protezione (sezionatori e scaricatori) lato DC. Nello specifico, le caratteristiche elettriche del quadro di campo sono le seguenti:

- Potenza massima Pmax: 3250 W
- Tensione MPP Vmpp: 333 V
- Corrente MPP Impp: 9,77 A
- Tensione a vuoto Voc: 408 V

Il quadro è stato installato sul retro della struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici in modo da evitare che sia colpito dalla radiazione diretta. La figura seguente riporta il posizionamento del quadro sul campo e il suo schema elettrico multifilare. Per ciascuna stringa sono installati un interruttore magnetotermico per la protezione da sovracorrenti e uno scaricatore di sovratensione (SPD) di tipo 2 per la protezione da sovratensioni indotte da scariche atmosferiche.

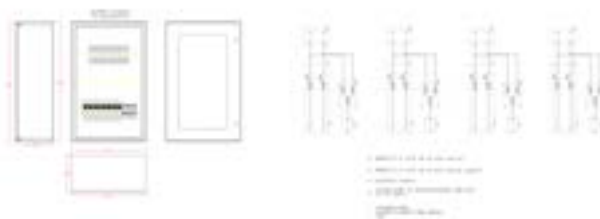


Figura 3. Quadro di campo dell’impianto monofase e trifase.

2.1.2 L'inverter Fotovoltaico

L'inverter fotovoltaico utilizzato dall'impianto monofase è il SMA SB3000 TL, tipico inverter grid-connected ad elevata efficienza senza trasformatore per applicazioni fotovoltaiche residenziali. Le principali caratteristiche elettriche della macchina sono di seguito riportate:

- Potenza CC max. (@ $\cos \phi=1$): 3200 W
- Tensione CC max.: 550 V
- Potenza nominale CA : 3000 W
- Corrente d'uscita max: 16 A
- Rendimento europeo: 96,3 %
- Tipologia: senza trasformatore
- Interfaccia: Modbus TCP



Figura 4. L'inverter fotovoltaico (3 kW) dell'impianto monofase.

2.1.3 Il Sistema di Accumulo

Il sistema di accumulo impiegato è costituito dal convertitore bidirezionale SMA Sunny Boy Storage da 2,5 kW e dal sistema Tesla Powerwall 1 da 6,4 kWh. Le due apparecchiature comunicano tra loro attraverso un protocollo CAN sul quale il BMS (Battery Management System) trasmette informazioni sullo stato delle batterie tra cui i dati di esercizio ed eventuali allarmi. Le grandezze più significative del sistema di accumulo vengono poi acquisite dal controllore dell'impianto (EMS) interrogando specifici registri del convertitore bidirezionale SMA Sunny Boy Storage mediante il protocollo Mod-Bus del costruttore.

Le principali caratteristiche elettriche del sistema di accumulo sono di seguito riportate:

SMA Sunny Boy Storage 2.5

- Lato AC
 - Potenza nominale: 2500 W
 - Tensione nominale: 230 V
 - Corrente CA max: 11 A
 - Rendimento europeo: 96,3 %
- Lato DC (Batteria)
 - Potenza CC max: 2650 W
 - Tensione CC max: 500 V
 - Corrente CC max: 10 A
 - Tipo Batteria: Ioni di Litio

Tesla Powerwall 1

- Potenza CC max.: 3,3 kW
- Capacità: 6,4 kWh
- Tensione DC: 350 V – 450 V

- Corrente DC max.: 9,5 A
- Round trip Efficiency: 92,5 %
- Interfaccia: CAN
- Raffreddamento: a liquido con ricircolo forzato



Figura 5. Il sistema di accumulo (2,5 kW 6,4 kWh) dell'impianto monofase.

2.2 L'impianto trifase

L'impianto trifase (12 kW e 12 kWh) costituisce un esempio di applicazione in cui il sistema di accumulo è posizionato sul lato DC dell'impianto fotovoltaico. Tale applicazione ha il vantaggio di avere un rendimento di sistema maggiore ma per contro è di difficile implementazione in impianti fotovoltaici esistenti a meno di sostituire l'inverter fotovoltaico preesistente. Il sistema di accumulo ha un proprio DC/DC converter che innalza la tensione del pacco batteria alla tensione idonea all'inverter bidirezionale per il suo corretto funzionamento. In questo caso il sistema di accumulo condivide con il DC/DC converter, dove viene realizzato il MMPT delle stringhe fotovoltaiche, l'inverter bidirezionale DC/AC. Dal punto di vista elettrico l'impianto trifase si compone di tre sistemi monofase ciascuno collegati su una fase distinta della rete elettrica di utente realizzando in tal modo una configurazione trifase equivalente dotata di elevata flessibilità.

2.2.1 Il Generatore Fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico dell'impianto trifase è costituito da tre stringhe, rispettivamente due di 9 moduli in serie e una di 10 moduli in serie per un totale di 40 moduli fotovoltaici. I moduli utilizzati (LG NeoN2 300 N1k-G4) presentano una potenza leggermente inferiore (300 W) ma utilizzano anch'essi silicio a base N con celle leggermente diverse da quelle dell'impianto monofase, ma pur sempre ad alta efficienza (18,3% circa).

Di seguito sono riportate le principali caratteristiche dei moduli fotovoltaici utilizzati:

- o Potenza massima P_{max} [W] 300
- o Tensione MPP V_{mpp} [V] 32,5
- o Corrente MPP I_{mpp} [A] 9,26
- o Tensione a vuoto V_{oc} [V] 39,7
- o Corrente corto circuito I_{sc} [A] 9,7
- o Rendimento dei moduli [%] 18,3
- o Dimensioni (L x P x H) 1.640 x 1.000 x 40mm

Il campo fotovoltaico

I 40 moduli che costituiscono il campo fotovoltaico dell'impianto trifase sono installati su 4 strutture di sostegno indipendenti della stessa tipologia di quella utilizzata dall'impianto monofase. Ogni struttura è

traslata rispetto a quella adiacente in modo da garantire un'unica falda di esposizione minimizzando in tal modo le perdite elettriche per mismatching di corrente che si sarebbero avute qualora fosse stata scelta la classica soluzione di posare i moduli seguendo la naturale curvatura del terreno.



Figura 6. Il campo fotovoltaico (12 kW) dell'impianto trifase.

Il quadro di campo

Come evidenziato in precedenza, il quadro di campo è condiviso dai due impianti monofase e trifase. Per ciò che concerne l'impianto trifase, le caratteristiche elettriche sono le seguenti:

- Potenza nominale P_{nom} : 12 kW
- Tensione MPP V_{mpp} : 292,5 V (stringhe 2 e 3) e 325 V (stringa 1)
- Corrente MPP I_{mpp} : 9,26 A
- Tensione a vuoto V_{oc} : 357,3 V (stringhe 2 e 3) e 397 V (stringa 1)

Analogamente all'impianto monofase, per ciascuna stringa sono installati un interruttore magnetotermico per la protezione da sovracorrenti e uno scaricatore di sovratensione (SPD) di tipo 2 per la protezione da sovratensioni indotte da scariche atmosferiche.

2.2.2 L'inverter Fotovoltaico

L'impianto trifase utilizza tre inverter monofase prodotti da ABB ed in particolare il modello ABB-REACT-UNO 4.6 TL. Ciascun inverter, oltre ad eseguire la conversione continua alternata, comunica con il controller dell'impianto (Energy Management System) mediante interfaccia proprietaria RS485 al fine di gestire in maniera intelligente lo storage. 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.

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche elettriche dell'inverter:

- **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 V_{start} ...580 V (min 90 V)
 - Potenza nominale DC: 6000 W
 - Numero di MPPT Indipendenti: 2
 - 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
 - Tensione nominale AC: 230 V
- **Interfaccia di comunicazione:** RS 485



Figura 7. I tre inverter fotovoltaici ABB-REACT-UNO 4.6 TL (a dx l'unità riferita alla fase 2).

2.2.3 Il Sistema di Accumulo

Il sistema di accumulo è 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. Ciascun REACT-BATT è inoltre provvisto di un sistema di gestione e controllo delle batterie (Battery Management System), realizzato dal produttore Panasonic, che comunica al PLC dell'inverter, informazioni rilevanti riguardanti la sicurezza delle singole batterie. Le principali caratteristiche del sistema di accumulo sono le seguenti:

- Produttore: ABB – Panasonic
- Modello: REACT-BATT-AP1
- Potenza di scarica tipica/massima: 1.5 kW / 1.8 kW
- Potenza di carica massima: 1.1 kW
- Capacità media utile nella vita: 4 kWh
- Vita utile: < 4500 cicli
- Vita utile in anni, tipica: 10 anni (massimo 9MWh scaricati)
- Sicurezza e EMC: EN62109-1, EN62109-2, conforme alle richieste applicabili della EN60950-1, EN61000-6-2, EN61000-6-3, UN38.3, UN3480



Figura 8. Il Sistema di accumulo ABB-REACT-BATT-AP1 (unità da 4 kWh riferita alla fase L2).

2.3 *il quadro Generale AC e il SPI*

Gli impianti monofase e trifase sono dotati di un quadro generale AC preposto ad effettuare il collegamento degli inverter e dei sistemi di accumulo al carico dell'edificio (ed. F50 CR ENEA Casaccia) e alla rete elettrica BT del centro Casaccia (area Capanna). All'interno del quadro, sono installati i dispositivi di interruzione e protezione in conformità alle prescrizioni normative. In particolare, all'interno del quadro, si distinguono i seguenti dispositivi:

- interruttore automatico generale, con sganciatore di apertura e protezioni di massima corrente per il collegamento a quadro di arrivo linea BT Casaccia (area Capanna);
- 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 (con differenziali tipo A) per il collegamento degli inverter React e dei carichi.

Dal punto di vista dimensionale, il quadro generale AC è stato progettato in modo che la temperatura al suo interno non possa raggiungere valori tali da compromettere il buon funzionamento delle apparecchiature, in accordo con le prescrizioni tecniche e di dimensionamento.



Figura 9. Il quadro Generale AC (sx) e il SPI (dx).

2.4 *Il carico elettronico*

Gli impianti fotovoltaici con accumulo utilizzano un carico elettronico che, appositamente programmato, consente di replicare un qualsiasi profilo di carico fino a una potenza di 15 kVA. La macchina è composta di un ponte raddrizzatore attivo, un DC Link e un ponte di uscita a 3 rami indipendenti con filtri e sensori. Il carico elettronico può lavorare in AC Mode e DC Mode, quindi replicare carichi in alternata e continua. In AC Mode, la macchina può emulare un carico monofase e trifase (bilanciato e non, lineare e non) potendo lavorare ad impedenza costante (CI) corrente costante (CC) e a potenza costante (CP). Inoltre vi è la possibilità di precaricare un profilo di carico pre-determinato mediante un file excel e farlo ciclare senza soluzione di continuità. Il carico elettronico è di tipo rigenerativo, potendo dissipare non più dell'25% della potenza emulata, reimmettendo in rete, su un nodo diverso, la potenza rimanente. Questa peculiarità ha consentito di condurre prove a potenza elevata senza surriscaldare il locale tecnico dove erano contenute le apparecchiature di potenza (Inverter, accumuli e carico elettronico).

Le principali caratteristiche del carico elettronico utilizzato nelle prove sono:

- Produttore: Cinergia
- Potenza: 15 kVA

- Ingresso (Lato Rete)
 - Tensione AC: 3x400 V + neutro
 - Corrente AC: 20 A
 - Frequenza: 50 Hz
 - PF: -1/1 (capacitivo/induttivo)
 - Efficienza: 92 %
- Uscita (lato EUT)
 - Tensione AC: 0-480 Vrms
 - Corrente AC: 0-20 A
 - Frequenza: 50 Hz
 - PF: -1/1 (capacitivo/induttivo)
- Sicurezza e EMC: Safety: EN-62040-1-2, EN-60950-1. EMC: EN-62040-2
- Interfacce di comunicazione: CAN, Mod-bus TCP

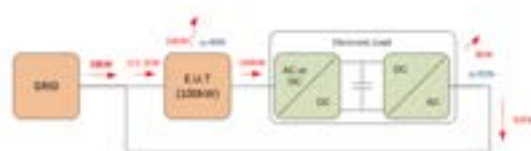


Figura 10. Il Carico elettronico rigenerativo da 15 kVA utilizzato nelle prove.

2.5 L'EMS

L'Energy Management System supervisiona l'intero impianto e controlla il sistema di accumulo trifase e stabilisce i setpoint di potenza sulle batterie, sulla base dei flussi energetici provenienti dalle unità di produzione e consumo afferenti all'impianto stesso, a seconda della strategia selezionata (autoconsumo, peak-shaving)¹. Dal punto di vista hardware, si tratta del controller embedded CRIO 9068 della National Instruments, ideale per applicazioni di controllo e monitoraggio che include un FPGA e un processore real-time con sistema operativo NI Linux Real-Time. Il software di controllo e monitoraggio è scritto in NI Labview ed è stato sviluppato nel laboratorio ENEA DTE-FSD-TEF.

2.5.1 Il controllore dell'impianto



Figura 11. Il controllore CRIO 9068 (EMS)

¹ Altre strategie di gestione potranno essere implementate in futuro come quelle SMART che fanno uso di previsioni meteo e di carico.

2.5.2 Il software di controllo e monitoraggio.

L'impianto è dotato di un sistema di SMART metering strutturato su due livelli: il primo livello è costituito dai registri modbus messi a disposizione dai costruttori delle macchine (inverter e accumuli vari) e un secondo livello costituito da una serie di trasduttori di potenza installati direttamente ai morsetti delle macchine (inverter vari, carico elettronico e pompa di calore). Per poter contabilizzare l'energia prodotta e quella scambiata con la Rete, sono inoltre presenti nella catena di misura il contatore di produzione M2 e il contatore di scambio M1. Il sistema di SMART metering così costituito viene interrogato dal controllore dell'impianto EMS sfruttando i protocolli ModBus-TCP dei costruttori delle macchine/trasduttori di potenza. L'insieme delle grandezze così acquisite sono elaborate dal sw, memorizzate con una cadenza di 15 s su file giornalieri e visualizzate in real-time sul sinottico d'impianto per una rapida visione. Di seguito uno screenshot del sinottico dell'impianto dove sono raffigurate le varie unità di produzione e consumo, i sistemi di accumulo nonché i contatori M1 e M2 e le relative grandezze visualizzate in forma numerica.

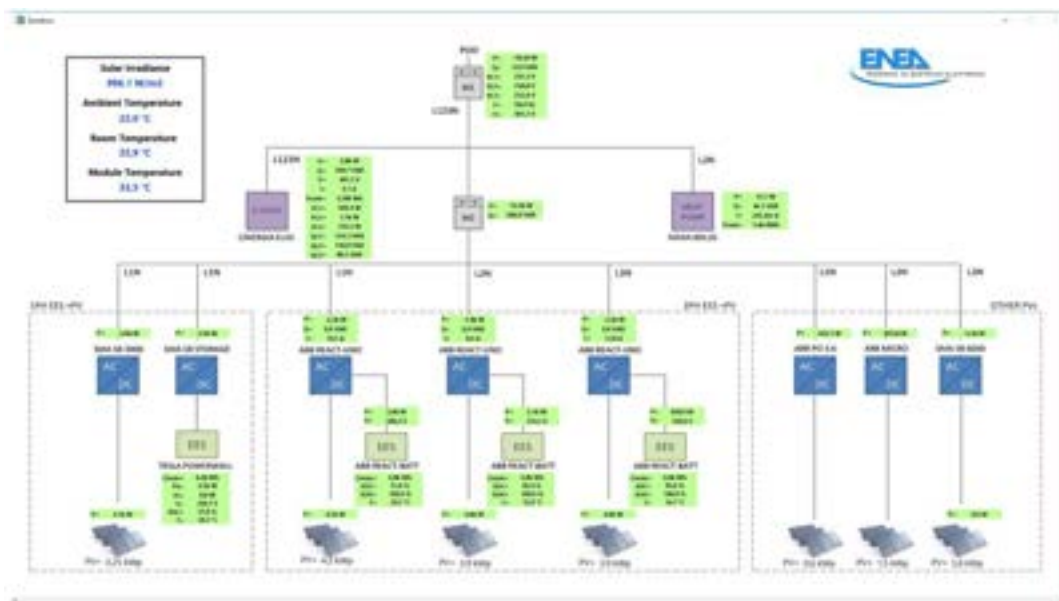


Figura 12. Il sinottico d'impianto.

Tutte le grandezze riportate nel sinottico possono essere anche graficate grazie al software di controllo. Ciò è estremamente utile per capire l'evoluzione delle grandezze. A titolo di esempio, si riporta una schermata raffigurante gli andamenti dei Set point di potenza sul pacco batteria e il suo stato (fase di carica/scarica/standby), riferiti ai tre sistemi di accumulo ABB REACT1. Allo stesso modo si può prendere visione degli andamenti delle altre grandezze ed in particolare quelle riferite al punto di consegna (scheda *Grid (POD)*), agli altri impianti fotovoltaici (scheda *Other PVs*), ai carichi (scheda *Loads*), a quelle specifiche del sistema di accumulo ABB REACT1 (scheda *3PH EEs + PV*) e del sistema SMA +Tesla (scheda *1PH EEs + PV*) e quelle fisiche come l'irradianza sul piano dei moduli, la temperatura dei moduli, la temperatura ambiente e la temperatura del locale tecnico.

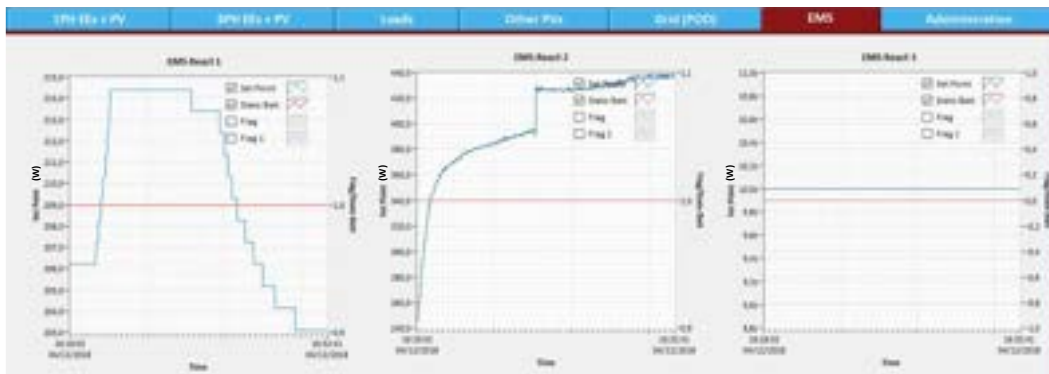


Figura 13. Andamenti del Set Point di potenza sulla batteria (SetPoint_B) e del suo stato (Stato Batt).

Il software è anche dotato di un pannello di amministrazione attraverso cui possono essere selezionate le strategie di gestione dei tre sistemi di accumulo ABB REACT1, tra cui quella nativa ABB e quelle sviluppate nell’ambito del presente progetto: l’ottimizzazione dell’autoconsumo e il peak-shaving. Dal pannello di amministrazione è anche possibile impostare gli altri parametri tra cui il SOC min e il SOC max necessari per il corretto funzionamento dell’EMS.



Figura 14. Pannello di amministrazione del software di gestione e controllo dell’impianto.

3 La sperimentazione degli impianti

Dal 9 al 12 Novembre è stata condotta una campagna di misura finalizzata alla valutazione dei rendimenti del sistema ABB REACT1. E' stata inoltre valutata la distorsione armonica totale della tensione e della corrente immessa in Rete dalla macchina. Per ciò che concerne i rendimenti, sono stati valutati:

- Il rendimento dell'inverter ABB REACT1 con la batteria in stand-by;
- Il rendimento del sistema di accumulo nella fase di scarica.

Inoltre, al fine di valutare l'efficienza delle batterie al Litio in condizioni operative, sono state valutate con un wattmetro di precisione le energie immesse e prelevate dal pacco batteria per ogni ciclo completo: per ciclo completo si intende un ciclo che inizia con il SOC pari al soc max=100%, prosegue con la batteria in fase di scarica fino al raggiungimento del soc min= 4%², continua con la batteria in stand-by per un tempo adeguato³, prosegue con la batteria in fase di carica e termina quando il SOC raggiunge di nuovo il soc max=100%. Essendo l'impianto in condizioni reali di funzionamento, le fasi di scarica, stand-by e successiva carica sono state strettamente legate al soleggiamento e al carico registrati durante la campagna di misura. Poiché dal 9 al 12 Novembre le giornate sono state favorevoli è stato possibile valutare i rendimenti in condizioni ottimali dato che il SOC registrato in tali giornate ha coperto l'intero range 4% - 100%.

3.1 Descrizione della catena di misura

In figura è riportato lo schema a blocchi relativo alla catena di misura utilizzata per l'acquisizione dei dati di funzionamento dell'inverter ABB REACT-1. Gli strumenti utilizzati sono collegati via BUS IEEE488 ad un personal computer, un software sviluppato in LabView provvede ad acquisire ed a registrare le grandezze misurate ogni 30s. La misura dei parametri elettrici è effettuata con metodo ad inserzione diretta quindi senza uso di convertitori o trasduttori.

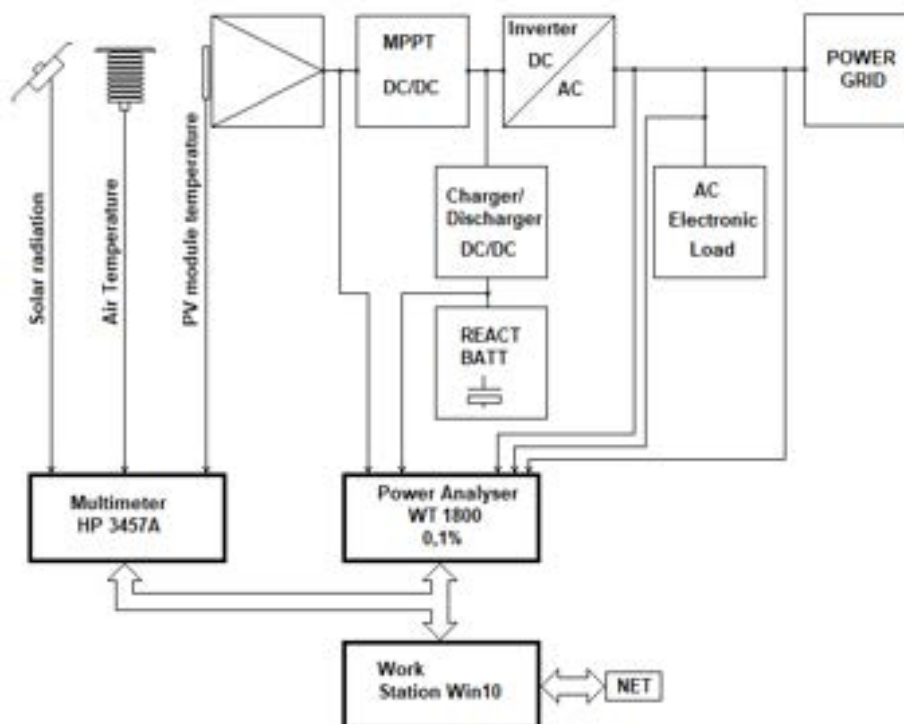


Figura 15. Schema a blocchi della catena di misura per l'acquisizione della curva rendimento-potenza e della distorsione armonica totale (THD) della corrente immessa in Rete.

² Il 4% è il soc min preimpostato dal costruttore ABB quando si acquista la macchina

³ Almeno un ora, ma nel caso specifico le batterie sono rimaste in stand-by per tutta la notte dato che non era presente produzione da fotovoltaico.

3.1.1 Strumentazione adoperata

L’acquisizione e la valutazione dei parametri elettrici caratteristici dell’inverter in prova è stata eseguita mediante un **Precision Power Analyser WT1800** prodotto dalla **Yokogawa**, il quale consente il collegamento diretto agli inverter senza l’impiego di amplificatori isolati o sensori di corrente con una conseguente maggiore precisione nelle misure effettuate.

In particolare sono stati acquisiti i seguenti parametri:

- tensione, corrente e potenza in ingresso all’inverter (lato dc);
- tensione, corrente e potenza in uscita dall’inverter (lato ac);
- tensione, corrente e potenza lato batteria
- tensione, corrente e potenza, lato Carico Elettronico EL 15,
- tensione, corrente e potenza lato attore di potenza;
- distorsione armonica totale di tensione (THD_V) e di corrente (THD_I).



TIPO	INPUT DI TENSIONE	INPUT DI CORRENTE
WT1800 con n° 6 Plug-in Inputs da 50A	Ingresso diretto 1000V _{pk}	Ingresso diretto 50 A _{pk}
Impedenza d’ingresso	1 MΩ, 5pF	Ingresso a 50 A: 2 mΩ+0.07 μH
A/D Converter	Conversione simultanea per I e V, 16-bit di risoluzione	
Line Filter	Frequenza di taglio a 100 Hz, 100Khz, 1Mhz.	
Accuratezza	Tensione/Corrente	Potenza
DC	+/- (0.05% of rdg + 0.1% of rng)	+/- (0.05% of rdg + 0.1% of rng)
10Hz a 45kHz	+/- (0.1% of rdg + 0.1% of rng)	+/- (0.1% of rdg + 0.2% of rng)
45Hz a 66Hz	+/- (0.1% of rdg + 0.05% of rng)	+/- (0.1% of rdg + 0.05% of rng)
66Hz a 1kHz	+/- (0.1% of rdg + 0.1% of rng)	+/- (0.2% of rdg + 0.1% of rng)
1kHz a 50KHz	+/- (0.3% of rdg + 0.1% of rng)	+/- (0.3% of rdg + 0.2% of rng)

Tabella 1. Principali specifiche tecniche dello strumento WT1800.

Per l’acquisizione di tutti i parametri ambientali e di temperatura modulo fotovoltaico sono stati utilizzati i seguenti strumenti/trasduttori:

- **Multimetro HP 3457A;**
 - N°3 schede multiplexer con Voltmetro digit 5 ½;
- **Trasduttori:**
 - **Piranometro Kipp&Zonen CM11** per la misura della radiazione totale sul piano moduli;
 - **PT 100** termoresistenza da 100Ω al platino per la misura della temperatura di modulo;
 - **Termoigrometro** per la misura della temperatura ambiente e per dell’umidità relativa.

Inoltre, è stato scritto un software appositamente per questa campagna di misura utilizzando:

- **LabVIEW** come ambiente di sviluppo;
- **Windows10** come sistema operativo.

3.2 Misura della curva Potenza-Irradianza

Per rilevare la curva Irradianza Potenza è necessario effettuare un ciclo di acquisizione, ogni 30 secondi, in giornate soleggiate e con cielo limpido. Le grandezze rilevate sono la PAdc,dc (potenza in uscita del campo fotovoltaico) e l’irradianza solare. Per l’acquisizione dei parametri elettrici è stato utilizzato il Wattmetro di precisione WT1800 YOKOGAWA con inserzione diretta della corrente e per le misure ambientali i seguenti sensori:

- Piranometro Kipp&Zonen CMP11 Secondary Standard per la radiazione totale misurata sul piano moduli (tilt=30°);
- Termoigrometro con PT100 e sensore RH a polimero per la misura della temperatura ambiente e della Umidità Relativa;
- PT100 a francobollo per la misura della temperatura dei moduli fotovoltaici.

Le misure dei sensori sono acquisite dal multimetro multiplexer HP3457A. Le condizioni ambientali particolarmente favorevoli per una giornata di novembre hanno permesso di eseguire misure di potenza generata significative, la radiazione solare massima misurata sul piano dei moduli è stata di 876W/m² con una potenza generata di 3,41 kW in corrente continua. Sapendo che il campo fotovoltaico è composto da 14 moduli LG300N1 con superficie di 1640 x 1000mm ognuno (è il sistema ABB REACT-1 connesso sulla fase L1), è possibile calcolare l'efficienza massima del campo fotovoltaico alle suddette condizioni di misura:

$$\text{Eff} = (\text{P}_{\text{Adc,dc}} * 100) / (\text{Rad} \times \text{Area moduli})$$

$$= (3,41 * 100) / (876 \times 22,96) = 16,97\%$$

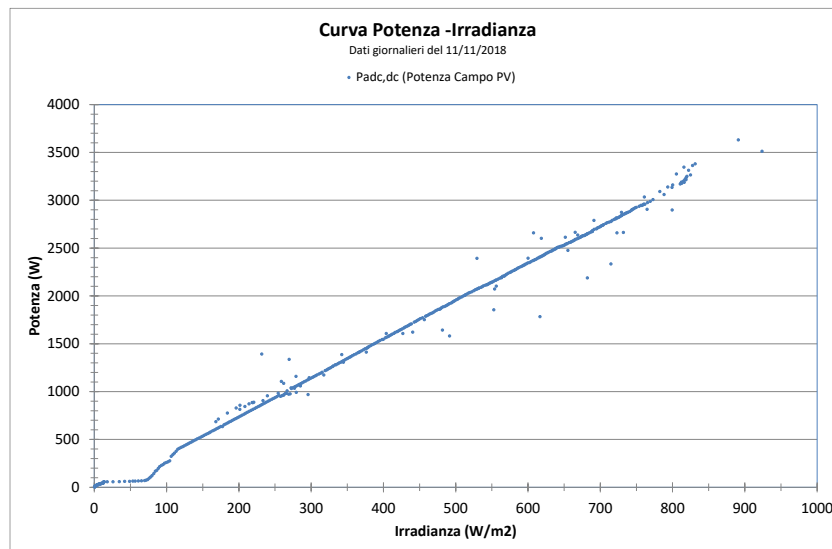


Figura 16. Curva Potenza-Irradianza misurata l'11 Novembre 2018.

Dai dati sperimentali si evince una discreta linearità nella rappresentazione dei punti di misura e questo è dovuto alle limitate perdite in temperatura, in quanto la misura della temperatura ambiente nelle ore centrali della giornata è risultata essere di circa 25°C con RH=50%. Da notare, nelle prime ore del mattino, la presenza di ombreggiamenti sistematici dovuti ad un albero in prossimità del campo fotovoltaico. Di seguito il grafico della energia cumulata dal generatore fotovoltaico in funzione della radiazione solare.

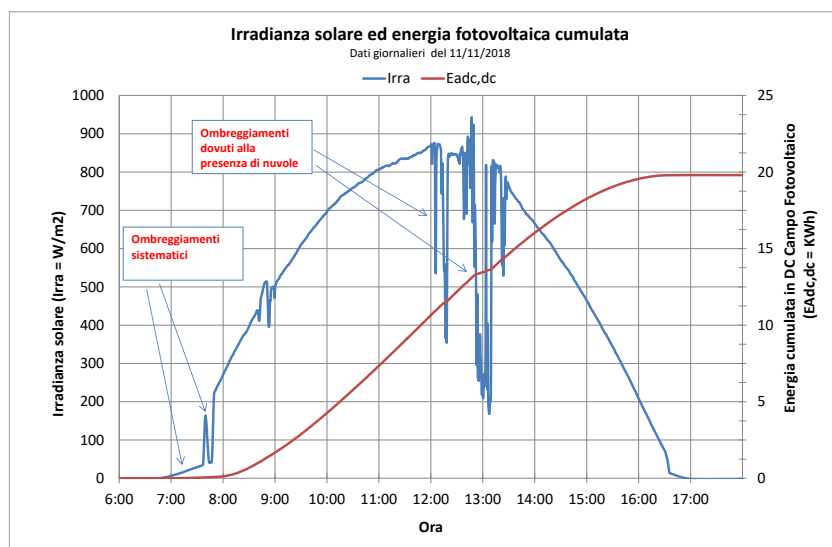


Figura 17. Irradianza sul piano dei moduli e energia cumulata dal campo FV l'11 Novembre 2018.

3.3 Monitoraggio delle potenze in una giornata soleggiata

Al fine di dare l'indicazione delle grandezze che sono state acquisite durante la campagna di misura, si riporta l'andamento delle potenze per una giornata favorevole quando l'inverter è configurato per funzionare con la strategia dell'autoconsumo. Come è possibile osservare dalla Figura 18, il giorno 11 novembre 2018 la batteria ha ricevuto la carica già nelle prime ore del mattino dal campo fotovoltaico in presenza di radiazione solare sufficiente e l'ha restituita totalmente durante le ore di insufficiente insolazione. Tutta l'energia accumulata è stata quindi utilizzata per alimentare il carico da poco prima del tramonto del sole fino a notte inoltrata.

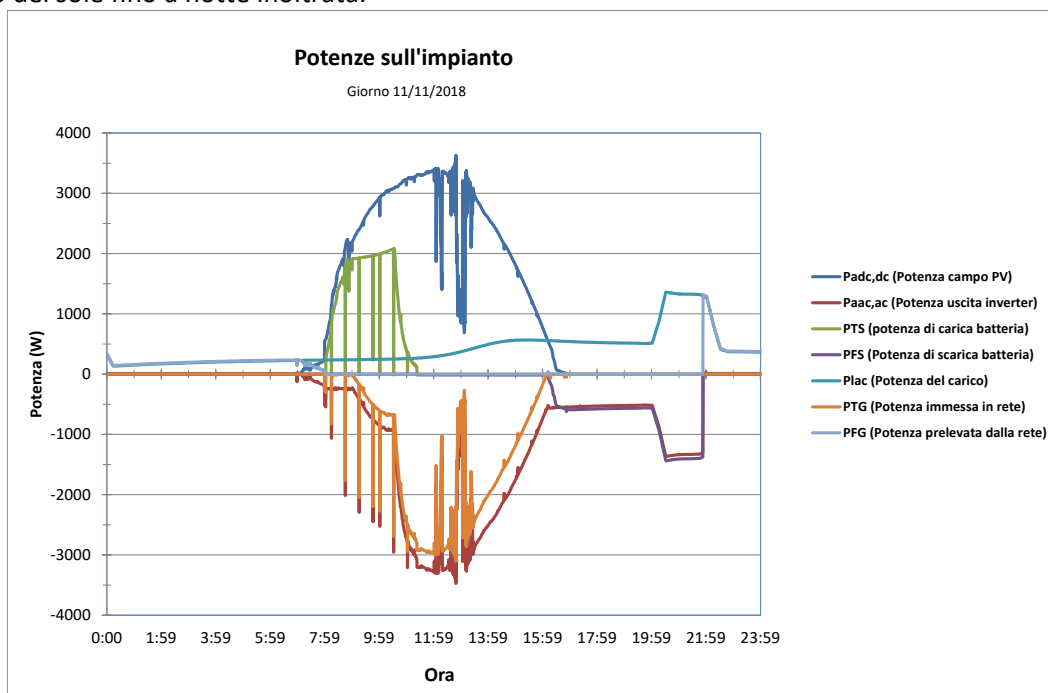


Figura 18. Potenze misurate sull'impianto nel corso di una giornata di Novembre.

Per le prove si è scelto un carico domestico tipico di un'abitazione di 80 m² di una famiglia composta da quattro persone, di cui due lavoranti, predetto per una giornata feriale invernale. Si osserva in tarda serata un picco di potenza dovuto al funzionamento della lavastoviglie. Come verrà meglio illustrato in seguito, si sono registrati nella fase di carica della batteria dei picchi di potenza che non si hanno nella fase di scarica.

3.4 Caratterizzazione degli inverter e dei sistemi di accumulo

Si è preso a riferimento uno degli inverter ABB REACT1 del sistema di accumulo trifase in quanto rappresentativo delle prestazioni degli altri due. La strategia di gestione in esecuzione sulla macchina è quella nativa impostata dal costruttore.

Dalla misura della curva rendimento-potenza è possibile calcolare le perdite dell'inverter e distinguerne le diverse tipologie. E' possibile quindi misurare il rendimento massimo dell'inverter e verificare se le prestazioni misurate sono pari a quelle attese. Poiché l'inverter REACT-1 è un dispositivo che ha nel suo interno un sistema di gestione della batteria (BMS), possiamo anche caratterizzare il circuito di scarica della batteria verso il carico.

3.4.1 Misura della curva rendimento-potenza dell'inverter ABB REACT1

In Figura 19 è riportata la curva di rendimento del inverter quando non è interessato dai processi di carica e scarica della batteria, quindi quando tutta l'energia prodotta è proveniente esclusivamente del campo fotovoltaico.

Da questa curva possiamo determinare il valore dell'Efficienza Massima ($\eta_{max} = 96,9\%$) misurata quando la potenza di ingresso dell'inverter è di circa $P_{dc} = 2.3 \text{ kW}$. Dalla curva delle perdite possiamo inoltre avere

utili informazioni circa le potenze dissipate dall'inverter grazie ai parametri k_0 , k_1 , k_2 che identificano le seguenti perdite:

- K_0 = perdite a vuoto (in condizioni di stand-by);
- K_1 = perdite di entità costante al variare del carico (perdite magnetiche, potenza assorbita dal circuito di controllo, etc.);
- K_2 =perdite quadratiche, quindi variabili con l'entità del carico (effetto Joule).

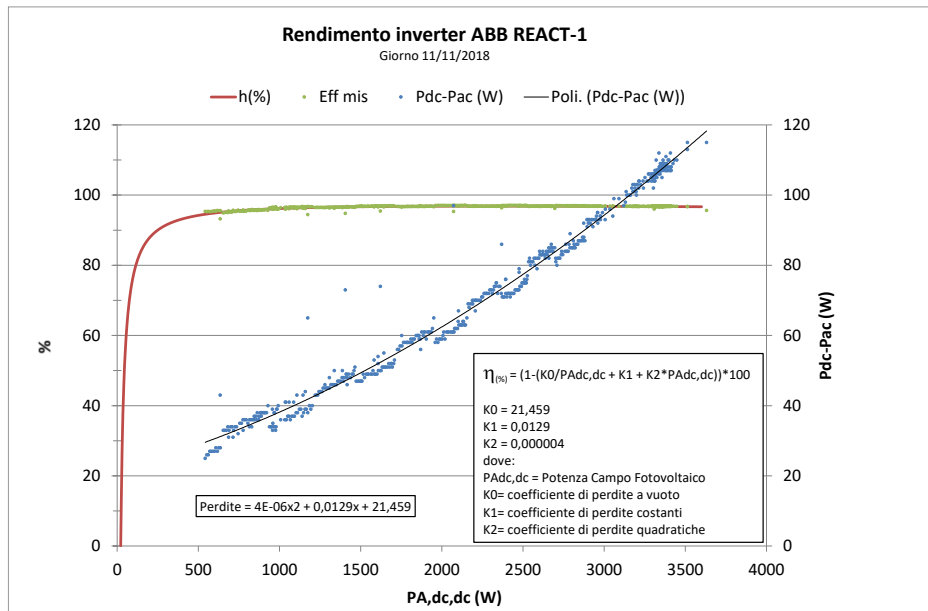


Figura 19. Curva di rendimento dell'inverter ABB REACT1 misurata in campo il giorno 11 Novembre.

I parametri K_0 , k_1 e k_2 sono molto piccoli e questo sta a significare che l'inverter è stato progettato con notevole accuratezza. In condizioni di Standby abbiamo una dissipazione di 21,5W mentre sono molto contenute le perdite lineari, da cui si evince l'assenza del trasformatore, e quelle per effetto Joule dovute all'effetto termico.

3.4.2 Misura della curva rendimento-potenza del sistema di accumulo ABB REACT1 in fase di scarica.

Con questa misura si è voluto quantificare il rendimento del sistema di accumulo quando esso si trova nella fase di scarica e non vi è produzione da fotovoltaico. Dato che la strategia di gestione è quella nativa del costruttore (ottimizzazione autoconsumo), in tale fase l'energia erogata dalla batteria va ad inseguire il carico. Rispetto alla figura precedente, notiamo una curva leggermente più bassa e l'efficienza massima è $\eta_{max} = 95,2\%$, valore che si registra quando la batteria eroga circa 1,5kW.

Questa misura mette in evidenza che gli stadi di conversione utilizzati dalla macchina sono due, quello del circuito di carica e scarica della batteria e quello dell'inverter, inoltre poiché la potenza di erogazione della batteria non raggiunge valori superiori ai 2 kW, lo stadio di conversione dell'inverter lavora in un range di potenza inferiore a quello ottimale che, come abbiamo visto, inizia a circa 2,3kW. Ciò è legato alla limitazione in potenza (2 kW) imposta dal BMS, per motivi legati probabilmente alla durata delle batterie. Viceversa, nella misura del rendimento dell'inverter di cui al paragrafo precedente, tale limitazione non è presente e quindi mediamente i rendimenti sono maggiori.

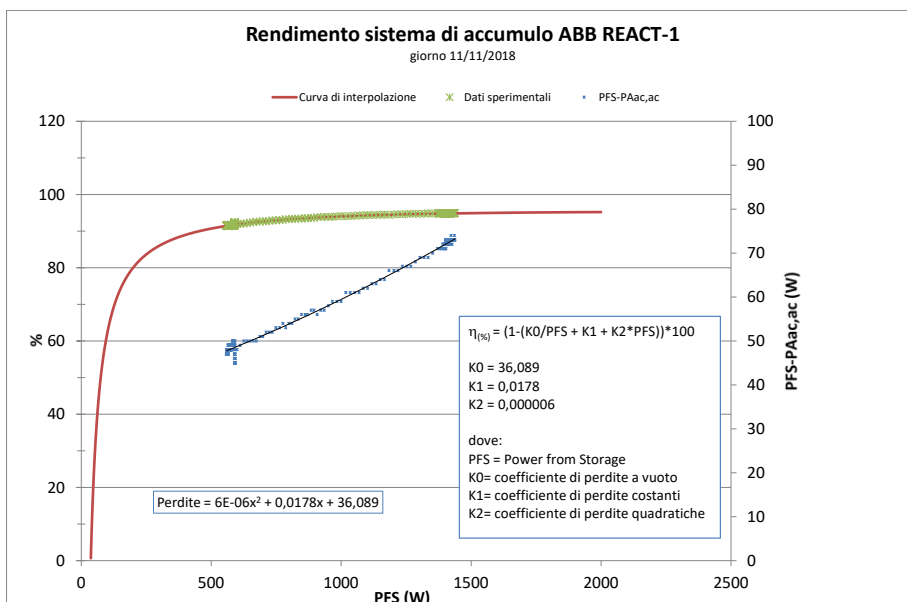


Figura 20. Curva di rendimento del sistema di accumulo ABB REACT1 misurata in campo il giorno 11 Novembre.

3.4.3 Misura della distorsione armonica (THD) della tensione e corrente immessa in Rete.

In questa catena di misura si vuole porre attenzione all’analisi delle armoniche immesse in rete al fine di verificare la rispondenza ai requisiti normativi vigenti. I parametri di distorsione armonica totale di tensione e di corrente sono stati calcolati per mezzo le seguenti relazioni:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h \neq 1} V_h^2}}{V_1} ; \quad THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h \neq 1} I_h^2}}{I_1}$$

In particolare è stato verificato che le armoniche della corrente erogata verso la rete soddisfano in prossimità della potenza nominale dell’inverter i limiti:

- distorsione armonica totale THD 5%;
- massima armonica rapportata alla fondamentale 3%.

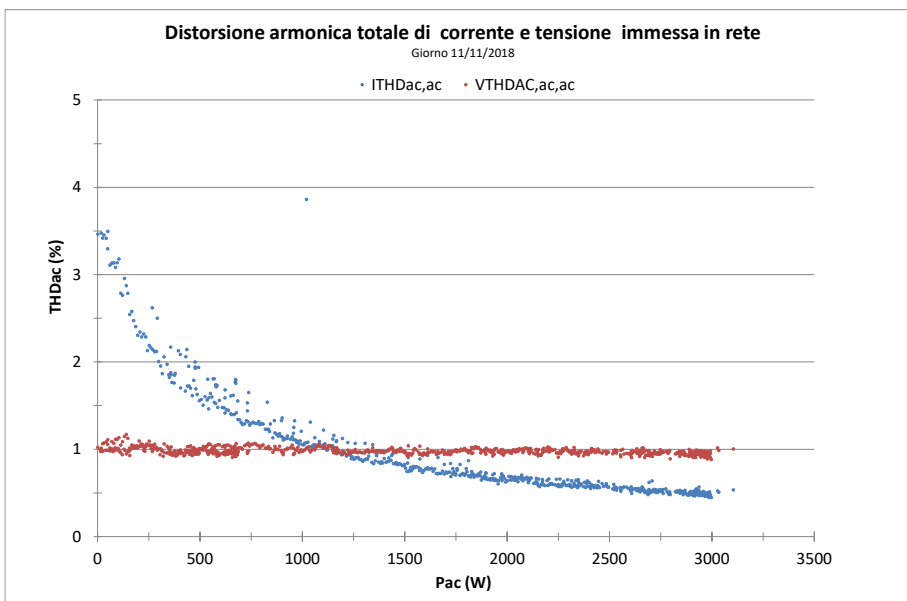


Figura 21. THD dell’inverter ABB REACT1 misurata in campo il giorno 11 Novembre.

Il comportamento del REACT-1 con riferimento alle distorsioni armoniche è in linea con gli inverter di questa taglia e tipologia infatti, alla potenza massima misurata pari a circa 3kW, la distorsione armonica totale in corrente è circa lo 0,5%, ed anche a bassissima potenza è sempre comunque sotto il 4%. Le armoniche di tensione sono contenute entro l'1%.

3.5 Misura del rendimento del pacco batteria

Con questa misura si vuole determinare il rendimento in condizioni operative del pacco batteria ottenuto misurando con il wattmetro di precisione l'energia immessa e prelevata dal pacco nel corso del periodo 9 - 12 Novembre facendo ciclare le batterie in base alle condizioni di irraggiamento e carico presenti al momento. Durante tale periodo, la potenza scambiata con il pacco batteria, e misurata ai suoi morsetti, è stata la seguente.

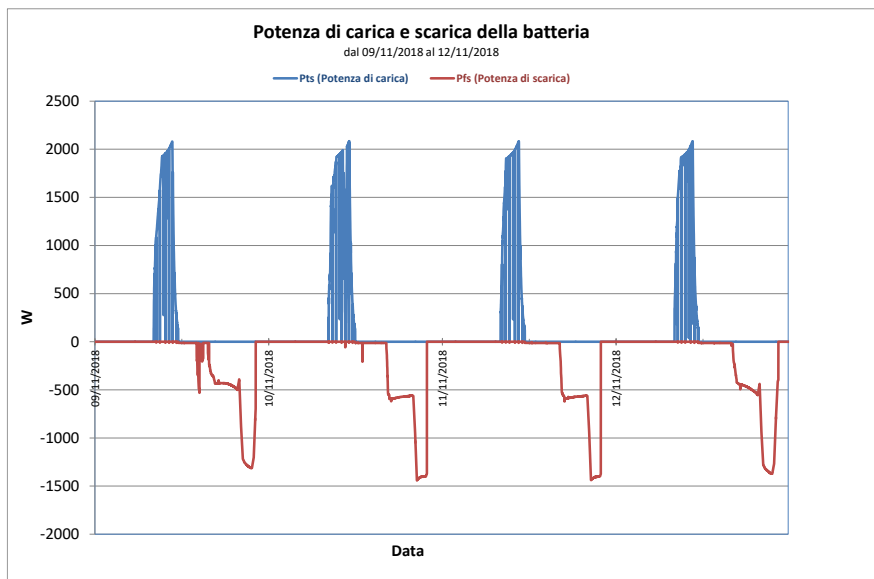


Figura 22. Profilo di carica e scarica del pacco batteria durante il periodo di misura.

Sulla base di questi profili sono state misurate le energie di carica e scarica di ogni ciclo e quindi calcolati i rendimenti facendone il rapporto a parità di SOC iniziale e finale. La figura seguente mostra le energie in gioco sulla batteria e l'evoluzione del SOC nel corso del periodo di misura.

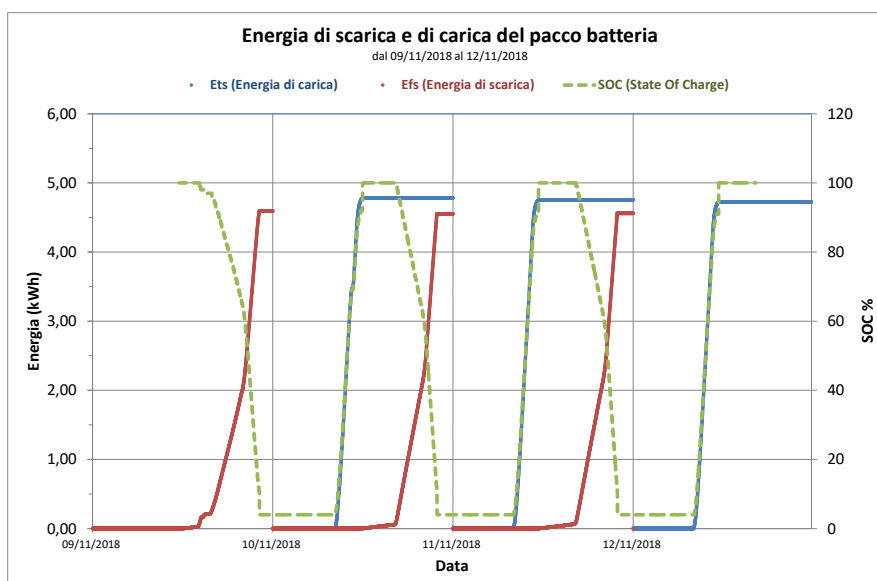


Figura 23. Energie di carica e scarica e SOC del pacco batteria durante il periodo di misura.

Dalle misure effettuate risulta che l’inverter ABB REACT-1 con la strategia nativa della macchina (autoconsumo) effettua la scarica delle batterie fino al 4% del SOC (State of Charge) e le ricarica fino al 100% del SOC.

L’energia scaricata e caricata dalla batterie è visualizzata in tabella, i giorni di riferimento sono quattro , il 9/11/2018, il 10/11/2018, 11/11/2018 ed il 12/11/2018. Il rendimento delle batterie è risultato essere mediamente del 95,9%.

I valori misurati risultano essere quelli attesi, valori così alti del rendimento sono giustificati dal fatto che siamo in presenza di un parco batterie nuovo e di un utilizzo della batteria in condizioni di basso carico, con un massimo rispettivamente di circa 2 kW in carica e circa 1,4 kW in scarica, corrispondenti ad un C_{rate_carica} di circa 0,5 e un $C_{rate_scarica}$ di circa 0,35.

Data	Energia di carica (kWh)	SOC di carica (%)	Energia di scarica (kWh)	SOC di scarica (%)	Rendimento pacco Batteria (%)
9/11/2018			4,60	4	
10/11/2018	4.79	100	4.55	4	96,0
11/11/2018	4.76	100	4.56	4	95,5
12/11/2018	4,73	100			96,4

Tabella 2. Rendimenti operativi del pacco batteria durante il periodo di misura.

4 Verifica in campo della modellistica e delle strategie di gestione.

In [1] sono state provate in campo su un sistema di accumulo sperimentale trifase (20 kW, 16 kWh) le due strategie di gestione finalizzate all'autoconsumo e al peak-shaving. Il sistema di accumulo era collegato sul lato AC di un impianto fotovoltaico con potenza nominale pari a 2,9 kW. La scelta della taglia dell'impianto era obbligata dato che in quel momento era l'unico impianto disponibile per le prove. Anche se le potenze nominali erano sensibilmente diverse ciò non ha impedito di testare con successo le suddette strategie. Nel corso della presente annualità sono stati installati due sistemi fotovoltaici con accumulo dimensionati correttamente dal punto di vista della potenza e della capacità e, su di essi, è stata svolta una campagna sperimentale in cui sono state testate le due strategie di gestione sopra menzionate. E' stato quindi riscritto il codice di gestione dell'impianto sia perché sono cambiati i sistemi di accumulo, e quindi i protocolli di comunicazione tra essi e il controllore dell'impianto (EMS), sia perché la sperimentazione condotta ha riguardato sistemi di accumulo connessi sul lato DC dell'impianto fotovoltaico e non sul lato AC come fatto in [1]. Altra differenza rispetto alla precedente annualità riguarda la tipologia di batteria: i sistemi di accumulo testati nella presente annualità utilizzano batterie al Litio SANYO UR18650ZK differenti da quelle testate lo scorso anno (Kokam) ed inoltre i sistemi testati sono prodotti commerciali e non sperimentali. Riguardo quest'ultimo aspetto, in collaborazione con il ABB⁴, è stato possibile accedere ai registri Modbus delle macchine per la loro gestione e controllo. La possibilità di poter gestire e controllare sistemi commerciali apre la possibilità di ricadute industriali riguardo lo sviluppo di controllori di impianto (EMS), esterni alle macchine, su cui implementare diverse strategie di gestione tra cui quelle Smart che fanno uso delle previsioni meteo.

4.1 Il Sistema di accumulo oggetto della sperimentazione

Come evidenziato in precedenza, il sistema di accumulo è un esempio di inserimento dell'accumulo sul lato DC dell'impianto fotovoltaico ed è costituito da n.3 l'ABB REACT 4.6 TL ciascuno con 4 kWh di batteria. Ciascun REACT è collegato su una fase distinta in modo da realizzare un sistema trifase equivalente. La singola macchina REACT si compone di un DC/DC converter dove viene implementato l'MPPT, un secondo DC/DC converter che gestisce la carica e scarica delle batterie; le uscite dei due DC/DC converter sono collegate in parallelo sul nodo in DC. Fa parte della sezione di potenza sia il blocco Bulk caps necessario a mantenere stabile la tensione DC per il successivo convertitore DC/AC bidirezionale per l'immissione in rete. Ciascuna unità REACT-BATT-AP1 è dotata di un proprio BMS che supervisiona le batterie e garantisce la protezione delle stesse. Lo schema a blocchi del sistema ABB REACT è di seguito riportato. Il sistema è stato modellato con il simulatore ENEA per validare sia la modellistica delle batterie sia per verificare in campo le strategie di gestione sviluppate. Nei paragrafi seguenti verranno riportati i risultati di tali verifiche.

Ciascun inverter ABB REACT1 è dotato di 2 unità accumulo ABB-REACT-BATT-AP1 da 2 kWh ciascuna.

Pacco Batteria	REACT-BATT-AP1
Produttore	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. Dati di targa pacco batteria sistema ABB REACT1

⁴ Grazie al supporto fornito da ABB, è stato possibile comandare i sistemi ABB-REACT1 facendo attuare alle macchine i set_point di potenza a seconda della strategia di gestione selezionata. Il supporto ha anche consentito di accedere ad informazioni rilevanti riguardante le batterie come temperature e allarmi vari.

Tali unità sono costituite da 320 batterie SANYO UR18650zK da 2500 mAh e tensione nominale 3,6 V in configurazione 4P80S come indicato nel certificato rilasciato dal TUV che si allega.



Figura 24. Certificato del pacco batteria ABB REACT1-BATT-AP1.

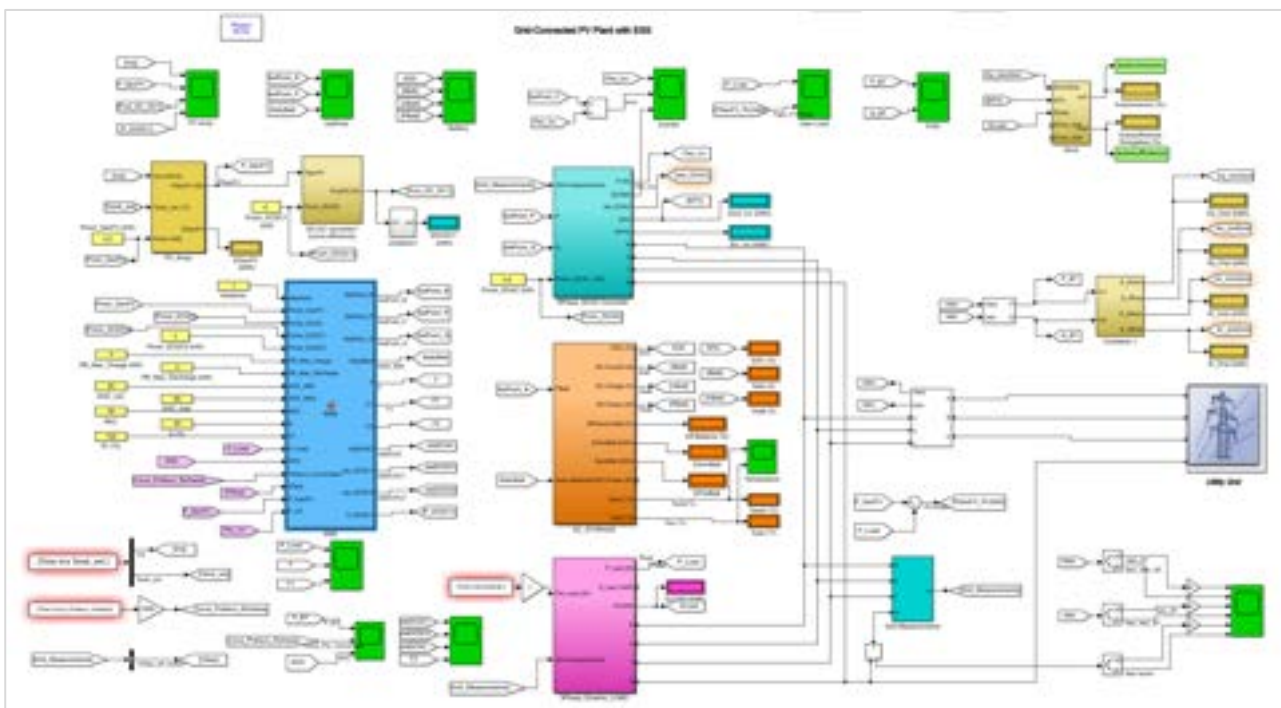


Figura 26. Il simulatore ENEA con cui è stato modellato l'impianto e le strategie di gestione dei flussi di potenza.

I modelli del generatore fotovoltaico, dell'inverter e del carico sono analoghi a quelli presentati nel Report PAR 2016[1], a cui si rimanda per i dettagli. Il modello del sistema di accumulo, viceversa, si differenzia poiché sono diverse le batterie utilizzate. Nel caso specifico, come visto, il sistema ABB REACT1 utilizza le batterie agli ioni di Litio SANYO UR18650zK da 2500 mAh. Il modello del pacco batteria, in configurazione 4P80S, utilizzato dal simulatore è indicato nella figura seguente. Si tratta sostanzialmente di un generatore di tensione controllato e da una resistenza interna i cui valori dipendono in modo dinamico dallo stato delle batterie. Per i dettagli sul modello delle batterie si rimanda al Report Rds prodotto in ambito PAR 2015 [2].

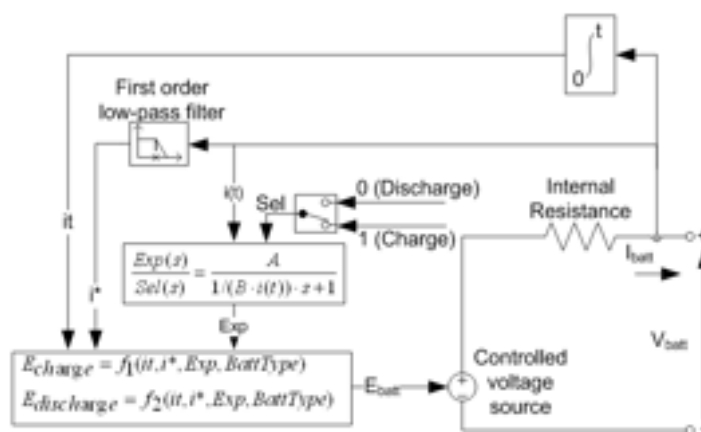


Figura 27. Modello del pacco batteria.

La figura seguente riporta invece le curve V-Ah del pacco batteria modellate in Matlab-Simulink e i relativi parametri caratteristici.

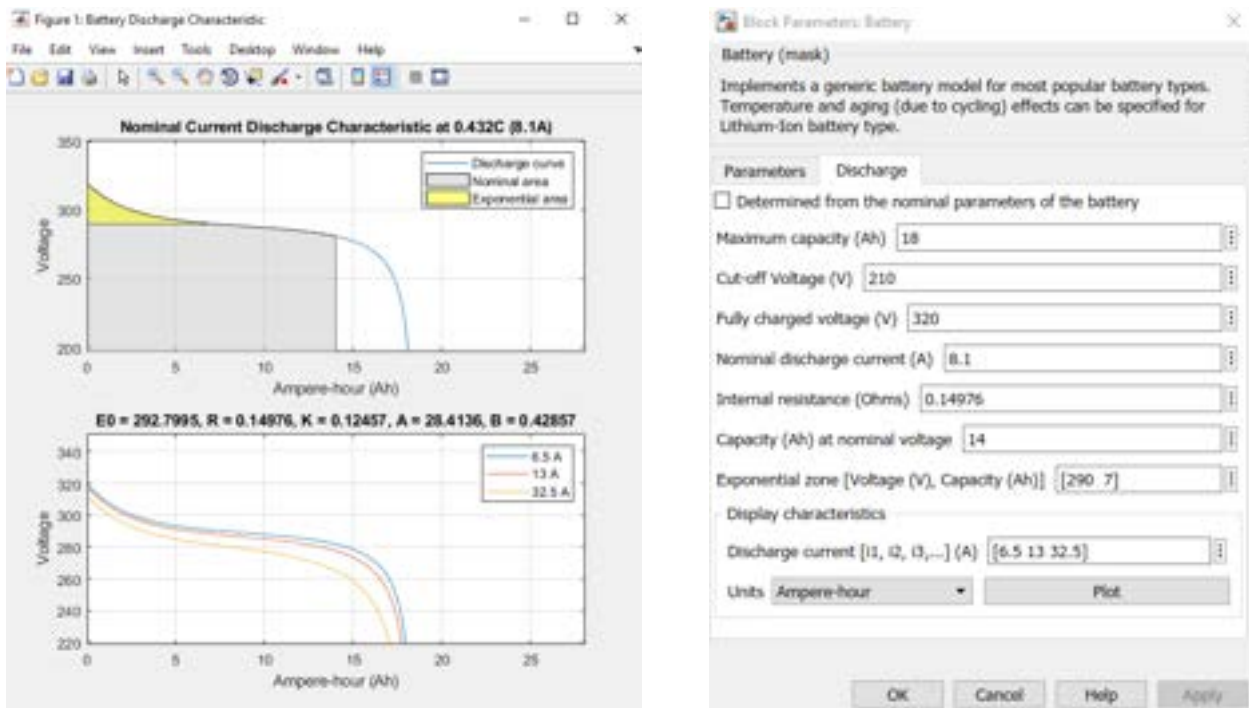


Figura 28. Curve V-Ah del pacco batteria (sx) e relativi parametri (dx) del modello utilizzati nelle simulazioni.

Dopo aver modellato i singoli sottosistemi, batterie incluse, è stato possibile implementare nel simulatore le strategie di gestione dell'autoconsumo e del peak-shaving e poi passare alla loro validazione sull'impianto sperimentale.

4.3 Strategia di gestione ottimizzazione dell'autoconsumo

Per comodità di lettura si riporta una figura esplicativa che illustra questo tipo di gestione. E' 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 rispetto al carico va a caricare la batteria fintantoché questa non raggiunge lo stato di carica massimo (tipicamente SOC max=100%).

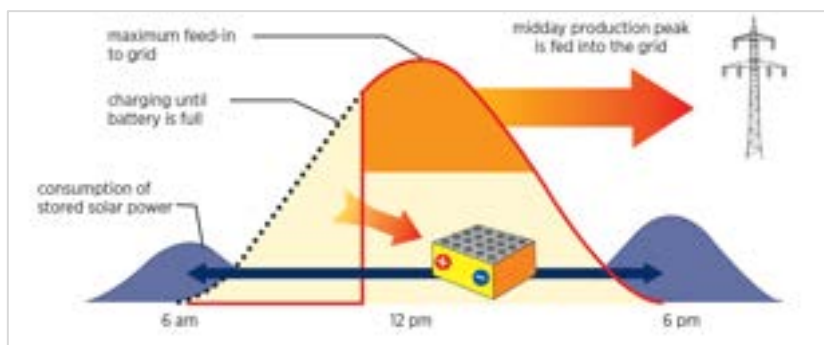


Figura 29. Flussi energetici nella strategia finalizzata all'autoconsumo.

Nei momenti di deficit di produzione rispetto al carico la batteria eroga potenza in modo da non prelevare potenza dalla rete fintantoché non viene raggiunto lo stato di carica minimo (tipicamente SOC min=20%) dopodiché la batteria va in standby in attesa di un nuovo ciclo.

Di seguito lo script sviluppato nel simulatore e caricato nel controllore dell'impianto che implementa la gestione ottimizzazione dell'autoconsumo:

```

if P_Load > Pnom_DCAC*1000
    P_Load=Pnom_DCAC*1000;
end
if P_Load > PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC
    if Flag == 0
        if SOC <= SOC_MIN
            StatoBatt=0;
            SetPoint_P = PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC;
            SetPoint_B=1e-20;
            Flag = 1;
        else
            StatoBatt=1;
            SetPoint_P = P_Load;
            Diff = SetPoint_P/eta_DCAC-PDC*eta_DCDC1;
            eta_DCDC2 = calcolo_eta(Diff/(Pnom_DCDC2*1000));
            SetPoint_B = Diff/eta_DCDC2;
        end
    else
        if SOC < REC
            StatoBatt=0;
            SetPoint_P = PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC;
            SetPoint_B=1e-20;
        else
            StatoBatt=1;
            SetPoint_P = P_Load;
            Diff = SetPoint_P/eta_DCAC-PDC*eta_DCDC1;
            eta_DCDC2 = calcolo_eta(Diff/(Pnom_DCDC2*1000));
            SetPoint_B = Diff/eta_DCDC2;
            Flag=0;
        end
    end
end
else
    if SOC >= SOC_MAX
        StatoBatt=0;
        SetPoint_P = PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC;
        SetPoint_B = 1e-20;
    else
        StatoBatt=-1;
        SetPoint_P = P_Load;
        Diff = PDC*eta_DCDC1-SetPoint_P/eta_DCAC;
        eta_DCDC2 = calcolo_eta(Diff/(Pnom_DCDC2*1000));
        SetPoint_B = Diff*eta_DCDC2;
    end
end
end

```

Si rimanda al paragrafo Abbreviazioni e acronimi per la definizione delle variabili contenute nello script. Al fine di dimostrare il corretto funzionamento in campo della strategia di gestione ottimizzazione dell'autoconsumo, abbiamo ipotizzato che sulla fase L2 dell'impianto sia presente un carico domestico di una famiglia di 4 persone con un picco nelle ore serali dovuto all'utilizzo della lavastoviglie, come indicato in Figura 30. Il profilo di carico è stato quindi caricato nel carico elettronico per le prove in campo. La sperimentazione è stata condotta in una mattina prevalentemente soleggiata (22 Novembre 2018), fatta

eccezione per un breve intervallo, mentre nel corso del pomeriggio si sono riscontrati valori di irradianza intermittenti dovuti alla presenza di corpi nuvolosi in transito. Il sistema di accumulo e l'impianto fotovoltaico hanno rispettivamente capacità nominale di 4 kWh e potenza nominale di 3,9 kW.

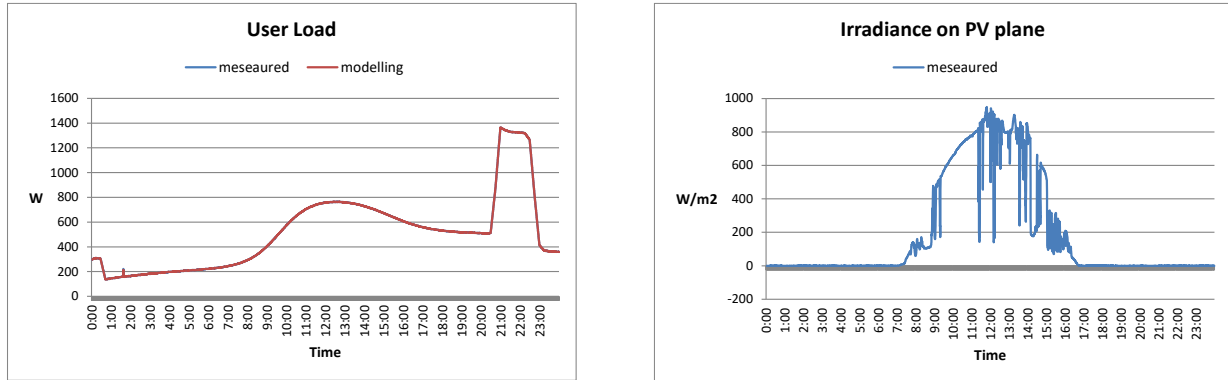


Figura 30. Carico di utente famiglia di 4 persone in abitazione di 80 m² e Irradianza sul piano dei moduli (22 Novembre 2018).

La modellistica adottata per il generatore fotovoltaico risulta più che adeguata come dimostra la Figura 31: la potenza erogata dal generatore fotovoltaico è stata calcolata nota l'irradianza sul piano dei moduli, la temperatura ambiente, la NOCT dei moduli e le altre perdite tipiche del generatore stesso.

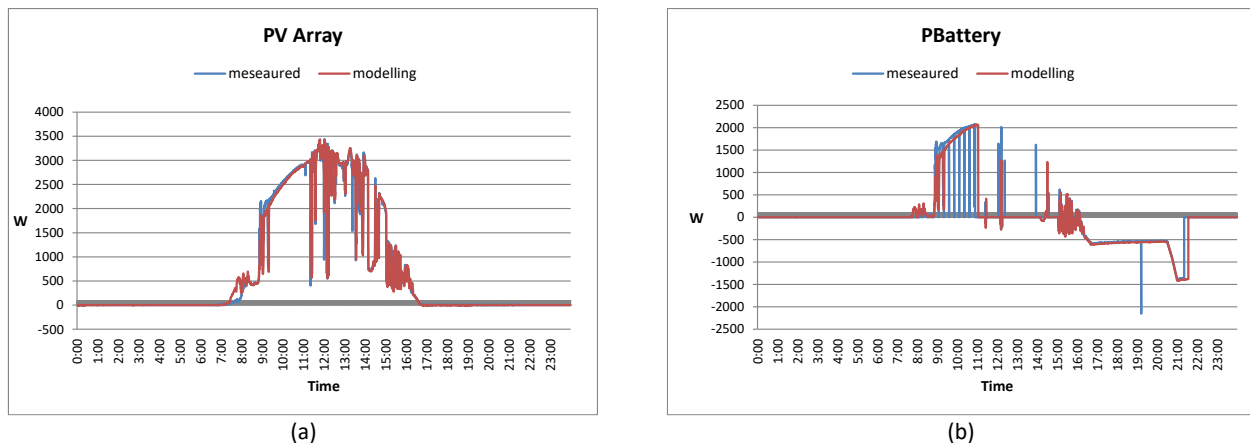


Figura 31. Potenza erogata dal generatore fotovoltaico (a), e potenza scambiata con la batteria (b) con la gestione Ottimizzazione dell'autoconsumo (22 Novembre 2018).

Le figure seguenti riportano il confronto tra simulazione e misure in campo relativamente allo stato di carica delle batterie (SOC) e alla tensione del pacco batteria. Con riferimento al SOC, simulazione e misure sono praticamente sovrapponibili fatta eccezione per la tarda serata quando il SOC raggiunge il valore minimo (20%). In quell'istante, mentre la simulazione mantiene il valore del SOC al 20%, come giusto che sia in quanto non c'è prelievo dalla batteria, il SOC misurato mostra invece un repentino abbassamento a circa 6% (il valore del SOC viene fornito dal BMS⁶ del sistema di accumulo). E' da sottolineare il fatto che questa brusca variazione del SOC non si verifica tutte le sere ma sembra essere casuale e quindi dovrà essere investigata. Da una prima analisi, sembrerebbe che ciò sia dovuto ad un errore nella stima del SOC commesso dal BMS dato che in quel momento anche la misura evidenzia che non c'è erogazione di potenza dalla batteria. Per ciò che concerne la tensione sulla batteria, nelle fasi di carica e scarica, simulazioni e misure in campo mostrano una buona corrispondenza essendo lo scarto tra di esse non superiore al 3% mentre sono praticamente sovrapponibili una volta raggiunto lo stato di carica massimo. Si tenga presente

⁶ Il BMS è prodotto dal costruttore delle batterie (Panasonic)

che la tensione di batteria è stata acquisita interrogando il registro modbus corrispondente e, poiché i sistemi di misura integrati nelle macchine presentano solitamente un errore di misura almeno dell'1 % sulla tensione⁷, si può affermare che lo scarto tra simulazioni e misure risulta ampiamente accettabile.

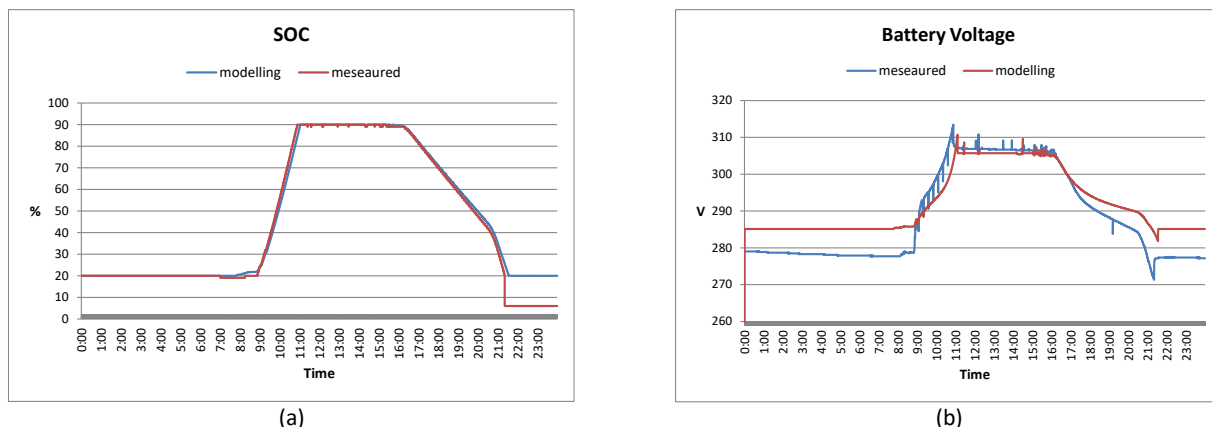


Figura 32. Grandezze elettriche d’interesse sulla batteria del ABB REACT1 con la gestione Ottimizzazione dell’autoconsumo (22 Novembre 2018).

La Figura 33 (a) mostra invece l’andamento della potenza erogata dall’inverter ABB REACT1.

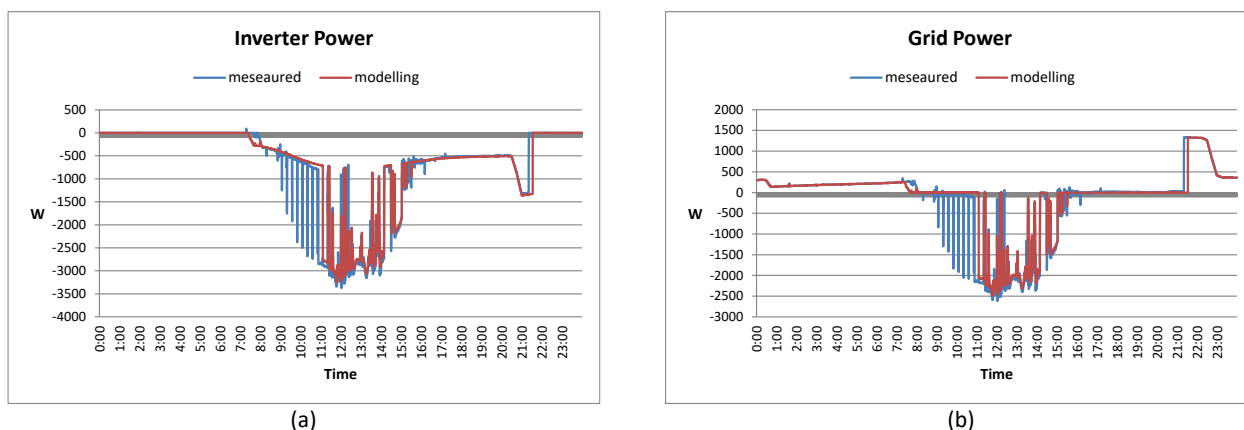


Figura 33. Potenza erogata dall’inverter ABB REACT1 (a), e potenza scambiata con la Rete (b) con la gestione Ottimizzazione dell’autoconsumo (22 Novembre 2018).

Le misure in campo mostrano dei picchi di immissione presenti soltanto nella fase di carica della batteria non previsti dalle simulazioni. Da un’analisi puntuale dei dati acquisiti è emerso che la macchina, ogni 15 minuti circa, interrompe la carica della batteria per pochissimi secondi per poi riprenderla immediatamente dopo, e ciò fino al raggiungimento del SOC massimo. Tale interruzione di carica produce un conseguente picco nella potenza erogata dall’inverter dato che in quegli istanti non c’è l’accumulo che fa da buffer. Riteniamo che questo comportamento sia imposto dal BMS e comunque dovrà essere investigato ulteriormente. Da notare che tutto ciò non è presente nella fase di scarica dove i picchi sono dovuti soltanto all’irradianza intermittente registrata in quella giornata. Al netto di questo fenomeno, simulazioni e misure mostrano una ottima corrispondenza anche in considerazione delle particolari condizioni meteo. Si tenga presente che le misure fatte sono di tipo istantaneo e vengono memorizzate ogni 15 secondi senza fare alcuna media viceversa, se avessimo mediato i valori ogni minuto, i picchi presenti nella fase di carica non si sarebbero notati. E’ stato proprio il sistema di metering, grazie al fitto campionamento, a rilevare tale comportamento.

⁷ Sulla potenza utilizzando i registri Modbus delle macchine si sono registrati errori di misura superiori anche al 3%.

Il corretto funzionamento della strategia di gestione ottimizzazione dell'autoconsumo è evidenziata dalla Figura 33 (b): nella fase di surplus di produzione rispetto al carico l'energia proveniente dal campo fotovoltaico viene effettivamente assorbita dalla batteria, fatta eccezione per quei brevi istanti in cui si verificano i picchi mentre, una volta raggiunto il SOC max, l'intera produzione viene riversata in Rete. Analogamente, poco dopo le ore 15 circa, quando si passa nella fase di deficit, la batteria inizia ad erogare potenza necessaria al carico. Tale situazione permane fino a quando la batteria non raggiunge il suo stato di carica minimo (SOC min) poco dopo le ore 21. Da quel momento in poi il carico torna ad essere alimentato dalla Rete come dimostra il fatto che la potenza con essa scambiata torna ad essere positiva.

4.4 Strategia di gestione Peak-shaving

Per comodità di lettura si riporta una figura esplicativa che illustra questo tipo di gestione.

Il peak-shaving è una strategia che prevede la carica della batteria durante i periodi in cui l'immissione in rete da fotovoltaico risulterebbe 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 una aliquota della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico⁸.

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

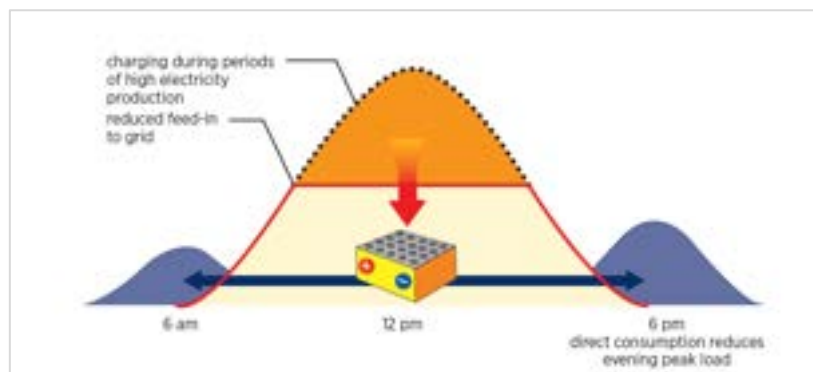


Figura 34. Flussi energetici nella strategia finalizzata al peak-shaving.

Di seguito lo script sviluppato nel simulatore e caricato nel controllore dell'impianto che implementa la gestione del peak-shaving.

```

if P_Load > Pnom_DCAC*1000
    P_Load=Pnom_DCAC*1000;
end
if P_Load > PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC
    if Flag == 0
        if SOC <= SOC_MIN
            StatoBatt=0;
            SetPoint_P=PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC;
            SetPoint_B=1e-20;
            Flag = 1;
        else %la batteria eroga Pload - FV
            StatoBatt=1;
            SetPoint_P = P_Load;
            Diff = SetPoint_P/eta_DCAC-PDC*eta_DCDC1;
            eta_DCDC2 = calcolo_eta(Diff/(Pnom_DCDC2*1000));
            SetPoint_B = Diff/eta_DCDC2;
        end
    end
end

```

⁸ Nella sperimentazione condotta sull'impianto tale aliquota è stata fissata al 40%.

```

    end
else
    if SOC < REC
        Flag=5; %
        StatoBatt=0;
        SetPoint_P = PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC;
        SetPoint_B=1e-20;
    else
        StatoBatt=1;
        SetPoint_P = P_Load;
        Diff = SetPoint_P/eta_DCAC-PDC*eta_DCDC1;
        eta_DCDC2 = calcolo_eta(Diff/(Pnom_DCDC2*1000));
        SetPoint_B = Diff/eta_DCDC2;
        Flag=0;
    end
end
else
    if SOC > SOC_MAX
        StatoBatt=0;
        SetPoint_P = PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC;
        SetPoint_B = 1e-20;
        Flag=6;
    else
        if Flag==2
            if P_Load-PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC+S1/100*Pnom_GenFV*1000*S/100 < 0
                StatoBatt=-1;
                Diff = PDC*eta_DCDC1 - (Pnom_GenFV*1000*S/100 + P_Load)/eta_DCAC;
                eta_DCDC2 = calcolo_eta(Diff/(Pnom_DCDC2*1000));
                SetPoint_B = Diff*eta_DCDC2;
                SetPoint_P = P_Load + Pnom_GenFV*1000*S/100;
            else
                Flag=3;
                StatoBatt=0;
                SetPoint_P = PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC;
                SetPoint_B = 1e-20;
            end
        else
            if P_Load-PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC+Pnom_GenFV*1000*S/100 < 0
                Flag=2;
                StatoBatt=-1;
                Diff = PDC*eta_DCDC1 - (Pnom_GenFV*1000*S/100 + P_Load)/eta_DCAC;
                eta_DCDC2 = calcolo_eta(Diff/(Pnom_DCDC2*1000));
                SetPoint_B = Diff*eta_DCDC2;
                SetPoint_P = P_Load + Pnom_GenFV*1000*S/100;
            else
                StatoBatt=0;
                SetPoint_P = PDC*eta_DCDC1*eta_DCAC;
                SetPoint_B = 1e-20;
            end
        end
    end
end
end

```

end

Si rimanda al paragrafo Abbreviazioni e acronimi per la definizione delle variabili contenute nello script.

La strategia del peak-shaving è stata testata in campo il giorno 7 Dicembre 2018. Anche se l'andamento dell'irradianza sul piano dei moduli mostra una diminuzione all'inizio della mattina, in realtà la giornata è stata perfettamente soleggiata. La suddetta diminuzione è stata causata dall'ombreggiamento del piranometro con cui è stata acquisita l'irradianza viceversa, negli stessi istanti, solo parte del campo fotovoltaico era ombreggiato. Ne risulta un disallineamento tra produzione dell'array fotovoltaico misurata in campo e quella prevista dalle simulazioni⁹. Per motivi legati al sistema di acquisizione non è stato possibile spostare il piranometro in quanto ciò avrebbe comportato il ricablaggio della linea dati, operazione non compatibile con i tempi per la preparazione del presente Report.

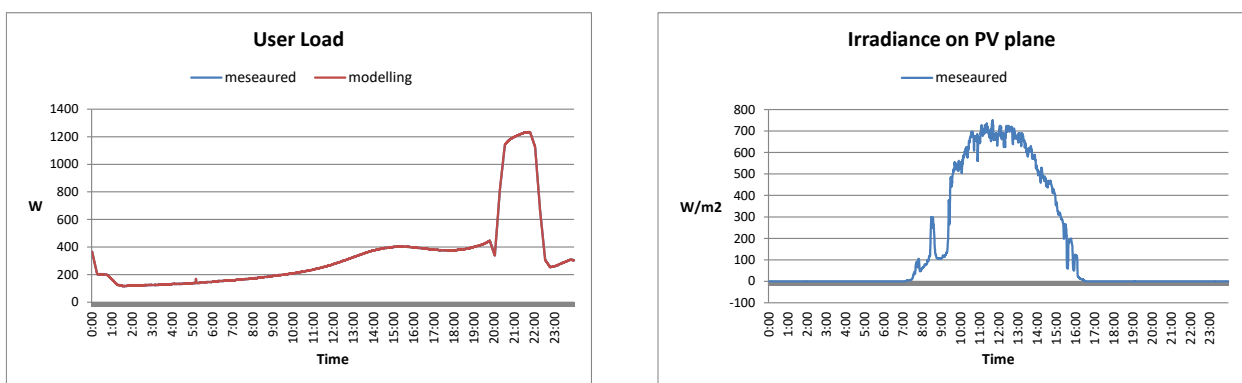


Figura 35. Carico di utente famiglia di 4 persone in abitazione di 80 m2 e Irradianza sul piano dei moduli (7 Dicembre 2018).

La potenza scambiata dalla batteria nelle fasi di carica e scarica (Figura 33 (b)) mostra una discrepanza tra misura e simulazione dalle 8 alle 9 del mattino così come il SOC che, dalle 3 fino alle 8 circa del mattino, è sceso al 6%. Tale comportamento, già evidenziato nelle pagine precedenti, riteniamo che sia causato da un errore di stima del SOC da parte del BMS. Per comparare misure e simulazioni è stato quindi necessario allineare il SOC misurato e quello simulato, e quindi è stata caricata la batteria con una potenza di circa 1 kW dalle 8 del mattino e fino a poco prima delle 9. Raggiunto il SOC del 21 %, la carica manuale è stata interrotta per passare alla strategia del peak-shaving.

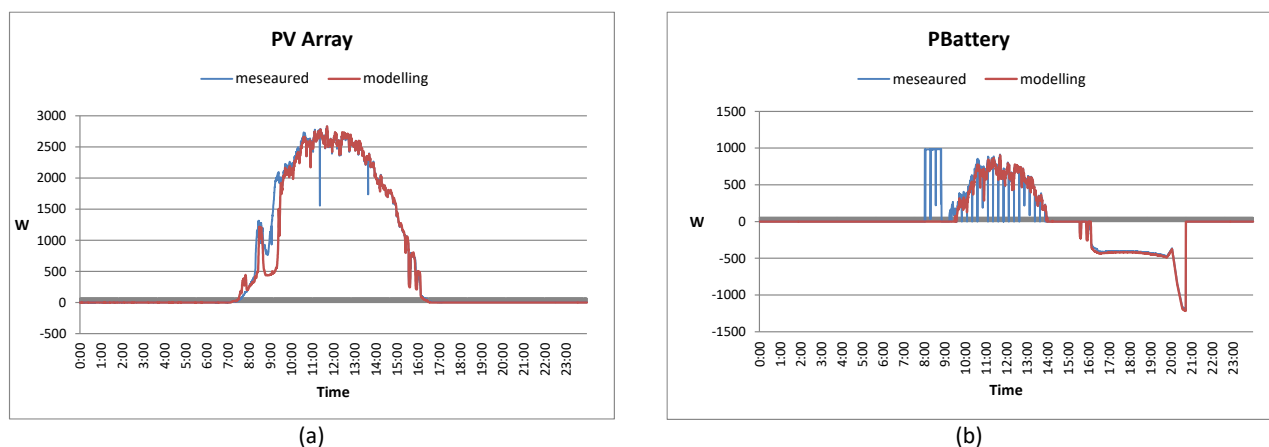


Figura 36. Potenza erogata dal generatore fotovoltaico (a), e potenza scambiata con la batteria (b) con la gestione peak-shaving con aliquota di immissione in rete del 40% (7 Dicembre 2018).

⁹ Il simulatore, per calcolare la potenza erogata dal generatore fotovoltaico, ha bisogno in ingresso della misura dell'irradianza solare sul piano dei moduli. Un eventuale errore nella sua misura comporta un inevitabile errore di calcolo della potenza erogata dall'array fotovoltaico.

Anche la tensione del pacco batteria risente della suddetta carica manuale come evidenziato dal picco della tensione poco prima delle 9. Terminata tale carica, simulazioni e misure mostrano una buona corrispondenza.

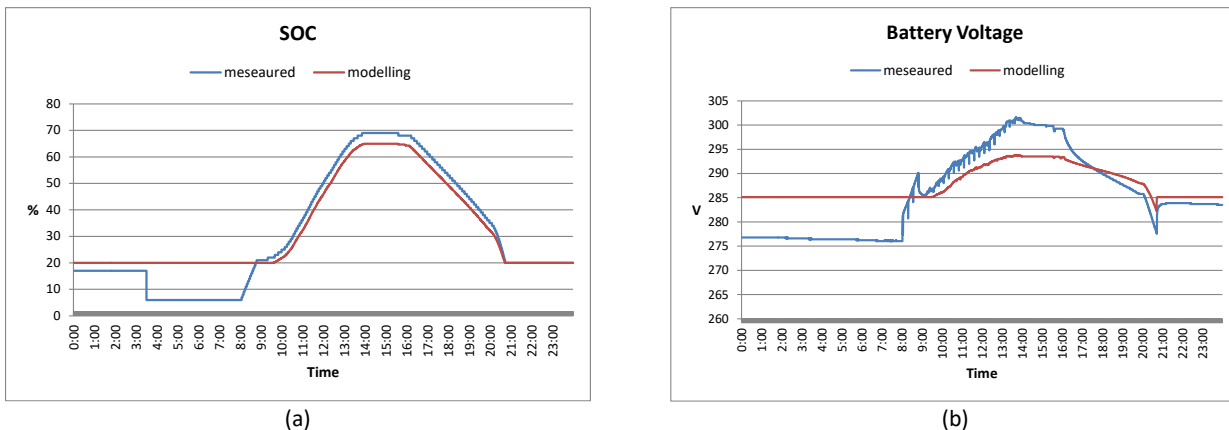


Figura 37. Grandezze elettriche d’interesse sulla batteria del ABB REACT1 con la gestione peak-shaving con aliquota di immissione in rete del 40% (7 Dicembre 2018).

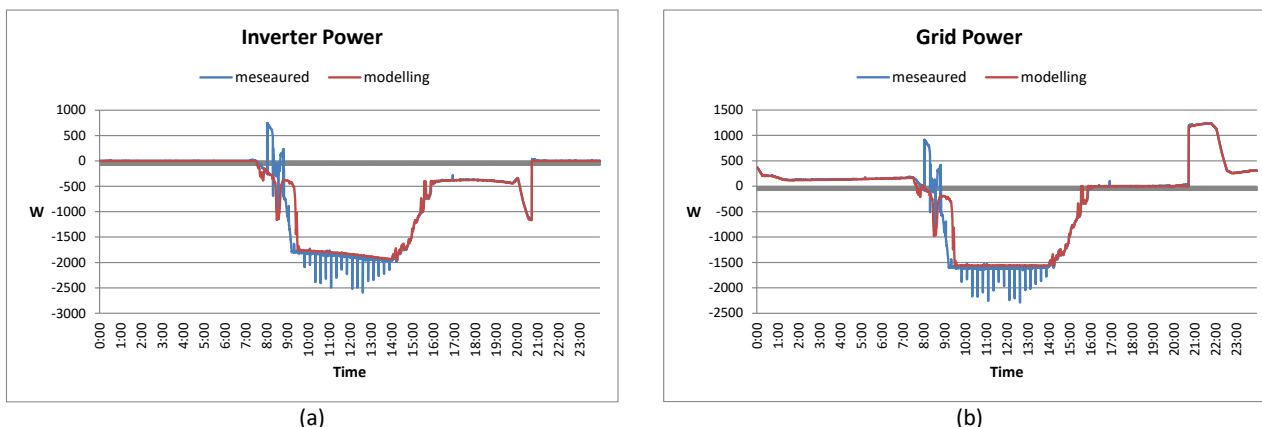


Figura 38. Potenza erogata dall’inverter ABB REACT1 (a), e potenza scambiata con la Rete (b) con la gestione peak-shaving con aliquota di immissione in rete del 40% (7 Dicembre 2018).

Per ciò che concerne il lato AC dell’impianto, al fine di evidenziare il corretto funzionamento della strategia, sia sul Simulatore che sull’impianto, si riporta la potenza erogata dall’inverter ABB REACT e quella immessa in rete e misurata dal contatore di scambio. Dalla figura si evince che effettivamente, misure e simulazioni, al netto della carica manuale impartita il mattino e degli istanti in cui come abbiamo visto in precedenza la potenza in batteria in fase di carica si azzerava per pochissimi secondi, risultano praticamente sovrapponibili tra loro. In particolare, la Figura 38 (b) evidenzia, al netto dei picchi già discussi, il corretto funzionamento della strategia del peak-shaving in quanto la potenza immessa in rete viene effettivamente limitata a poco più di 1,5 kW, valore pari a circa il 40% della potenza nominale dell’impianto fotovoltaico (3,9 kWp).

5 Conclusioni

Nel corso della presente annualità sono stati installati due sistemi fotovoltaici con accumulo al Litio che differiscono per potenza e capacità (3,25 kW e 6,4 kWh per il sistema monofase Tesla e 12 kW e 12 kWh per il sistema trifase ABB-REACT1) e per modalità di inserimento dell'accumulo (lato AC e DC). Sul sistema di accumulo ABB-REACT1 è stata condotta una sperimentazione in campo finalizzata alla valutazione dei rendimenti dell'inverter e del sistema di accumulo nella fase di scarica. Inoltre, sono state eseguite misure specifiche durate quattro giorni per determinare il rendimento delle batterie in condizioni operative facendole ciclare in base alle condizioni di irraggiamento e carico presenti al momento.

Aspetto caratterizzante degli impianti è la presenza dell'EMS (Energy Management System) sviluppato da ENEA che, grazie al rilascio di una nuova versione del software di controllo necessaria in quanto sono cambiati i sistemi di accumulo, oltre a monitorare e a salvare su NAS tutte le grandezze di interesse determina i set-point di potenza per le batterie del sistema ABB REACT1 in base alla strategia di gestione selezionata. E' stato inoltre ulteriormente sviluppato il simulatore di impianti ENEA che, grazie alla sinergia con l'EMS, consente prima di simulare le strategie di gestione e poi di trasferirle nell'EMS per la validazione in campo.

La verifica sperimentale della modellistica e delle strategie di gestione è stata condotta con successo: le grandezze elettriche riguardanti il pacco batterie, quelle riferite al lato DC e AC dell'impianto fotovoltaico e quelle relative al punto di consegna mostrano tutte un'ottima corrispondenza tra simulazioni e misure in campo. Anche le strategie di gestione caricate sull'impianto (ottimizzazione autoconsumo e peak shaving) hanno funzionato perfettamente come dimostrano le analisi riportate nel Report.

La sinergia tra il simulatore e l'impianto consentirà in futuro di implementare strategie di gestione dei flussi energetici, tra cui quelle Smart che si basano sulle previsioni di produzione e di carico per il giorno successivo. Tali strategie potranno essere sviluppate nelle future annualità del PAR/PTR.

Infine, va evidenziato che la sperimentazione condotta si è limitata ad alcuni mesi dell'anno dato che era vincolata al completamento dell'impianto in tutte le sue parti. Viceversa, la caratterizzazione di un sistema fotovoltaico con accumulo in condizioni reali di funzionamento richiede molto tempo e condizioni climatiche favorevoli. Questa attività è molto utile per monitorare, con campagne di misura sistematiche, sia le prestazioni delle singole apparecchiature che i relativi processi di degrado. Le misure presentate in questo lavoro rappresentano quindi un punto di partenza per le attività future.

6 Abbreviazioni e acronimi

- eta_DCAC: rendimento del convertitore DC/AC
- eta_DCDC1: rendimento del convertitore DC/DC1
- eta_DCDC2: rendimento del convertitore DC/DC2
- PDC: potenza erogata dal generatore fotovoltaico
- P_Load: potenza assorbita dal carico
- Pnom_GenFV: potenza nominale del generatore fotovoltaico
- Pnom_DCDC1: potenza nominale del DC/DC converter dove viene implementato il MPPT
- Pnom_DCDC2: potenza nominale del DC/DC converter che gestisce la carica e scarica delle batterie
- Pnom_DCAC: potenza nominale del DC/AC converter
- Setpoint_B: setpoint di potenza per la batteria
- SetPoint_P: setpoint di potenza attiva per il convertitore bidirezionale DC/AC
- StatoBatt: stato in cui si trova la batteria (carica/scarica/standBy);
- FV: Fotovoltaico
- REC: Recovery Charge
- SOC: State Of Charge
- EMS: Energy Management System
- NOCT: Nominal, Operating Cell Temperature
- THD: Total Harmonic Distortion
- PTS: Power to storage
- PFS: Power from storage
- ETS: Net energy to storage
- EFS: Net energy from storage
-

7 Riferimenti bibliografici

- [1]. F. De Lia, S. Castello, R. Schioppo, R. Lo Presti: *“Realizzazione, prove preliminari e sperimentazione di sistemi fotovoltaici con diverse tipologie di accumulo”*, Settembre 2017, RdS/PAR2016/176.
- [2]. F. De Lia, S. Castello: *“Individuazione dei modelli matematici più rappresentativi dei sistemi di accumulo per la simulazione degli impianti”*, Settembre 2016, RdS/PAR2015/202.