

POLITECNICO DI TORINO

*CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ENERGETICA E NUCLEARE*

Orientamento: Innovazione nella produzione di energia

TESI DI LAUREA MAGISTRALE



**OTTIMIZZAZIONE DI UN SISTEMA DI ACCUMULO
PER UN EDIFICIO AD ELEVATA EFFICIENZA
ENERGETICA CON GENERAZIONE
FOTOVOLTAICA**

RELATORE:

Prof. Filippo Spertino

CANDIDATA:

Giorgia Pulazza

CORRELATORE ESTERNO:

Prof. Carlo Alberto Nucci,

ALMA MATER STUDIORUM – UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Marzo - Aprile 2018

A.A. 2017/2018

Ringraziamenti

Sono giunta al termine di questo percorso, contraddistinto da ostacoli, paure e obiettivi da perseguire, grazie ad una sempre più forte determinazione di apprendere e migliorare. Durante gli anni trascorsi nell'ambito universitario, è stato fondamentale l'aiuto e il sostegno delle meravigliose persone che ho vicino.

Il primo ringraziamento è per la mia famiglia, che mi ha permesso di compiere un percorso volto alla concretizzazione dei miei sogni, e che mi ha sempre appoggiata con amore.

Un pensiero speciale è dedicato agli amici, quelli nuovi e quelli di sempre, che sono e resteranno fondamentali.

Vorrei ringraziare profondamente tutti i professori a cui devo la buona riuscita di questa tesi, in particolare il Professore Filippo Spertino e il Professore Carlo Alberto Nucci; di fondamentale importanza sono stati i consigli e gli aiuti di Fabio Tossani e Stefano Lilla.

Un ringraziamento sincero a Chiara e Marco, due colleghi con i quali ho collaborato nell'ambito del progetto PVZEN; in particolare, l'appoggio e la presenza di Chiara sono stati indispensabili.

Un doveroso riconoscimento va a tutti i compagni di corso, che hanno dipinto questo faticoso percorso con ricordi emozionanti ed indelebili.

Indice

Sinossi	5
Capitolo I	7
Smartgrids	7
Microreti.....	8
Sistemi di accumulo	9
Batterie agli ioni di litio	11
Descrizione del caso di studio.....	12
Capitolo II	17
Implementazione del modello OFF-GRID in <i>AIMMS</i>	17
Simulazione I – Autonomia del sistema nel worst case.	23
Considerazioni.....	23
Simulazione II – Autonomia con riduzione dei carichi.....	31
Considerazioni.....	31
Simulazione III – Autonomia con pannelli orientati unicamente a Sud e ad Est	41
Considerazioni.....	41
Simulazione IV– Autonomia con pannelli orientati unicamente a Sud e ad Ovest.....	48
Considerazioni.....	48
Capitolo III	55
Implementazione del modello ON-GRID in <i>AIMMS</i>	55
Simulazione V – Carichi interi con $E_{B,max}$ pari a 15 kWh.....	61
Simulazione VI – Carichi interi con $E_{B,max}$ pari a 5 kWh	65
Analisi tecnico-comparativa e valutazioni economiche	69
Simulazione VII – Profilo di carico ottimale con $E_{B,max}$ pari a 15 kWh	70
Simulazione VIII – Profilo di carico ottimale con $E_{B,max}$ pari a 5 kWh.....	74
Simulazione IX – Profilo di carico ottimale con $E_{B,max}$ pari a 2.5 kWh	78
Analisi tecnico-comparativa e valutazioni economiche	83
Capitolo IV	84
Estrazione dei dati da PVGIS.....	84
Implementazione del modello stocastico in <i>AIMMS</i>	87
Simulazione X – Calcolo statistico con $E_{B,max}$ pari a 15 kWh	88
Simulazione XI – Calcolo statistico con $E_{B,max}$ pari a 5 kWh.....	90
Simulazione XII – Calcolo statistico con $E_{B,max}$ pari a 2.5 kWh	92

Confronto dei capitoli III e IV	95
Capitolo V	96
Descrizione di uno specifico caso di studio	96
Simulazione XIII – Caso studio con $E_{B,max}$ pari a 20 kWh	97
Simulazione XIV – Caso studio con $E_{B,max}$ pari a 15 kWh.....	99
Simulazione XV – Caso studio con $E_{B,max}$ pari a 5 kWh	101
Simulazione XVI – Caso studio con $E_{B,max}$ pari a 2,5 kWh.....	103
Analisi tecnico-comparativa e valutazioni economiche	105
Capitolo VI	107
Simulazione XVII– Sistema con micro-CHP e $E_{B,max}$ pari a 40 kWh	115
Simulazione XVIII– Sistema con micro-CHP e $E_{B,max}$ pari a 20 kWh	119
Simulazione XIX– Sistema con micro-CHP e $E_{B,max}$ pari a 10 kWh.....	123
Simulazione XX – Sistema con micro-CHP e $E_{B,max}$ pari a 5 kWh	127
Considerazioni energetiche ed economiche	132
Conclusioni	134
Bibliografia	136

Sinossi

La presente tesi è stata svolta grazie alla collaborazione di due differenti atenei italiani: il Politecnico di Torino e l'Università di Bologna. L'elaborato è volto all'analisi del funzionamento di una microrete, costituita da un impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 7.2 kWp e da un sistema di accumulo elettrochimico a ioni di litio, destinata ad alimentare un piccolo stabile destinato ad essere collocato presso il Politecnico di Torino.

È stato sviluppato un modello della microrete al fine di studiare la gestione ottimale del sistema di accumulo e della risorsa rinnovabile, nel rispetto di determinati vincoli tecnici. Il modello è stato implementato nel software commerciale *AIMMS*, un programma di ottimizzazione con funzioni comparabili a quelle di *MATLAB*, in cui il problema è stato studiato secondo un approccio di programmazione lineare.

La gestione e l'analisi del funzionamento della microrete sono state portate a termine considerando differenti valori di capacità energetica del sistema di accumulo, in entrambi i casi di sistema in isola e di sistema connesso alla rete. In quest'ultima configurazione, il modello consente la gestione ottimale della risorsa rinnovabile mediante la minimizzazione dei costi di investimento e di esercizio, determinando la minima quantità di energia elettrica che il sistema deve prelevare dalla rete.

La struttura presenta due ambienti differenti, ciascuno con un proprio impianto fotovoltaico: una sala studio e una sala riunioni. Nel corso dell'analisi, i profili di carico sono stati fatti variare; sono state considerate molteplici possibilità di utilizzo dei due ambienti, in termini di disponibilità oraria e di postazioni.

L'analisi del funzionamento della microrete è basata su un intervallo temporale di un anno, con campionamento orario delle grandezze. Si evidenzia che, utilizzando l'ora come intervallo di aggiornamento, tutte le variabili tempo-dipendenti, coinvolte nelle simulazioni, hanno significato di valor medio orario.

Sono stati analizzati diversi input relativi alla produzione fotovoltaica; in particolare, sono stati utilizzati dati estrapolati dal database *SODA*, dati elaborati dal software disponibile on-line *PVGIS*, implementato dal JRC (Joint Research Center) all'interno dell'ambito dei servizi scientifici della Commissione Europea, e valori basati su una serie storica di dati (*Reference Year*).

I profili di carico elettrico sono stati generati attraverso il software *Dialux*, mentre per quanto concerne i carichi termici, il software *Energy Plus* ha consentito di stimare il consumo orario di una pompa di calore, utilizzata per riscaldare, raffreddare e ventilare l'edificio.

Si precisa che, i dati elaborati tramite *Dialux* ed *Energy Plus*, sono stati eseguiti e condivisi da colleghi nell'ambito del progetto PVZEN.

La struttura dell'elaborato è riassunta in quanto segue.

Il Capitolo II è volto all'implementazione del modello della microrete ed al dimensionamento del sistema di accumulo nel tentativo di rendere autonomo (o autosufficiente) il sistema.

Il Capitolo III descrive il modello della micrete nel caso in cui sia prevista la connessione alla rete elettrica del Politecnico. Nei Capitoli II e III sono stati considerati i dati orari elaborati a partire dai valori di radiazione e temperatura disponibili nel sito web www.soda-pro.com. Sono stati considerati in particolare due anni: il 2005 e il 2006; essi rappresentano rispettivamente un caso ottimistico e uno sfavorevole. Inizialmente, si è considerato di allineare l'edificio ai punti cardinali, dunque i dati estrapolati da *SODA* prevedono l'orientamento dei pannelli a Sud, per quanto concerne la sala studio, ed a Est e Ovest per la sala riunione.

Nel Capitolo IV è stato analizzato il comportamento della micrete (connessa alla rete), qualora l'input fotovoltaico sia il risultato di una generazione stocastica, elaborata tramite il software *AIMMS*, a partire dal profilo di produzione di una tipica giornata a cielo reale, ottenuta per ogni mese dell'anno. I valori di irradianza solare medi mensili sono stati tratti dal software disponibile on-line *PVGIS*. Si è quindi stimata l'autonomia energetica dell'edificio per ciascun scenario stocastico.

Nel Capitolo V si è ipotizzato di allineare la struttura agli edifici circostanti, in una specifica area all'interno del Politecnico. In tali simulazioni sono stati utilizzati dati più accurati relativi ai carichi ed alla produzione fotovoltaica, in quanto, oltre a considerare l'ombreggiamento nei pannelli fotovoltaici, si è tenuto conto dell'effetto schermante degli edifici circostanti e degli alberi, il quale è stato misurato in loco.

Si precisa che, a partire dal Capitolo V, l'input di generazione fotovoltaica concerne i dati relativi ad un anno tipo (*Reference Year*); è stata considerata una sequenza di dati meteorologici orari, realmente misurati, selezionati da una serie storica almeno decennale.

Nel Capitolo VI è stato analizzato il funzionamento della micrete qualora la domanda energetica fosse soddisfatta, non solo dai pannelli fotovoltaici e dalla rete, ma anche da un impianto micro- cogenerativo alimentato a metano.

Capitolo I

Smartgrids

I sistemi elettrici stanno sperimentando profondi cambiamenti dovuti a diversi fattori, tra cui l'integrazione di energie rinnovabili su larga scala, l'invecchiamento della rete elettrica, la necessità di avere impianti energeticamente efficienti e di gestire lo sviluppo della generazione distribuita (GD). I generatori distribuiti sono unità di energia rinnovabile di piccola e media taglia (da qualche decina/centinaio di chilowatt fino alla decina di megawatt); essi presentano una natura non prevedibile ed intermittente delle immissioni di potenza sulle reti elettriche di distribuzione. Lo sviluppo di queste risorse energetiche sta portando ad una sostanziale trasformazione del funzionamento del sistema elettrico tradizionale, per quanto concerne sia la rete di trasmissione che di distribuzione. La rete elettrica, concepita per flussi di energia unidirezionali: dalle grandi unità di generazioni alla linea di trasmissione e dalle sottostazioni all'utente, attualmente deve far fronte a flussi bidirezionali di energia che comportano diverse sfide e problematiche.

Il funzionamento della rete elettrica si basa principalmente su quattro livelli:

- Produzione di energia elettrica.
- Sistema di trasmissione, che permette il trasferimento di energia dai grandi impianti al sistema distribuzione.
- Sistema di distribuzione, che interfaccia la rete di trasmissione con l'utente finale.
- Utente, tradizionalmente concepito come un attore passivo del sistema.

La figura dell'utente sta considerevolmente cambiando. Lo sviluppo di "smart meter" e dei relativi box permettono all'utente di svolgere un ruolo attivo. La possibilità di interfacciare l'operatore della rete con l'utente consente a quest'ultimo di controllare il carico e di intervenire comportando, ad esempio, una riduzione dei picchi di domanda.

Inoltre, con lo sviluppo della generazione distribuita l'utente può non solo consumare ma anche produrre energia: nasce in tale contesto la figura del "prosumer". La figura attiva dell'utente prevede la possibilità di controllare il carico, produrre energia a livello locale e accumularla. La complessità della gestione del sistema elettrico aumenta inoltre con il recente sviluppo di plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV). La tecnologia Vehicle to Grid e Grid to Vehicle permette di utilizzare i veicoli elettrici come sistemi di accumulo, consentendo dunque di aumentare la flessibilità del sistema che risulta particolarmente compromessa dalla presenza di fonti di energia intermittenti. [1]

La generazione distribuita offre la possibilità di raggiungere ambiziosi obiettivi di politica europea in termini di incremento dell'efficienza energetica, aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili e di riduzione di emissioni.

Tuttavia, una massiccia diffusione di generatori distribuiti sulle linee di distribuzione di MT e BT, comporta diverse problematiche di stabilità della rete, “power quality”, aumento della tensione, problemi relativi ai sistemi di protezione e sovraccarichi dei rami. [2]

A tal proposito è necessario realizzare un sistema intelligente, caratterizzato da componenti sicuri e flessibili, attraverso l’implementazione di tecnologie innovative capaci di gestire efficientemente i flussi di potenza, integrare la GD e ottimizzare il consumo di energia.

Questa nuova concezione della rete prende il nome di SmartGrid. In [1] vengono proposte diverse definizioni tra cui quella del Dipartimento di Energia US:

“La SmartGrid è una rete elettrica che permette l’attiva partecipazione dei consumatori, opera elasticamente contro attacchi e disastri naturali, accomoda tutte le possibilità di generazione e accumulo, consente l’introduzione di nuovi prodotti, servizi e mercati, ottimizza l’utilizzazione, opera in maniera efficiente e offre qualità della fornitura per l’economia digitale.”

Le SmartGrids hanno dunque l’obiettivo di garantire affidabilità, flessibilità e sicurezza al sistema massimizzando al contempo l’efficienza. Esse richiedono dunque l’implementazione di avanzati sistemi di controllo e comunicazione che consentono un’efficiente gestione di tutte le unità previste.

Microreti

Nell’ambito delle SmartGrids, il concetto di microrete rappresenta l’insieme di tecnologie DG, sistemi di accumulo di energia, sistemi di controllo per la gestione del sistema, carichi elettrici e termici che possono operare autonomamente o connessi alla rete. Le tecnologie DG includono tipicamente impianti fotovoltaici, turbine eoliche, microturbine e motori alternativi a combustione interna. [3]

Le unità che costituiscono una microrete, distribuite in una definita area geografica, sono elettricamente collegate tra loro; l’intero sistema possiede un unico punto di connessione con la rete esterna. La microrete si interfaccia al sistema di distribuzione come un insieme aggregato e all’interno del mercato elettrico può ricoprire sia il ruolo di produttore che di carico. Inoltre, essa può essere scollegata dalla rete in caso di guasto o incidente; a tal proposito deve possedere adeguati sistemi di protezione.

Nonostante la complessità relativa alla gestione di queste strutture, le microreti sono estremamente utili soprattutto in situazioni in cui la trasmissione di energia è difficile o l’autonomia energetica è necessaria.

Lo sviluppo e la diffusione delle microreti comporterà notevoli miglioramenti di natura tecnica, economica ed ambientale.

Il paragrafo seguente si sofferma sull'analisi dei sistemi di accumulo che ricoprono un ruolo cruciale nel contesto delle SmartGrids in quanto consentono di gestire in modo più efficiente ed economico le unità presenti in rete.

Sistemi di accumulo

La penetrazione di unità di produzione da fonti di energia rinnovabile, la congestione del sistema di distribuzione e lo sviluppo delle SmartGrids ha aumentato considerevolmente la necessità di efficienti sistemi di accumulo integrabili in rete.

I sistemi di accumulo possono essere classificati sia in base alla durata, che in base alla forma di energia utilizzata. [4]

Prendendo in considerazione la prima classificazione, essi possono suddividersi in tecnologie di accumulo a:

- Breve termine. Tale categoria comprende le tecnologie dotate di un'elevata densità di potenza [MW/m^3] e capaci di rispondere in brevi intervalli temporali. Una delle principali applicazioni, di tali sistemi, consiste nel miglioramento della qualità dell'energia; in particolare, possono svolgere la funzione di garantire la stabilità di tensione, durante i transitori (pochi secondi o minuti).
- Medio termine. Queste tecnologie di accumulo sono in grado di immagazzinare e fornire energia nel range temporale da pochi minuti ad ore. Essi sono principalmente utilizzati nelle applicazioni impiantistiche e contribuiscono alla regolazione della frequenza, gestione dell'energia e delle congestioni di rete.
- Lungo termine. Tali sistemi, accumulano e forniscono energia in ampi intervalli temporali (giorni, settimane o mesi). Si usano, principalmente, per soddisfare i carichi e per gestire il divario, mensile o anche stagionale, tra domanda ed offerta.

Volendo classificare i sistemi di accumulo in base alla forma di energia stoccata, si individuano cinque principali categorie:

- Sistemi di accumulo meccanico; tra cui: pompaggio idraulico (PHES), sistemi ad aria compressa (CAES) e volani.
- Sistemi di accumulo elettrochimico; batterie secondarie (o ricaricabili), tra cui batterie a piombo-acido, al nichel-cadmio, a solfuro di sodio, agli ioni di litio.
- Sistemi di accumulo chimico. Si utilizzano sostanze in grado di immagazzinare energia sfruttando reazioni chimiche. In particolare, i composti a cui si fa riferimento sono: metano, idrogeno (Hydrogen Storage), gas naturale sintetico (SNG), metanolo e idrocarburi.
- Sistemi di accumulo elettrico; tra cui supercondensatori e SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage).
- Accumulo di energia termica, suddivisibile in accumulo di energia sensibile, latente o termo-chimica (absorption e adsorption). Tra le principali tecnologie, ci sono i CSP (Concentrated Solar Power).

Tra tutti i possibili sistemi di accumulo, quelli elettrochimici, in particolare le batterie BESS (Battery Energy Storage Systems) rappresentano la soluzione più idonea nell'ambito delle microreti.

Le batterie consentono un'elevata flessibilità di utilizzo; la loro taglia può variare da alcuni kWh a svariati MWh.

I sistemi di accumulo possono offrire molteplici servizi alla rete, in particolare:

- *Time-shift*: il sistema di accumulo può immagazzinare energia acquistandola a buon mercato nei periodi in cui i prezzi sono bassi per poi rivenderla quando i costi sono elevati. Tale concetto è applicabile anche a casi in cui la fonte rinnovabile abbia una produzione eccessiva o non contemporanea al consumo: l'energia in eccesso immagazzinata nel sistema di accumulo può dunque essere utilizzata quando i carichi non possono esser soddisfatti dalla risorsa rinnovabile.
- *Integrazione di fonti rinnovabili*: la necessità di eguagliare in ogni istante produzione e domanda pone molti limiti all'utilizzo di fonti di energia rinnovabile. Risulta dunque necessario disporre di sistemi di accumulo atti ad accumulare energia quando eccede la domanda per poi renderla disponibile quando la risorsa rinnovabile è assente o poco produttiva. Inoltre, i sistemi di accumulo servono ai fini della compensazione di potenza; ammortizzando le improvvise fluttuazioni della produzione da fonti rinnovabile, rendono tali sistemi più affidabili e dispacciabili.
- *Power Quality*: le tecnologie di accumulo possono giovare la rete compensando e limitando i disturbi transitori come sovratensioni, armoniche e brevi interruzioni di potenza.
- *Servizi Ancillari*: i sistemi di accumulo possono offrire servizi atti a garantire la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico. In particolare, essi possono essere utilizzati per regolare la frequenza, regolare la tensione, riavviare la rete a seguito di guasti ed infine fungono da riserve statiche.

Batterie agli ioni di litio

La presente tesi si basa sull'analisi e ottimizzazione di un sistema di accumulo agli ioni di litio, si è ritenuto dunque necessario presentare brevemente lo stato dell'arte di tale tecnologia.

Le batterie agli ioni di litio sono solitamente composte da un catodo tale per cui sia garantita una struttura a strati, dove gli ioni di litio possono essere inseriti ed estratti con facilità. Tipicamente l'elettrolita è composto da sali di litio disciolti in una miscela di solventi organici come il carbonato di etilene, mentre il polietilene è caratteristico solitamente della membrana separatrice.

Per quanto concerne i collettori di corrente, si usa tipicamente il rame per l'anodo e l'alluminio per il catodo; tali componenti non devono reagire con l'elettrolita.

Quando tutto il litio presente si trova nel catodo significa che la cella è completamente scarica. Il processo di carica comporta la migrazione di ioni di litio verso l'anodo e il trasferimento di elettroni dal catodo all'anodo attraverso il circuito esterno: la matrice di grafite intrappola gli ioni e si ossida acquisendo elettroni. Durante il processo di scarica il flusso degli elettroni e degli ioni di litio è inverso e il catodo si riduce.

Un aspetto importante, di queste batterie, riguarda lo strato passivante tra elettrolita ed elettrodo negativo, denominato SEI (Solid Electrolyte Interface), che si forma durante il primo ciclo di carica. Esso influenza le prestazioni delle batterie in termini di numero di cicli, capacità e sicurezza.

È possibile trovare diverse tipologie di batterie agli ioni di litio che si differenziano tra loro per la tecnologia dei materiali catodici, anodici e per quella dell'elettrolita (liquido o polimerico) [5].

Le batterie agli ioni di litio sono più leggere, più piccole e più potenti rispetto ad altre batterie. Esse garantiscono un range di densità di energia e di potenza, rispettivamente pari a 90-190 Wh/Kg e 500-2000 W/Kg. Tali batterie consentono un'elevata efficienza e permettono una profondità di scarica pari al 90%. Per evitare sovraccarichi, sono state recentemente sviluppate batterie con nanofili in silicio; tale aspetto, unito all'elevato costo capitale (500-1000 €/kWh), limita il loro utilizzo per applicazioni di grande capacità. Un ulteriore aspetto penalizzante riguarda la i cicli di vita della batteria, fortemente dipendenti dalla temperatura [6].

I campi di utilizzo delle batterie agli ioni di litio sono molteplici; in particolare, esse sono utilizzate per dispositivi elettronici portatili, dispositivi medici e soluzioni EV.

Descrizione del caso di studio

Al fine di dimensionare il sistema di accumulo della microrete sono state effettuate diverse simulazioni variando sia i profili di carico che i profili di generazione della risorsa rinnovabile; in particolare l'analisi ha permesso di determinare la capacità energetica minima del sistema di accumulo tale per cui sia garantita l'autonomia (annuale) dell'edificio. Per ciascun profilo di carico considerato sono stati utilizzati i profili di generazione relativi agli anni 2005 e 2006. È stata utilizzata la radiazione su un piano inclinato di 25° fornita dal database del sito web <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/helioclim-3-archives-for-free>, dove è stato possibile selezionare l'orientamento, la posizione esatta del luogo di interesse (Politecnico di Torino) e l'intervallo di tempo desiderato (orario). Di seguito è riportata un'immagine illustrativa del sito web.



Figura 1. Sito web SoDa (solar radiation data)

A ciascun valore di radiazione elaborato da SoDa è associato un numero:

- 0 nel caso di assenza di dati
- 1 per le ore in cui il sole è sotto l'orizzonte
- 2 per i dati ricavati dal satellite
- 5 per valori ricavati da interpolazioni nel tempo
- 6 per valori previsionali

I dati di radiazione ottenuti sono stati utilizzati nella seguente formula al fine di ottenere i valori in p.u. della potenza elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici.

$$P_{fv,i} = \frac{G_i}{G_{STC}} \cdot k_{Temp} \cdot \eta_{PCU} \cdot \eta_{OL}$$

con:

$P_{fv,i}$ = potenza elettrica prodotta, considerando la radiazione orientata nell'i-esima direzione[p.u.]

G_i = radiazione su un piano inclinato di 25°, orientata nell' i-esima direzione [W/m²]

$G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$

$\eta_{PCU} = \eta_{MPPT} \cdot \eta_{DC-AC}$;

dove:

$\eta_{MPPT} = 0.99$

$\eta_{DC-AC} = 0.96$

η_{OL} = rendimento che tiene conto di altri fattori, quali sporcizia, riflessione vetro, mismatch delle curve corrente-tensione (I - V), perdite nei cavi e nei circuiti, pari a 0.92

$k_{Temp} = 1 + \gamma_{Pm} \cdot (T_{cella} - 25^\circ\text{C})$;

dove:

γ_{Pm} = fattore di perdita legato alla temperatura della cella fotovoltaica, assunto pari a -0.0045

T_{cella} = temperatura della cella; $T_{cella} = T_{amb} + (NOCT-20) \cdot \frac{G}{800} [^\circ\text{C}]$

T_{amb} = temperatura dell'aria esterna ottenuta dal database del sito web SoDa [°C]

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) = 50 °C

Si precisa che nelle simulazioni effettuate (eccetto le simulazioni X e Y), i cui risultati sono riportati nel capitolo II, la produzione di potenza elettrica è data dalla somma di tre contributi:

$$P_{pv} = P_{fv,SUD} \cdot P_{n,SUD} + P_{fv,EST} \cdot P_{n,EST} + P_{fv,OVEST} \cdot P_{n,OVEST}$$

con:

$P_{n,SUD} = 3.6 \text{ kW}$

$P_{n,EST} = 1.8 \text{ kW}$

$P_{n,OVEST} = 1.8 \text{ kW}$

Si precisa che nella simulazione III, in cui si considera di utilizzare la sala riunioni unicamente di mattina, e nella simulazione IV, in cui si è assunto di usufruire di tale ambiente unicamente nelle ore pomeridiane, sono state assunte le seguenti potenze nominali per gli impianti fotovoltaici rispettivamente della sala studio e della sala riunioni:

Simulazione III: $P_{n,SUD} = 3.6 \text{ kW}$ e $P_{n,EST} = 3.6 \text{ kW}$;

Simulazione IV: $P_{n,SUD} = 3.6 \text{ kW}$ e $P_{n,OVEST} = 3.6 \text{ kW}$.

Per quanto riguarda i carichi si è proceduto come segue in entrambe le aree dell'edificio.

I carichi relativi all'illuminazione e all'uso di dispositivi elettrici sono stati generati grazie all'utilizzo del software di programmazione illuminotecnica *Dialux*, tramite il quale è stato possibile ottenere i profili di carico di un giorno a cielo sereno e di un giorno a cielo coperto per ciascun mese dell'anno. A partire da tali dati è stato elaborato anche il profilo di carico di un giorno a cielo misto per ciascun mese, ottenuto come media aritmetica dei valori dei due profili di carico ottenuti dal software. Al fine di ottenere l'andamento annuale dei carichi (con intervallo temporale orario) è stata utilizzata la statistica ISTAT relativa agli anni 2000/2002, grazie alla quale è stato elaborato il profilo annuale dei carichi illuminotecnici a partire dai profili di carico tipici di ogni mese [7]. La statistica ISTAT riporta per ogni stagione dell'anno il numero di giorni a cielo sereno, coperto e misto registrati a Torino. Elaborando tali dati in valori percentuali è stato ottenuto che in Primavera (Marzo, Aprile, Maggio) l'andamento è il seguente: 46% giorni con cielo sereno, 35% giorni con cielo misto, 19% giorni con cielo coperto; in Estate (Giugno, Luglio, Agosto) 24% giorni con cielo sereno, 55% giorni con cielo misto, 21% giorni con cielo coperto ; in Autunno (Settembre, Ottobre, Novembre) 13% giorni con cielo sereno, 37% giorni con cielo misto, 50% giorni con cielo coperto mentre in Inverno (Dicembre, Gennaio, Febbraio) 66% giorni con cielo sereno, 27% giorni con cielo misto, 7% giorni con cielo coperto.

Le percentuali riportate sono state utilizzate al fine di costruire per ogni mese un profilo di carico che le rispettasse.

I carichi legati al fabbisogno termico sono di natura elettrica, in quanto riguardano il funzionamento di una pompa di calore. Essi sono stati elaborati per ciascun ambiente tramite il programma di simulazione energetica dell'edificio *EnergyPlus*, grazie al quale sono stati ottenuti i valori orari del consumo elettrico della pompa di calore per l'intero anno.

I profili di carico della sala riunioni e della sala studio sono stati fatti variare nel corso dell'analisi dell'impianto.

Di seguito sono riportate le ipotesi considerate per l'elaborazione dei profili di carico.

- È stata considerata un'infiltrazione di aria dai serramenti, costante durante l'intero anno. Il tasso di rinnovo del volume di aria nell'ambiente, espresso in ricambi d'aria all'ora, è stato posto pari a 0.15.
- Non potendo conoscere a priori quale sistema verrà effettivamente installato, è stato considerato un impianto di ventilazione naturale. Facendo riferimento alla normativa 10339, è stato stimato un ricambio di aria di 10 l/s per persona.
- È stata considerata la schermatura da parte degli edifici circostanti e degli alberi.
- È stata prevista la chiusura della sala riunioni e della sala studio durante i weekend, le feste natalizie, previste dal 24/12 al 07/01, e l'intero mese di Agosto. Il sistema HVAC è stato ipotizzato spento dal 1° al 30 Agosto, mentre durante i weekend e le vacanze natalizie funziona con una Temperatura di SetPoint minore (15° anziché 21°).

- È stato considerato un periodo di riscaldamento esteso rispetto a quanto previsto dalla normativa italiana per la zona climatica E; si è ipotizzato di riscaldare l'edificio dal 1° Ottobre al 30 Aprile e raffreddarlo dal 1° Maggio al 30 Settembre.
- In entrambi gli ambienti sono state previste postazioni PC, ciascuna con potenza nominale pari a 100 W, funzionanti all'80 % della potenza nominale. Ciascun ambiente può ospitare al massimo 8 postazioni.
- L'illuminazione della sala studio include 10 lampade con potenze nominali pari a 30 W per un totale di 300 W.
- Nella sala riunioni sono previste 10 lampade con potenza nominale pari a 21 W per un totale di 210 W; è presente inoltre un proiettore con potenza nominale di 150 W, funzionante alla 50 % della potenza nominale nelle ore di funzionamento della sala.
- La conversione di energia termica in elettrica è stata effettuata considerando valori fittizi del COP della pompa di calore per il riscaldamento e il raffreddamento; i valori utilizzati sono rispettivamente 3 e 3,5.
- La pompa di calore, dimensionata a partire dalle condizioni più sfavorevoli, presenta potenze nominali pari a 1.5 kW per la sala studio e 1.3 kW per la sala riunioni.

Di seguito sono riportate una figura illustrativa dell'edificio e la planimetria dello stesso.

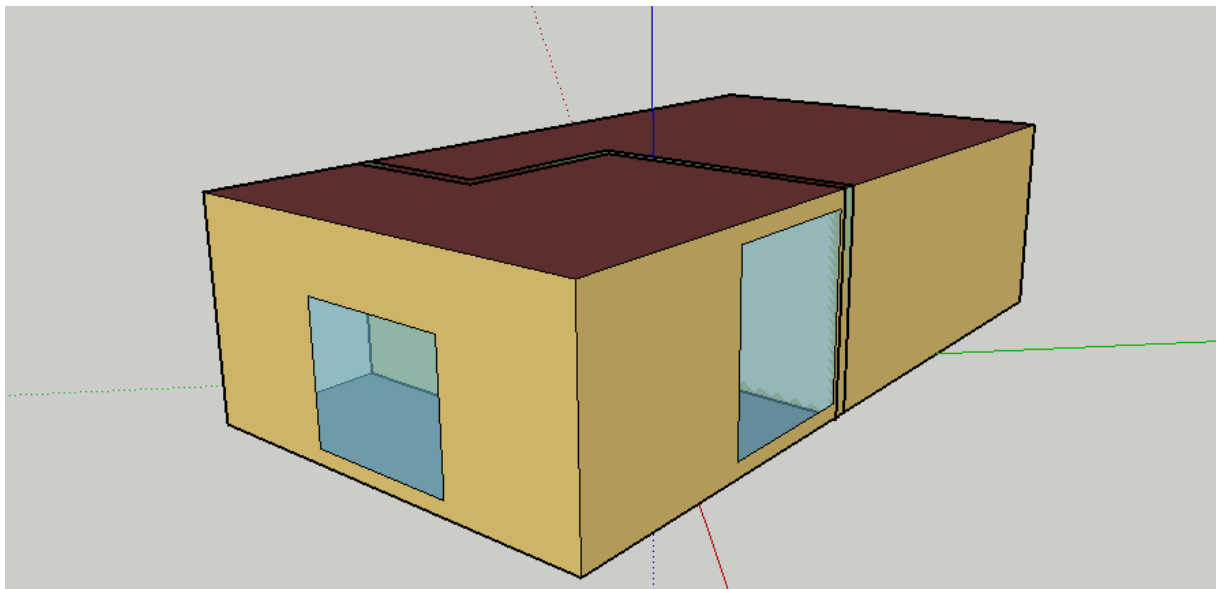


Figura 2. Edificio in 3D.

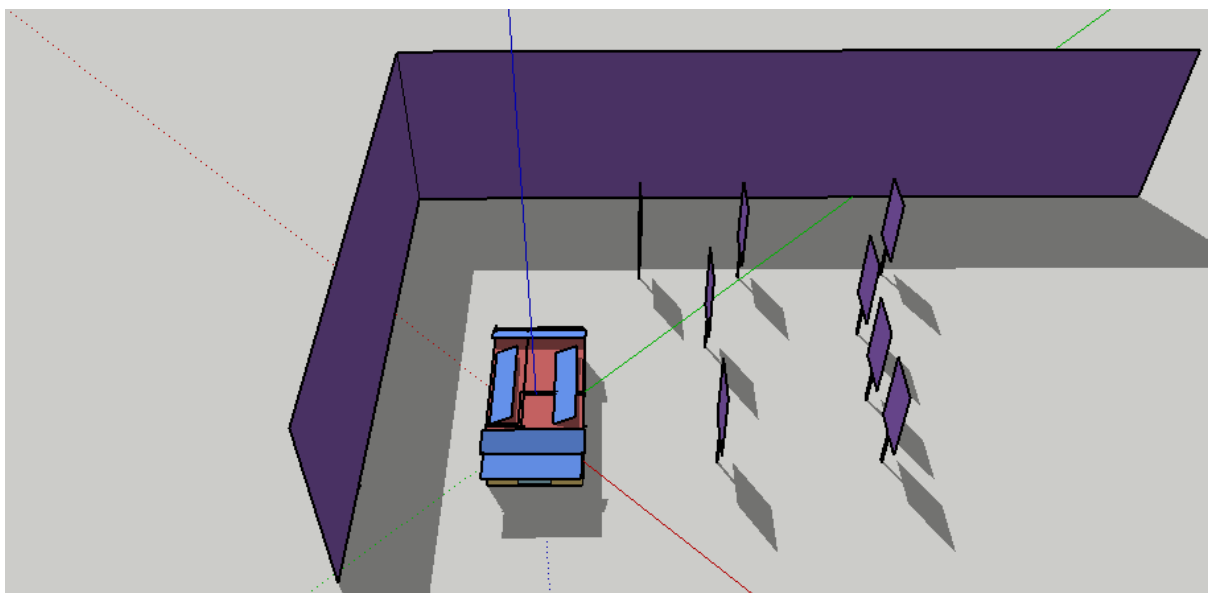


Figura 3. Rappresentazione 3D su SketchUP.

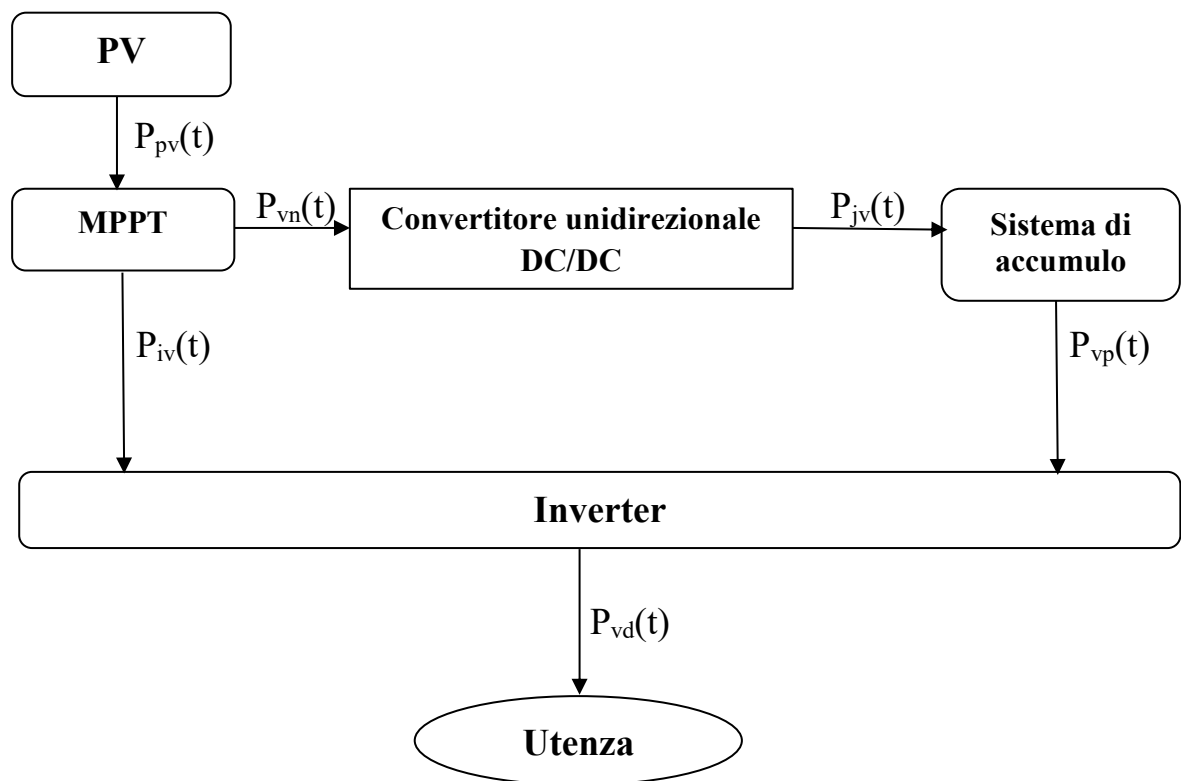


Figura 4. Planimetria dell'edificio.

Capitolo II

Implementazione del modello OFF-GRID in *AIMMS*

Lo schema di seguito riportato rappresenta schematicamente la configurazione in isola della microrete implementata in Aimms.



Schema del sistema e flussi semplificati.

Dati (input) del modello

$\Delta t = 1$ Intervallo temporale [h].

$\eta_{conv} = 0.95$ Efficienza del convertitore (carica batteria) [-].

$\eta_{inv} = 0.9$ Efficienza dell'inverter [-].

Dati della batteria

$V = 50$	Tensione nominale della batteria [V].
$a = 2$	Massima velocità di carica [A/Ah].
$k = 10.62$	Costante di velocità della batteria [1/h].
$t_s = 1$	Tempo di carica (e scarica) della batteria [h].
$c = 0.5988$	Indice di capacità di una batteria agli ioni di litio [-].
$\eta_B = 0.89$	Efficienza della batteria [-].
$S_j = 0.1$	Minimo stato di carica della batteria [p.u.].
$N = 1$	Numero di batterie.

Dati relativi alla produzione e consumo di energia

P_{v1}	Produzione dell'impianto fotovoltaico orientato a Sud [p.u.].
P_{v2}	Produzione dell'impianto fotovoltaico orientato a Est [p.u.].
P_{v3}	Produzione dell'impianto fotovoltaico orientato a Ovest [p.u.].
$P_{n1} = 3.6 \text{ kW}$	Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico orientato a Sud.
$P_{n2} = 1.8 \text{ kW}$	Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico orientato a Est.
$P_{n3} = 1.8 \text{ kW}$	Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico orientato a Ovest.
Load_1	Domanda relativa agli utenti della sala studio [kW].
Load_2	Domanda relativa agli utenti della sala riunioni [kW].

Per quanto riguarda i valori dei parametri del modello cinetico, k e c , sono stati assunti valori ottimali tali per cui l'accuratezza della simulazione sia elevata [8].

Considerando l'ampiezza del periodo che si intende analizzare (1 anno) si è ritenuto opportuno considerare 1h come intervallo temporale. Per quanto riguarda il funzionamento della batteria è stato implementato il modello cinetico che prevede variabili quali $E_d(t)$, $E_b(t)$, $E_{dis}(t)$, $E_{char}(t)$, $E_1(t)$, $E_2(t)$, E_3 , di seguito esemplificate.

Variabili:

- $P_{vn}(t)$ Potenza dal MPPT al convertitore DC/DC al tempo t.
- $P_{jv}(t)$ Potenza dal convertitore DC/DC alla batteria al tempo t.
- $P_{vp}(t)$ Potenza dalla batteria all'inverter al tempo t.
- $P_{iv}(t)$ Potenza dal MPPT all'inverter al tempo t.
- $P_{vd}(t)$ Potenza dall'inverter all'utenza al tempo t.
- $E_j(t)$ Energia presente nella batteria al tempo t.
- $E_d(t)$ Energia disponibile nella batteria al tempo t.
- $E_b(t)$ Energia limite della batteria al tempo t.
- $E_{dis}(t)$ Energia massima che la batteria può cedere al tempo t.
- $E_{char}(t)$ Energia massima che la batteria può assorbire al tempo t.
- $E_1(t)$ Quantità di energia non inferiore a $\eta_B \cdot E_{char}(t) \forall t$.
- $E_2(t)$ Quantità di energia non inferiore a $\eta_B \cdot E_{char}(t) \forall t$.
- E_3 Quantità di energia non inferiore a $\eta_B \cdot E_{char}(t) \forall t$.
- $E_{B,max}$ Capacità della batteria in kWh.
- C_n Capacità della batteria in Ah; $C_n = \frac{E_{max} \cdot 1000}{V}$.
- I Massima intensità di corrente della batteria[A]. $I = \frac{C_n}{ts}$.

Vincoli:

Il vincolo (1) assicura che la domanda sia sempre soddisfatta.

$$P_{vd}(t) = Load_1(t) + Load_2(t) \quad \forall t \quad (1)$$

I vincoli (2) e (3) sono stati implementati per tenere conto delle perdite di energia dovute all'efficienza dell'inverter e all'efficienza del convertitore.

$$P_{vd}(t) = \eta_{in} \cdot (P_{iv}(t) + P_{vp}(t)) \quad \forall t \quad (2)$$

$$P_{vn}(t) \cdot \eta_{conv} = P_{jv}(t) \quad \forall t \quad (3)$$

Il seguente vincolo riguarda la disponibilità della risorsa rinnovabile.

$$P_{iv}(t) + P_{vn}(t) \leq P_{v1}(t) \cdot P_{n1} + P_{v2}(t) \cdot P_{n2} + P_{v3}(t) \cdot P_{n3} \quad \forall t \quad (4)$$

Il vincolo (5) definisce il valore iniziale dell'energia presente nella batteria E_j mentre il vincolo (6) concerne il valore iniziale dell'energia disponibile E_d [9].

$$E_j(t) = E_{B,max} \quad \forall t = 0 \quad (5)$$

$$E_d(t) = c \cdot E_{B,max} \quad \forall t = 0 \quad (6)$$

La batteria non può avere un contenuto inferiore al valore minimo, dunque è stato imposto il vincolo (7).

$$E_j(t) \geq S_j \cdot E_{B,max} \quad \forall t \quad (7)$$

I seguenti vincoli definiscono l'energia disponibile e limite secondo il modello cinetico. La carica totale è data dalla somma dei due contributi [3].

$$E_j(t) = E_d(t) + E_b(t) \quad \forall t \quad (8)$$

$$E_d(t) = \frac{E_d(t-1) \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + (E_j(t-1) \cdot k \cdot c - P(t-1)) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{k} +$$

$$+ \frac{P(t-1) \cdot c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} \quad \forall t > 0 \quad (9)$$

$$E_b(t) = E_b(t-1) \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + E_j(t-1) \cdot (1-c) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t}) +$$

$$+ \frac{P(t-1) \cdot (1-c) \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} \quad \forall t > 0 \quad (10)$$

con

$$P(t) = P_{jv}(t) - P_{vp}(t) \quad \forall t \quad (11)$$

Il vincolo (12) tiene conto della perdita di energia dovuta al processo di scarica η_B .

$$P_{vp}(t) \cdot \Delta t \leq E_{dis}(t) \cdot \eta_b \quad \forall t \quad (12)$$

$$E_{dis}(t) = \frac{E_d(t) \cdot k \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + E_j(t) \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad \forall t \quad (13)$$

Il vincolo (13) contiene la formula di massima scarica dove $E_{dis}(t)$, definita in accordo con il modello cinetico, rappresenta l'energia massima che la batteria può cedere nell'istante temporale t [10].

Per quanto riguarda la fase di carica, il vincolo (14) contiene la formula di massima carica dove $E_{char}(t)$, definita dal valore minimo dei termini $E_1(t)$, $E_2(t)$ e E_3 , rappresenta l'energia massima che la batteria può assorbire nell'istante temporale t . Al fine di rispettare l'equazione (15) sono stati implementati tre vincoli separati, ognuno dei quali si riferisce ad una variabile (19), (20), (21).

$$P_{jv}(t) \cdot \Delta t \leq E_{char}(t) \quad \forall t \quad (14)$$

$$E_{char}(t) = \frac{\text{Min}(E_1(t), E_2(t), E_3)}{\eta_B} \quad \forall t \quad (15)$$

con

$$E_1(t) = \frac{E_{B,max} \cdot k \cdot c - E_d(t) \cdot k \cdot e^{-k \cdot \Delta t} - E_j(t) \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad \forall t \quad (16)$$

$$E_2(t) = \frac{(1 - e^{-a \cdot \Delta t}) \cdot (E_{B,max} - E_j(t))}{\Delta t} \quad \forall t \quad (17)$$

$$E_3 = \frac{N \cdot I \cdot V}{1000} \quad (18)$$

$$E_{char} \leq \frac{E_1(t)}{\eta_B} \quad \forall t \quad (19)$$

$$E_{char} \leq \frac{E_2(t)}{\eta_B} \quad \forall t \quad (20)$$

$$E_{char} \leq \frac{E_3}{\eta_B} \quad \forall t \quad (21)$$

Funzione obiettivo

La funzione obiettivo che si intende minimizzare è $E_{B,\max} + \sum_t (E_{B,\max} - E_j(t))$.

Tale funzione permette di trovare la minima capacità della batteria mantenendo il massimo stato di carica possibile della batteria in ogni istante temporale t .

Simulazione I – Autonomia del sistema nel worst case.

Inizialmente sono state effettuate simulazioni considerando 8 persone (e dunque 8 postazioni computer) sia in sala studio che in sala riunione. Per entrambi gli ambienti è stato considerato un periodo di utilizzo di 8 ore: dalle 09:00 alle 17:00. Dovendo dimensionare il sistema di accumulo è stato considerato il *worst case*: per ogni giorno feriale, in ciascun ambiente, è stata considerata la presenza di 8 persone durante l'intero periodo di utilizzo previsto.

Considerazioni

I risultati mostrano con evidenza la difficoltà di rendere autonomo il sistema: qualora l'edificio offra 16 postazioni per 8 h al giorno, la capacità energetica richiesta al sistema di accumulo supera i 300 kWh.

Le figure 5 e 11, di seguito riportate, illustrano quali sono i mesi in cui il sistema si trova in condizioni critiche; in particolare, si evince che i mesi più sfavorevoli sono Gennaio, Febbraio, Novembre e Dicembre. Nei mesi restanti, lo stato di carica del sistema di accumulo rimane quasi costantemente pari a uno. Dunque, risulta evidente che una notevole quantità di energia, prodotta dai pannelli fotovoltaici, rimane inutilizzata in quanto non può essere immagazzinata quando il sistema di accumulo è completamente carico.

Tale energia è individuabile dal confronto delle figure 6 e 10, 12 e 16, di seguito mostrate; in particolare, considerando l'anno 2005, l'eccesso di energia ammonta al 48%, che equivale a 4315 kWh mentre facendo riferimento all'anno successivo non viene utilizzato il 49% dell'energia prodotta, corrispondente a 4453 kWh.

Inoltre, osservando le figure 8 e 9, 14 e 15, di seguito esposte, si nota che i flussi di potenza dalla batteria all'inverter e dal sistema fotovoltaico alla batteria sono concentrati principalmente nel periodo invernale: tali grafici confermano quanto osservato sopra. Si evidenzia che durante l'intero mese di Agosto tutta l'energia prodotta non viene utilizzata.

La prima simulazione effettuata è relativa al profilo di generazione della risorsa rinnovabile dell'anno 2005. Nella tabella, di seguito riportata, N_{PERS} rappresenta il numero di persone presenti in ciascun ambiente, T_U è il tempo di utilizzo, $P_{\text{PV,TOT}}$ è la potenza nominale dell'intero impianto fotovoltaico, $P_{\text{n,SS}}$ e $P_{\text{n,SR}}$ sono rispettivamente le potenze nominali dei carichi relativi alla sala studio ed alla sala riunioni; infine, $E_{\text{B,max}}$ è la capacità energetica necessaria al sistema per essere autonomo.

N_{PERS}	T_U [h]	$P_{\text{PV,TOT}}$ [kW]	$P_{\text{n,SS}}$ [kW]	$P_{\text{n,SR}}$ [kW]	$E_{\text{B,max}}$ [kWh]
8	8	7.2	2.6	2.5	320

Tabella 1 Riassunto della simulazione I riferito all'anno di produzione 2005.

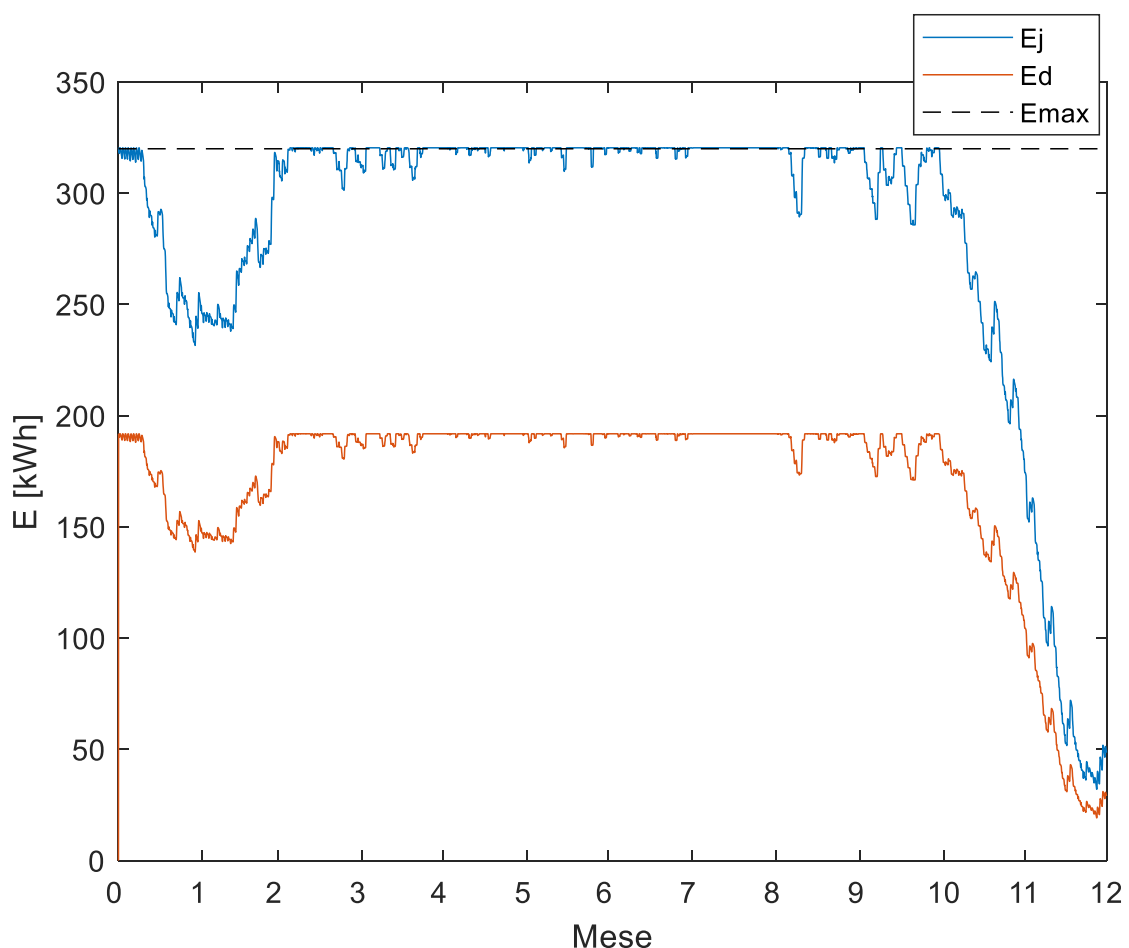


Figura 5 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e disponibile E_d

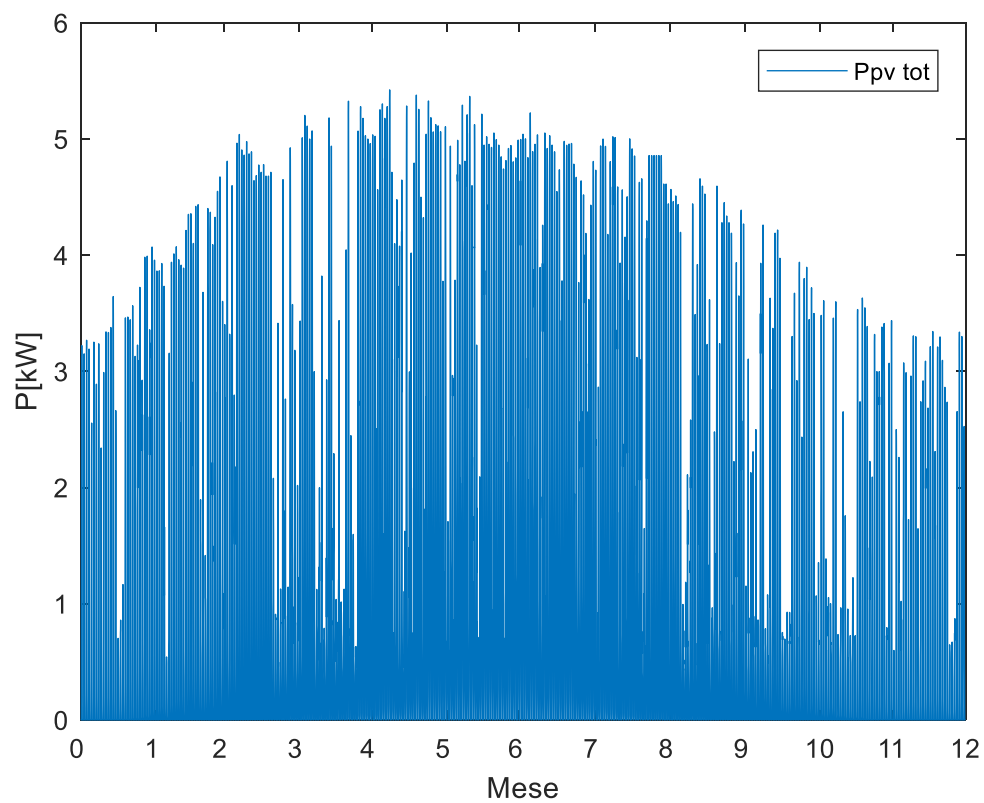


Figura 6 Produzione fotovoltaica relativa all'anno 2005

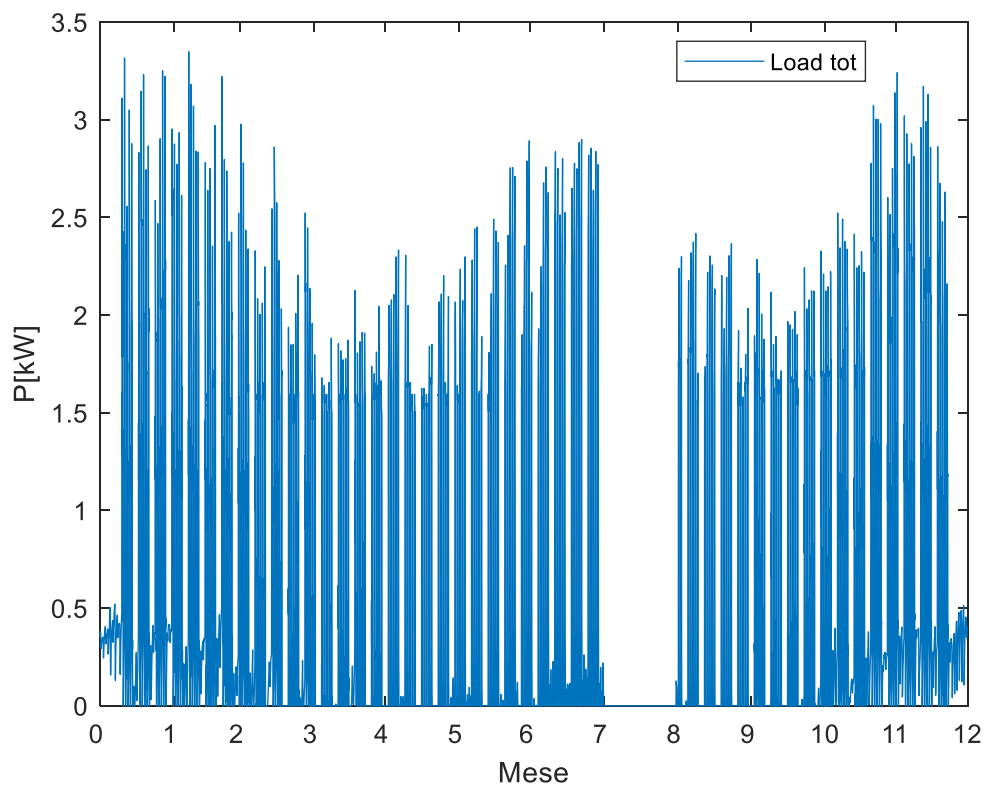


Figura 7 Carico totale dell'edificio

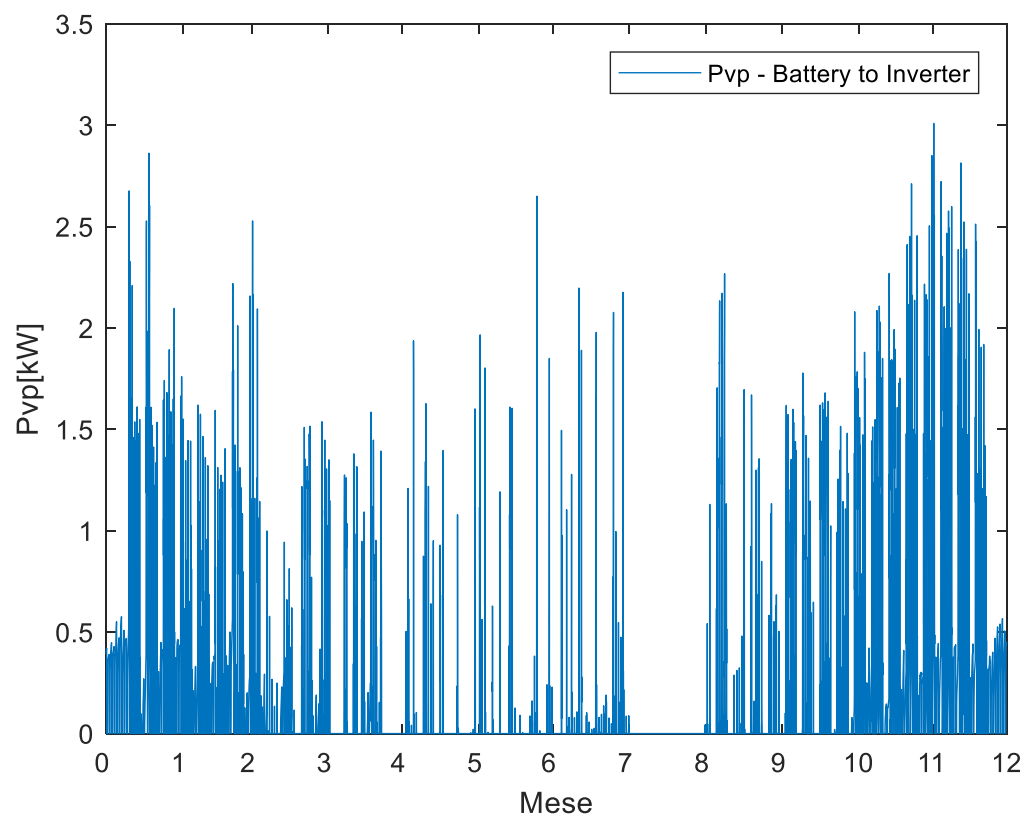


Figura 8 Flusso di potenza dalla batteria all'inverter

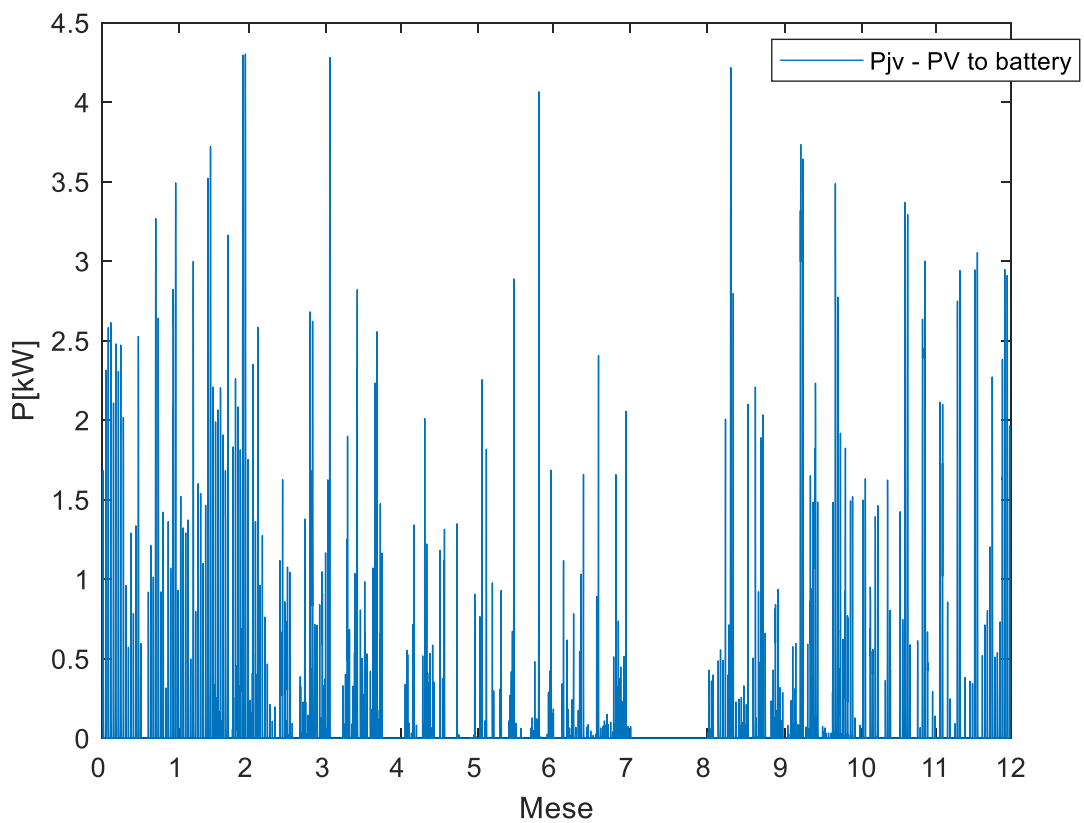


Figura 9 Flusso di potenza dal convertitore alla batteria

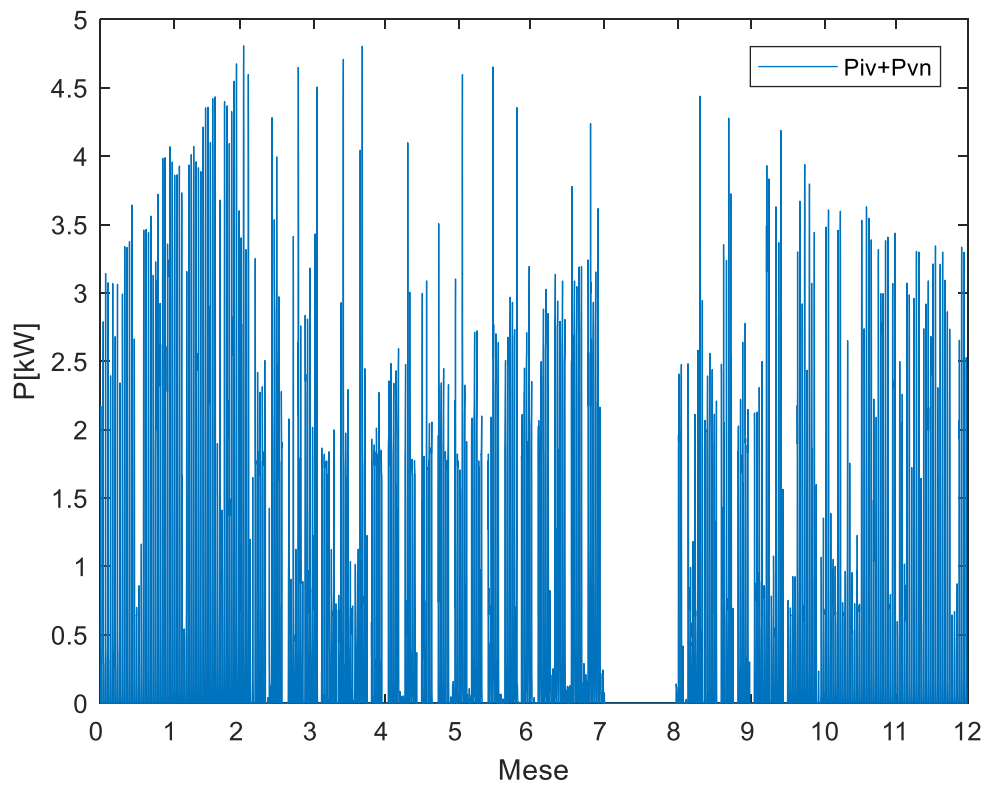


Figura 10 Flusso di potenza dai pannelli fotovoltaici all'utenza e/o alla batteria

Utilizzando i medesimi profili di carico, sopra esemplificati, è stata eseguita una simulazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'anno 2006. I risultati sono di seguito riportati.

N_{PERS}	T_U [h]	$P_{\text{PV,TOT}}$ [kW]	$P_{\text{n,SS}}$ [kW]	$P_{\text{n,SR}}$ [kW]	$E_{\text{B,max}}$ [kWh]
8	8	7.2	2.6	2.5	366

Tabella 2 Riassunto della simulazione I riferito all'anno di produzione 2006.

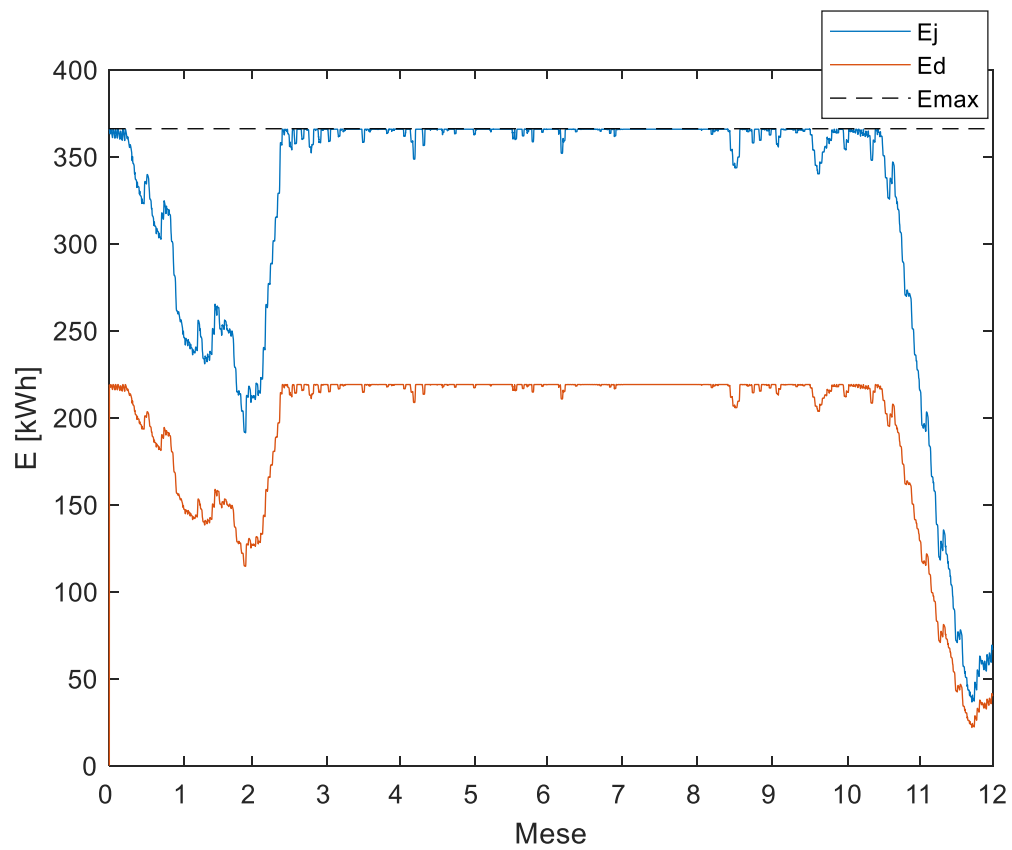


Figura 11 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e disponibile E_d

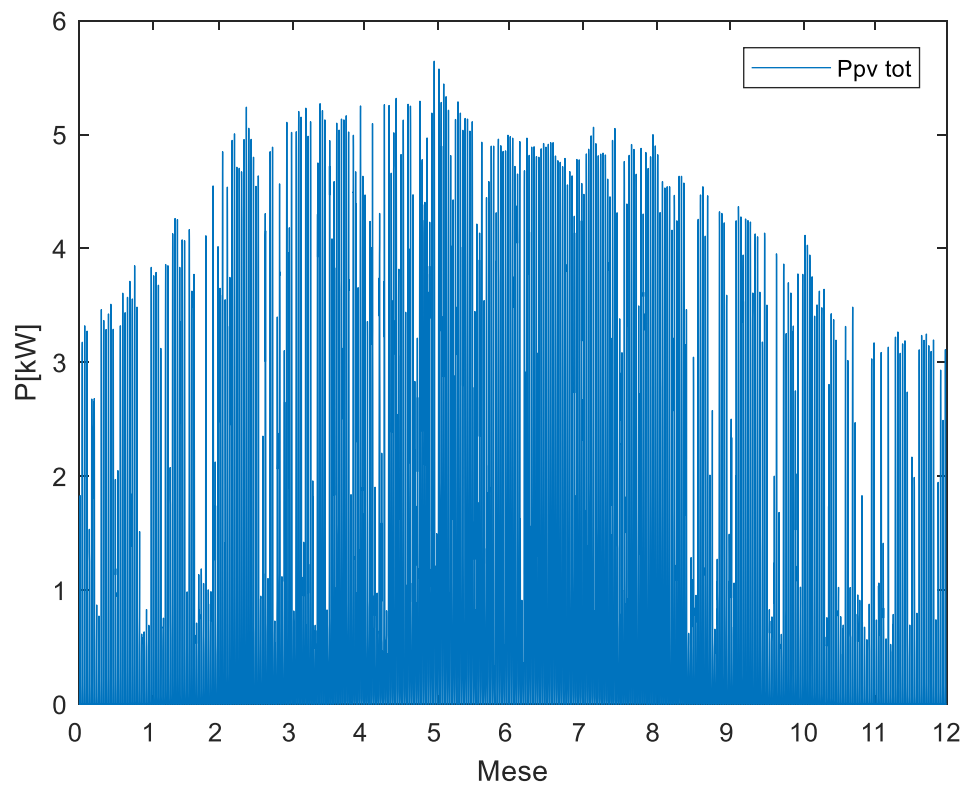


Figura 12 Produzione fotovoltaica relativa all'anno 2006

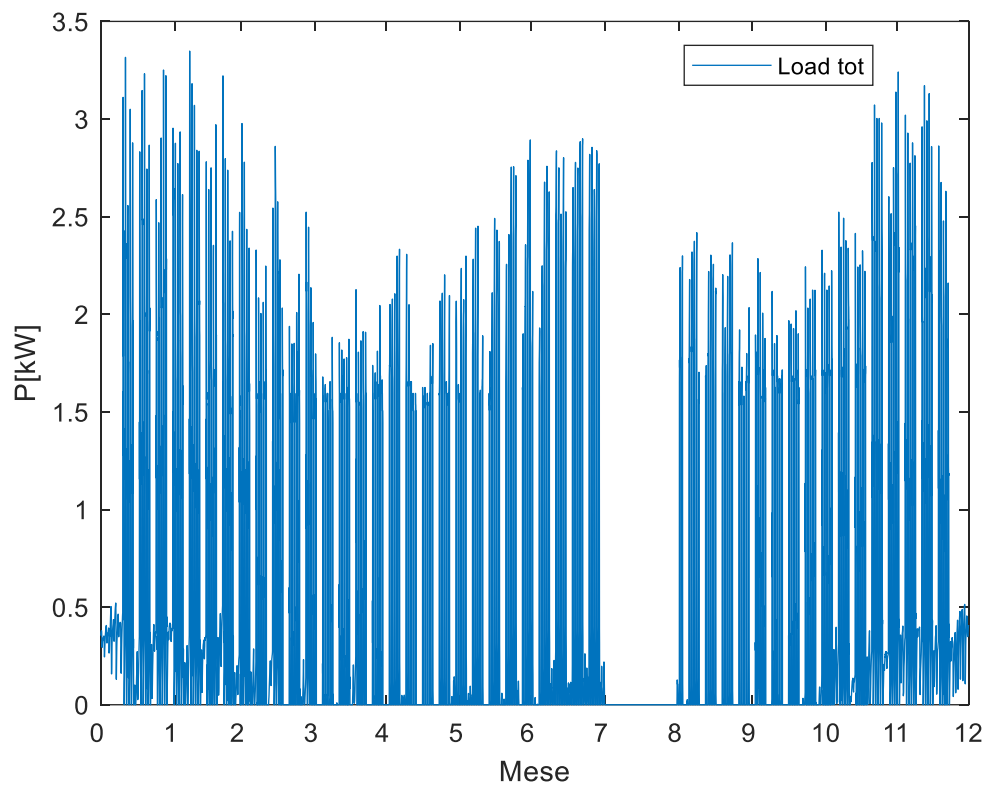


Figura 13 Carico totale dell'edificio

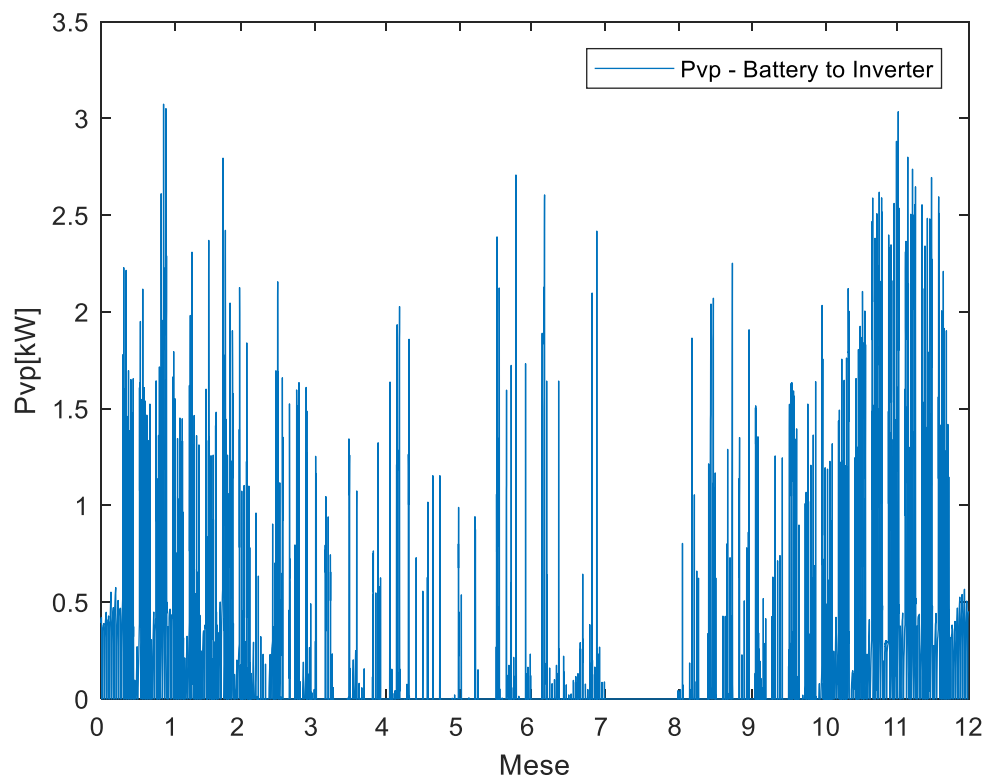


Figura 14 Flusso di potenza dalla batteria all'inverter

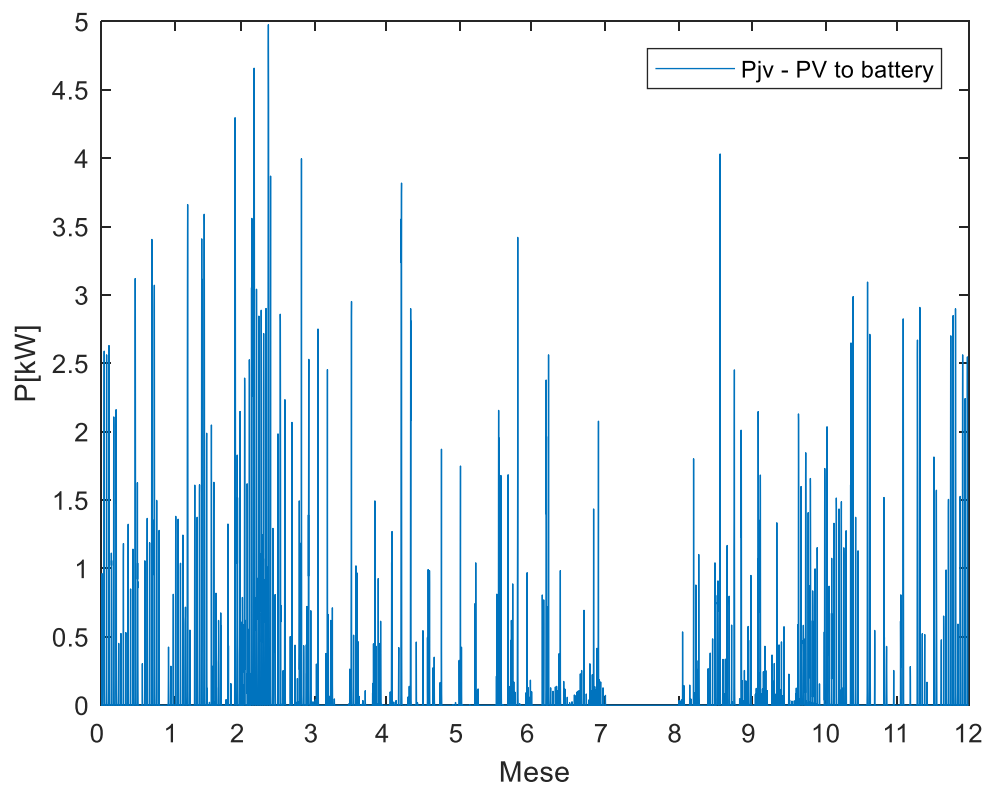


Figura 15 Flusso di potenza dal convertitore alla batteria

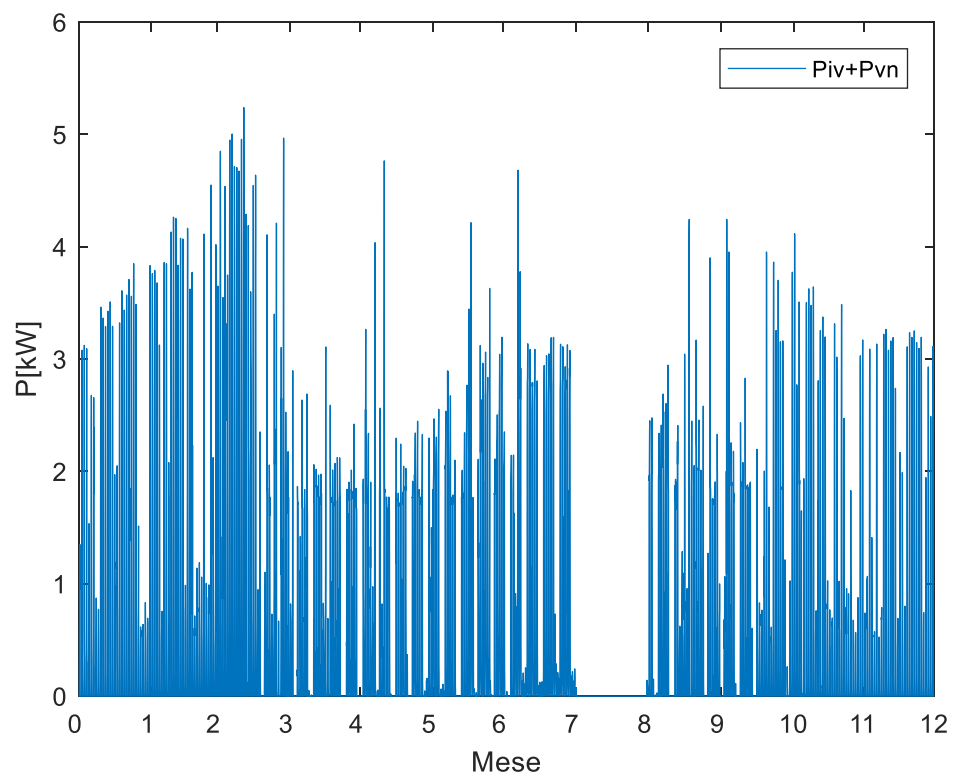


Figura 16 Flusso di potenza dai pannelli fotovoltaici all'utenza e/o alla batteria

Simulazione II – Autonomia con riduzione dei carichi

Considerazioni

Come conseguenza dei risultati ottenuti dalla simulazione I, si è proceduto riducendo i carichi in termini di postazioni disponibili e tempo di utilizzo. Sono state considerate 4 persone in sala studio, sempre presenti dalle 09:00 alle 17:00, e 8 persone in sala riunioni presenti solamente 3 ore al giorno. Si è pensato di rendere disponibile quest'ultimo ambiente per riunioni mattutine (dalle 09:00 alle 12:00) o per riunioni pomeridiane (dalle 12:00 alle 15:00); ogni giorno è possibile usufruire della sala riunioni per un'unica fascia oraria.

Tale riduzione permette di garantire l'autonomia del sistema, con una capacità energetica della batteria notevolmente inferiore a quanto ottenuto nella simulazione precedente; tuttavia, risulta evidente che i due anni considerati per la produzione fotovoltaica generino risultati estremamente differenti. Facendo riferimento alla produzione fotovoltaica dell'anno 2006, la capacità energetica richiesta al sistema di accumulo, risulta essere 154 kWh che corrisponde alla capacità energetica della batteria riferita all'anno di produzione 2005, incrementata del 150 %.

Il motivo per cui i risultati delle due simulazioni risultino molto diversi è dovuto al fatto che a differenza dell'anno 2005, nel 2006 ci sono stati diversi giorni con cielo coperto nel periodo compreso tra il 15/11/06 e il 10/12/06. Di seguito è riportato l'andamento di produzione di energia elettrica di Novembre e Dicembre relativo al 2005 e al 2006, nonché i profili di carico della sala riunioni e dell'aula studio, utilizzati nella prima simulazione.

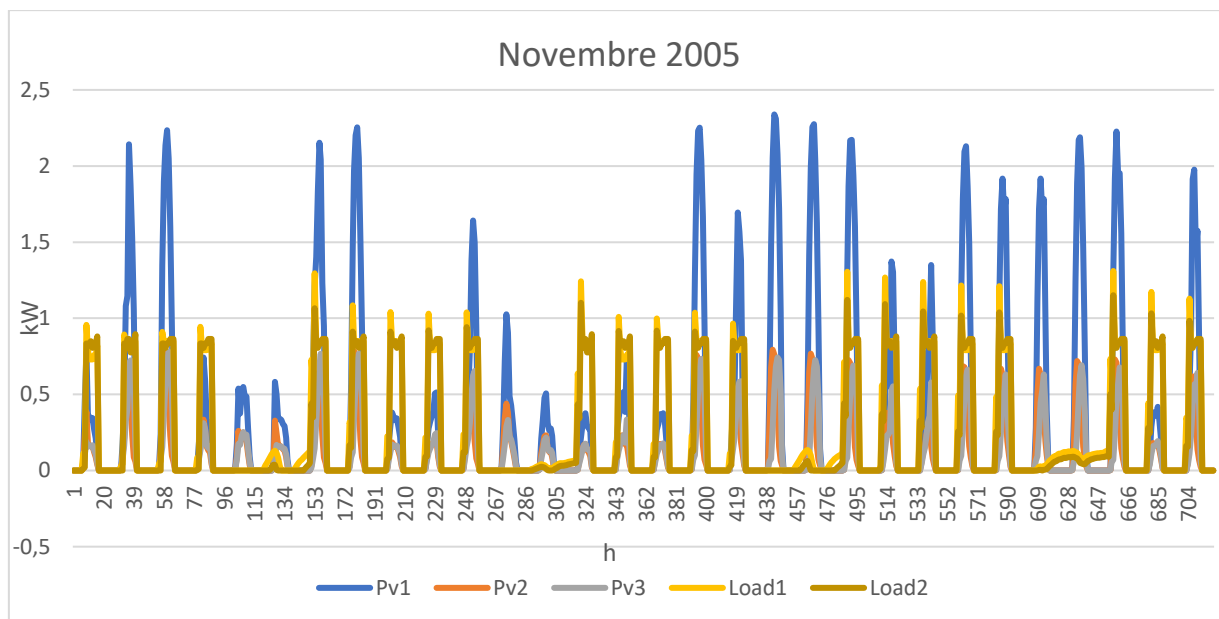


Figura 17 Andamento dei carichi e della produzione fotovoltaica relativa al mese di Novembre 2005

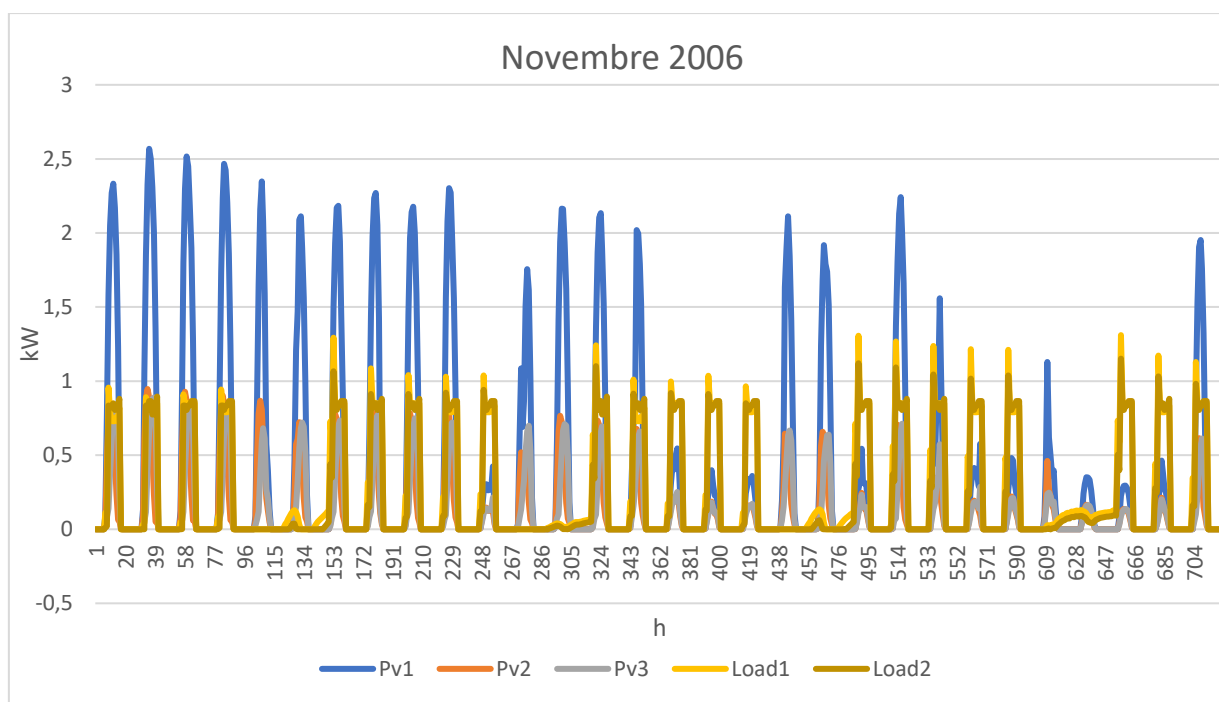


Figura 18 Andamento dei carichi e della produzione fotovoltaica relativa al mese di Novembre 2006

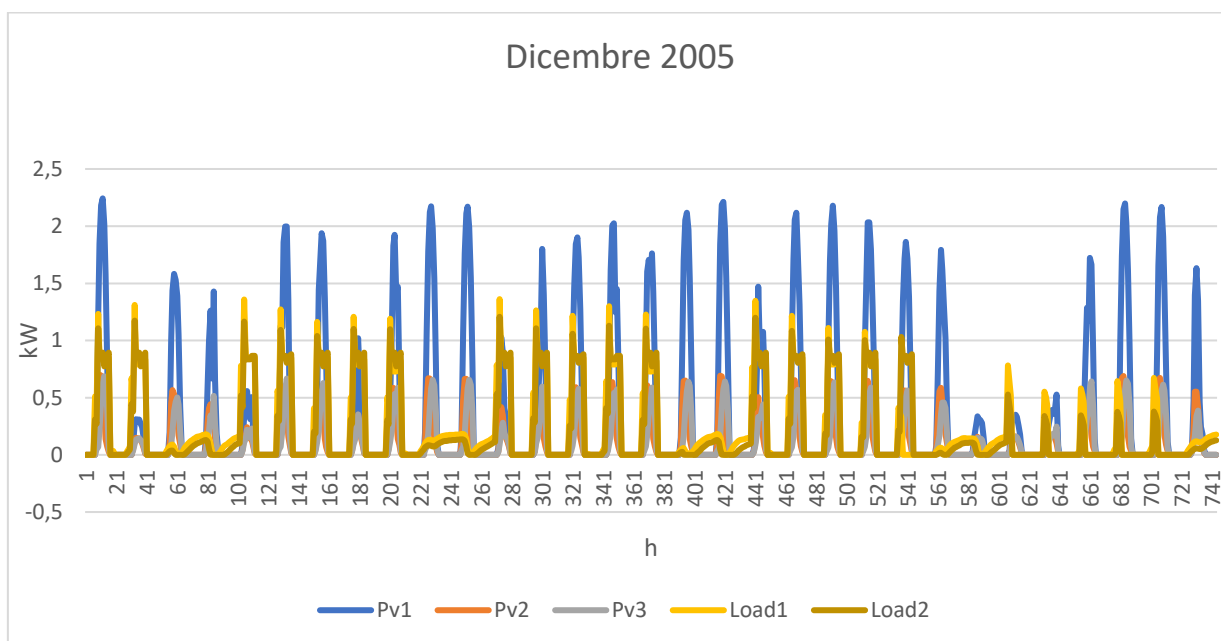


Figura 19 Andamento dei carichi e della produzione fotovoltaica relativa al mese di Dicembre 2005

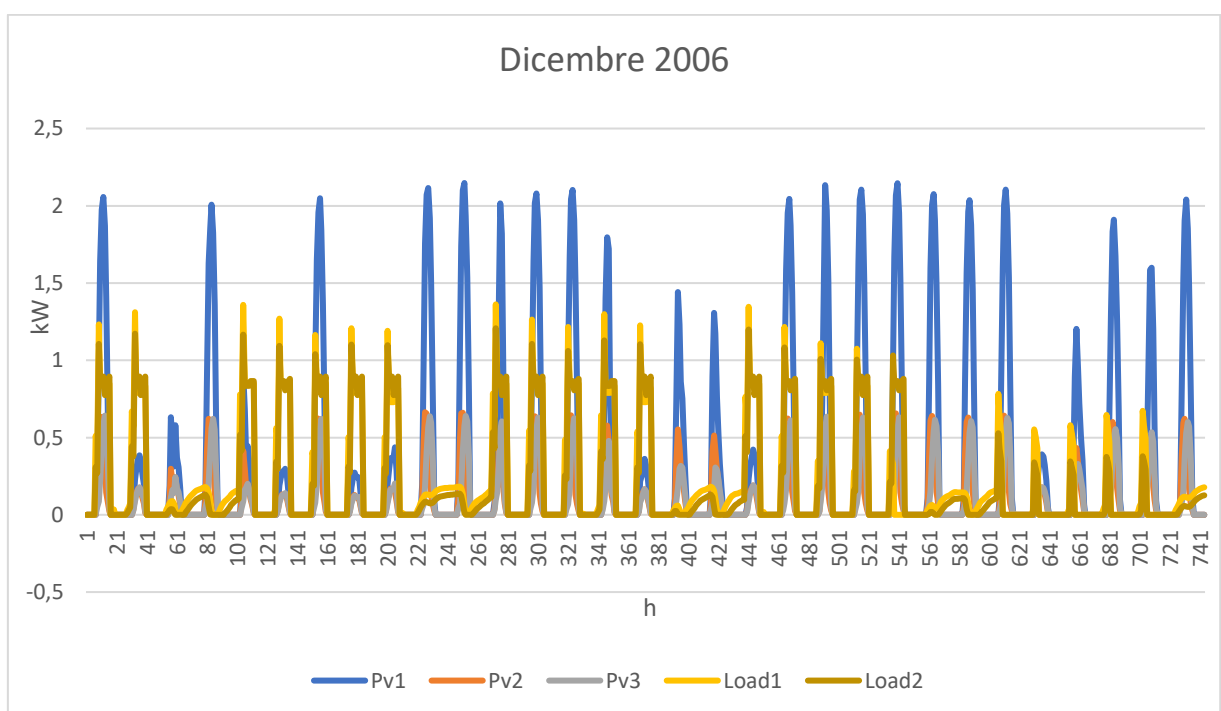


Figura 20 Andamento dei carichi e della produzione fotovoltaica relativa al mese di Dicembre 2006

Le figure 21 e 26, di seguito riportate, confermano che i mesi più critici per il funzionamento del sistema sono Gennaio, Febbraio, Novembre e Dicembre.

Anche in questo caso, si rileva un notevole eccesso di energia nei mesi restanti in quanto lo stato di carica del sistema di accumulo rimane quasi costantemente pari a uno.

Dal confronto delle figure 6 e 25, 12 e 30, è visibile la quantità di energia non utilizzata; in particolare, considerando l'anno 2005, essa costituisce circa il 66% dell'energia prodotta, che equivale a 5962 kWh, mentre facendo riferimento all'anno successivo essa ammonta a 6161 kWh, che corrisponde al 68% dell'energia generata.

Risulta evidente che riducendo la capacità energetica della batteria l'eccesso di energia aumenta considerevolmente: diminuendo i carichi, solamente il 30 % dell'energia prodotta viene utilizzata.

Infine, le figure 23 e 24, 28 e 29, di seguito riportate, confermando quanto fino ad ora esposto, mostrano che i flussi di potenza dalla batteria all'inverter e dal sistema fotovoltaico alla batteria sono concentrati principalmente nel periodo invernale; durante l'intero mese di Agosto, quando i carichi sono nulli, tutta l'energia prodotta non viene immagazzinata poiché la batteria ha uno stato di carica unitario.

Utilizzando i valori di generazione relativi al 2005, i risultati ottenuti sono i seguenti:

$N_{PERS,SS}$	$N_{PERS,SR}$	$T_{U,SS}$ [h]	$T_{U,SR}$ [h]	$P_{PV,TOT}$ [kW]	$P_{n,SS}$ [kW]	$P_{n,SR}$ [kW]	$E_{B,max}$ [kWh]
4	8	8	3	7.2	2.2	2.1	62

Tabella 3 Riassunto della simulazione II riferito all'anno di produzione 2005.

Si precisa che, nella tabella riportata, i pedici SS e SR indicano che il parametro fa riferimento rispettivamente alla sala studio ed alla sala riunione.

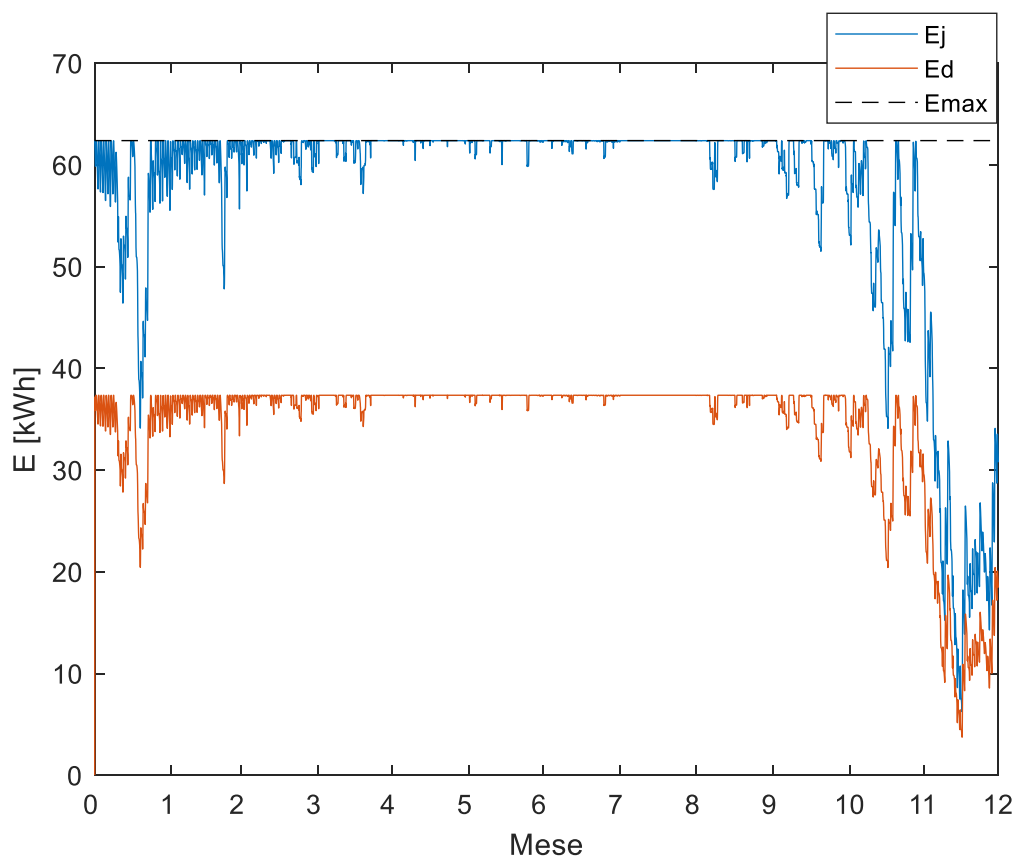


Figura 21 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e disponibile E_d

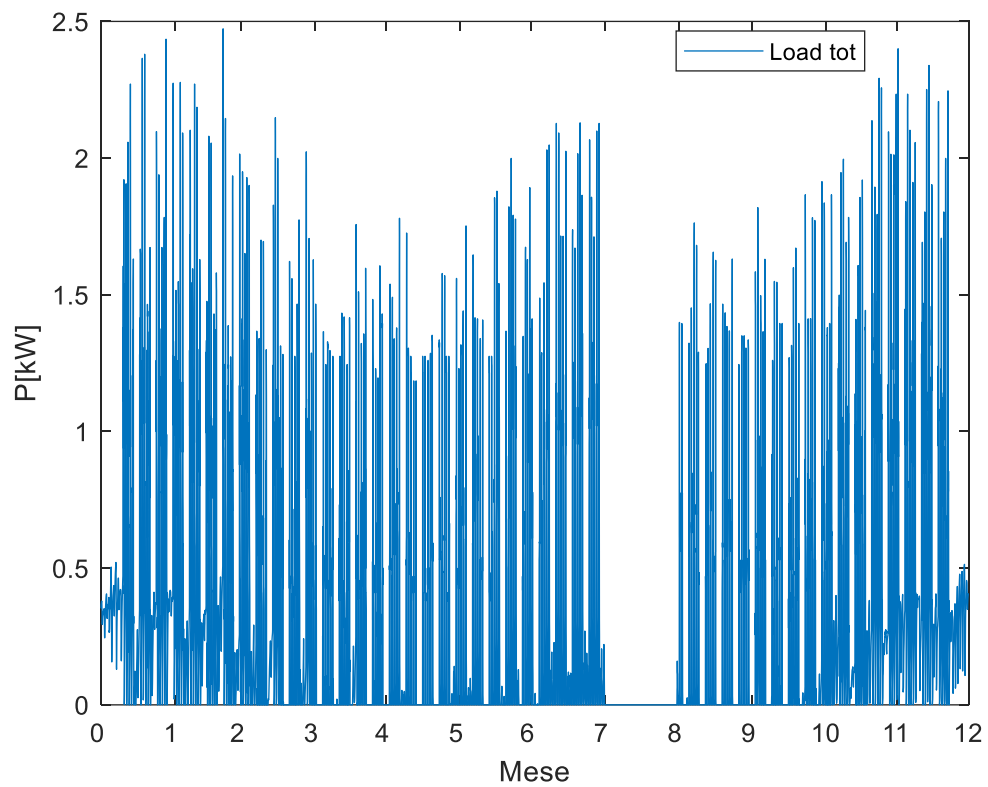


Figura 22 Carico totale dell'edificio

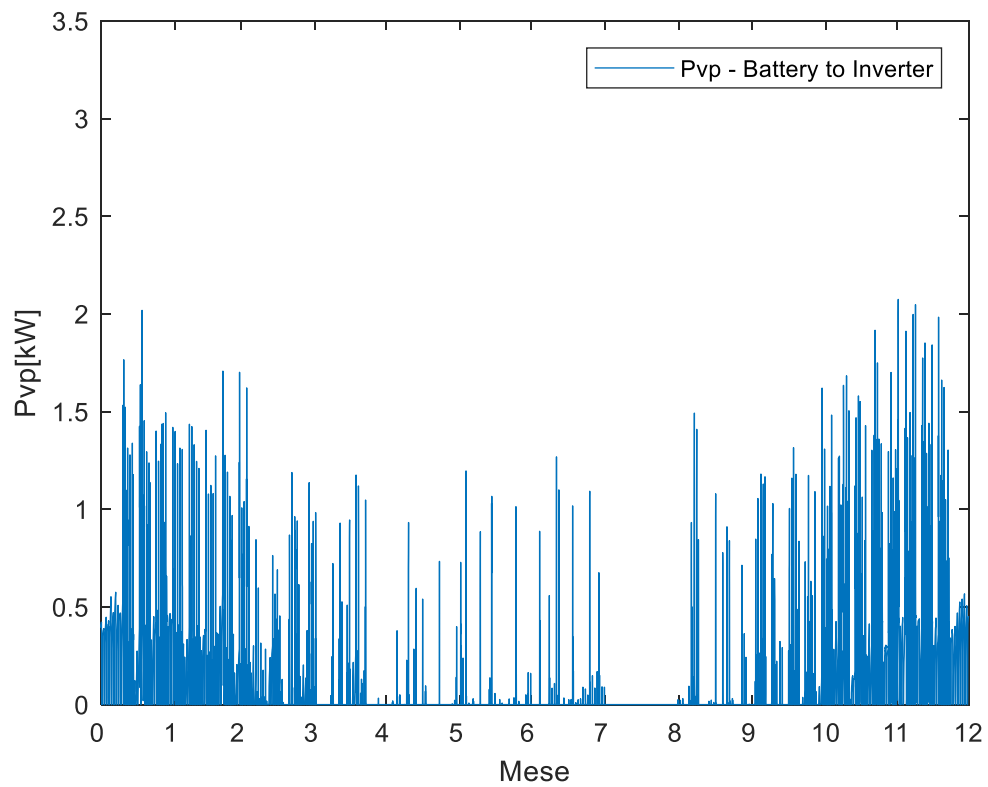


Figura 23 Flusso di potenza dalla batteria all'inverter

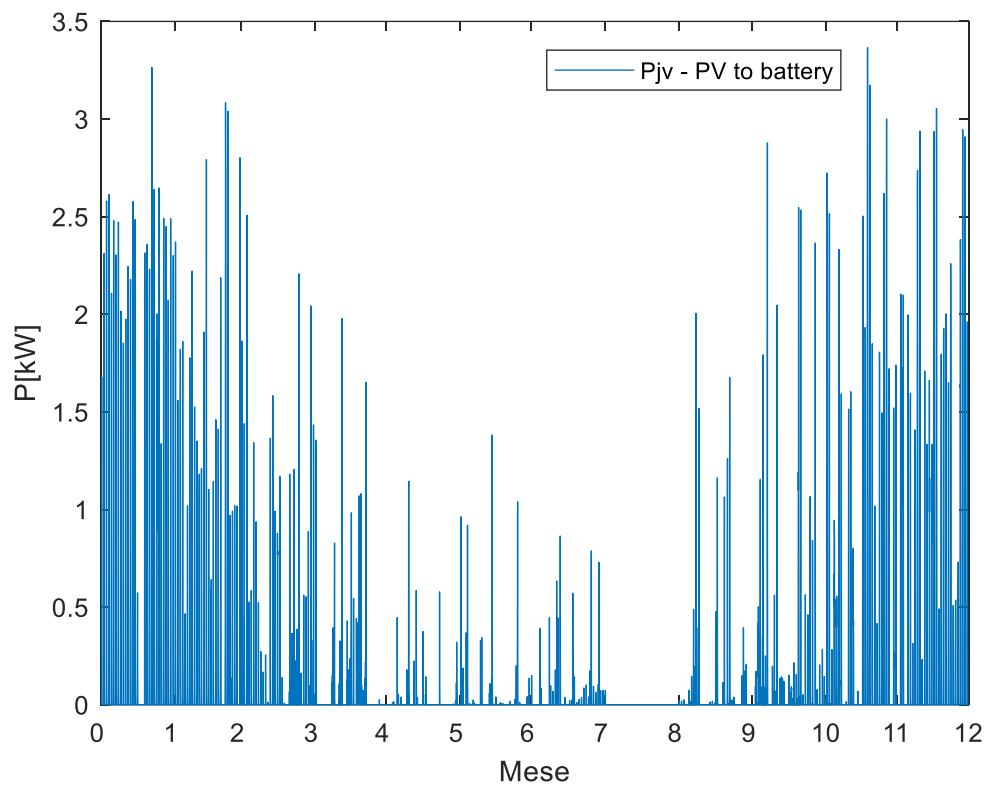


Figura 24 Flusso di potenza dal convertitore alla batteria

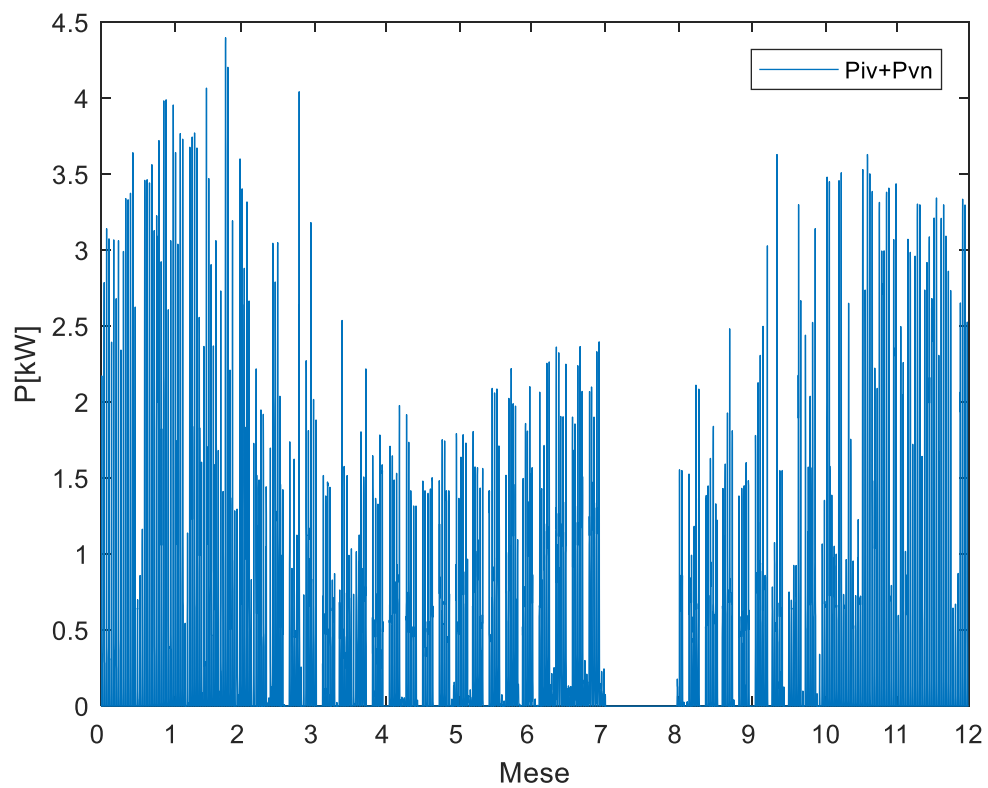


Figura 25 Flusso di potenza dai pannelli fotovoltaici all'utenza e/o alla batteria

Considerando la produzione di energia relativa alla radiazione rilevata all'anno 2006 si è ottenuto:

$N_{\text{PERS,SS}}$	$N_{\text{PERS,SR}}$	$T_{\text{U,SS}}$ [h]	$T_{\text{U,SR}}$ [h]	$P_{\text{PV,TOT}}$ [kW]	$P_{\text{n,SS}}$ [kW]	$P_{\text{n,SR}}$ [kW]	$E_{\text{B,max}}$ [kWh]
4	8	8	3	7.2	2.2	2.1	154

Tabella 4 Riassunto della simulazione II riferito all'anno di produzione 2006.

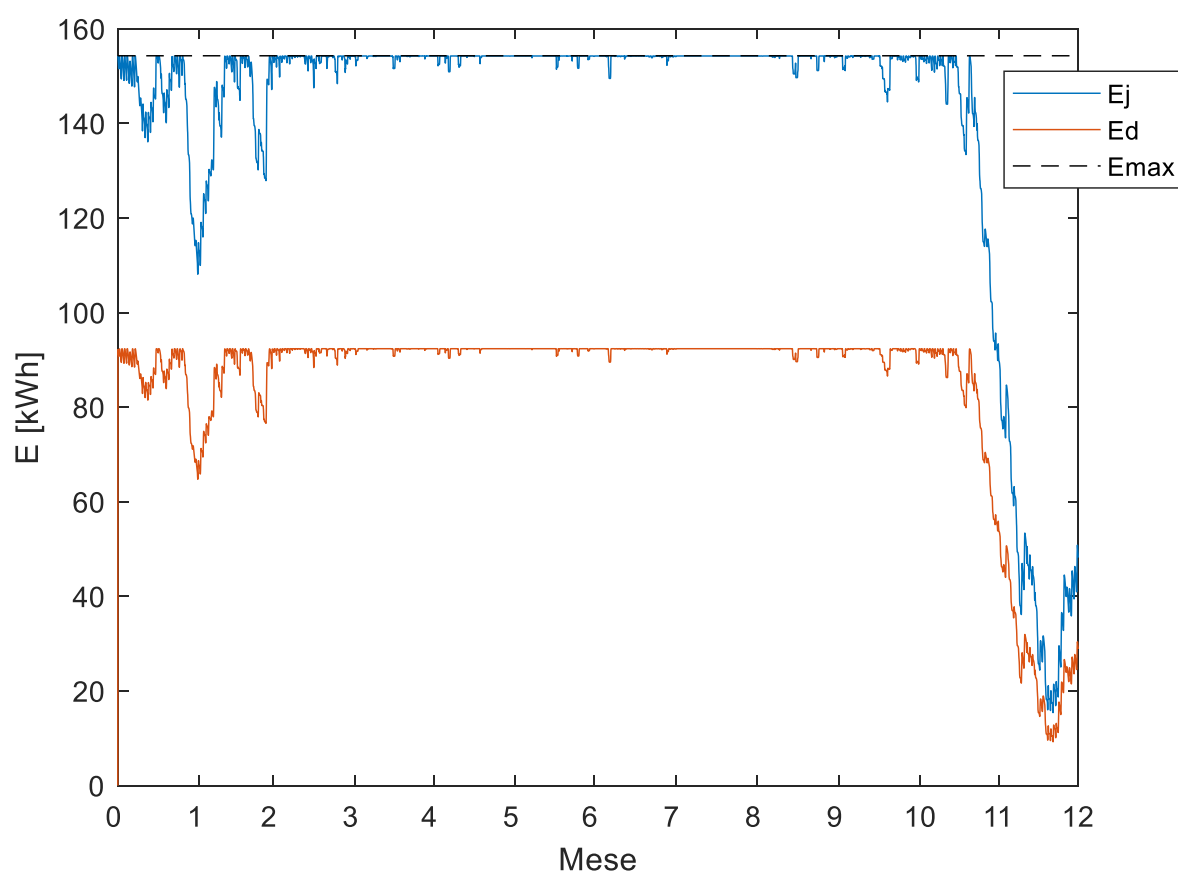


Figura 26 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e disponibile E_d

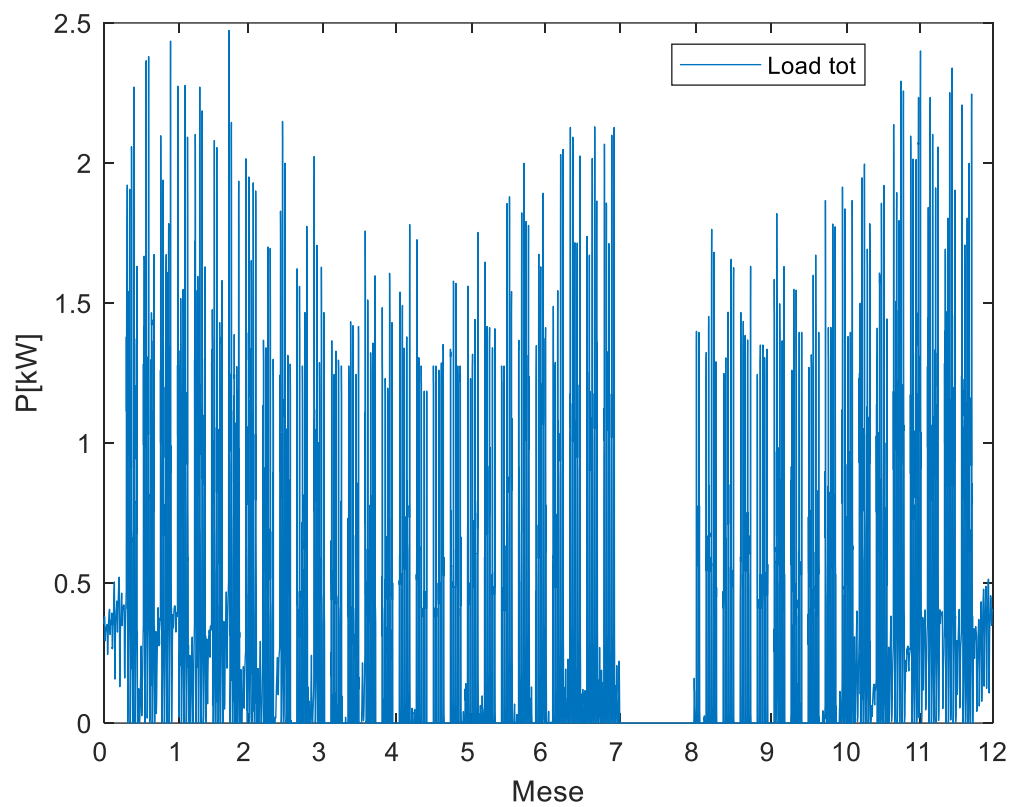


Figura 27 Carico totale dell'edificio

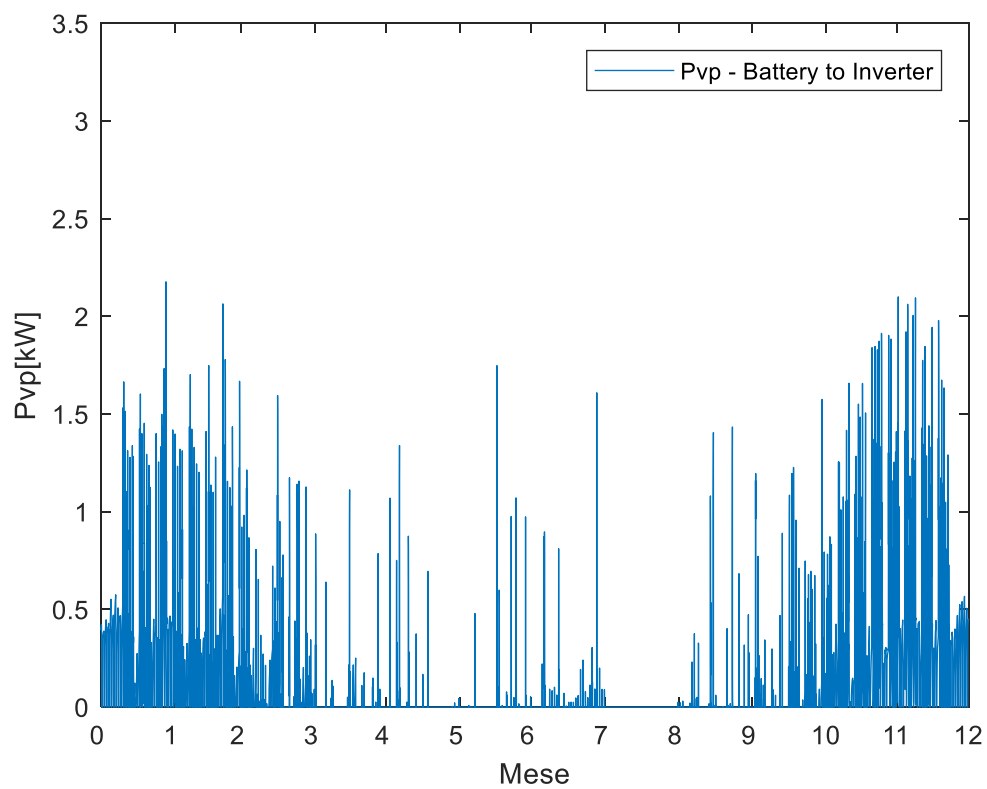


Figura 28 Flusso di potenza dalla batteria all'inverter

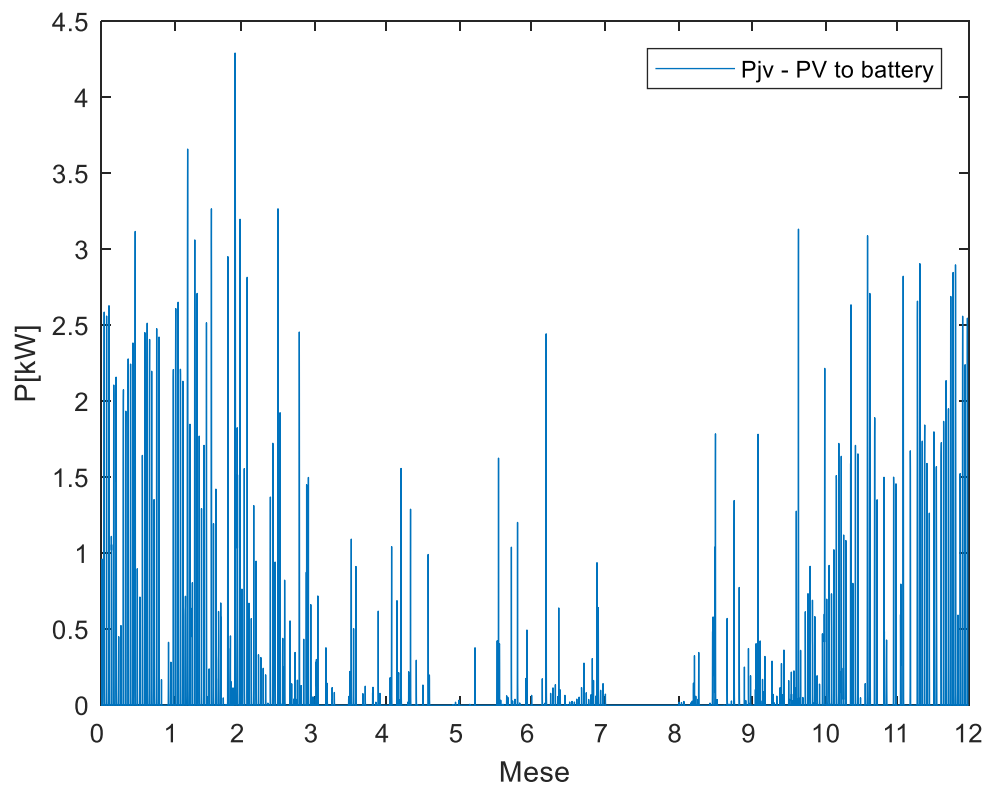


Figura 29 Flusso di potenza dal convertitore alla batteria

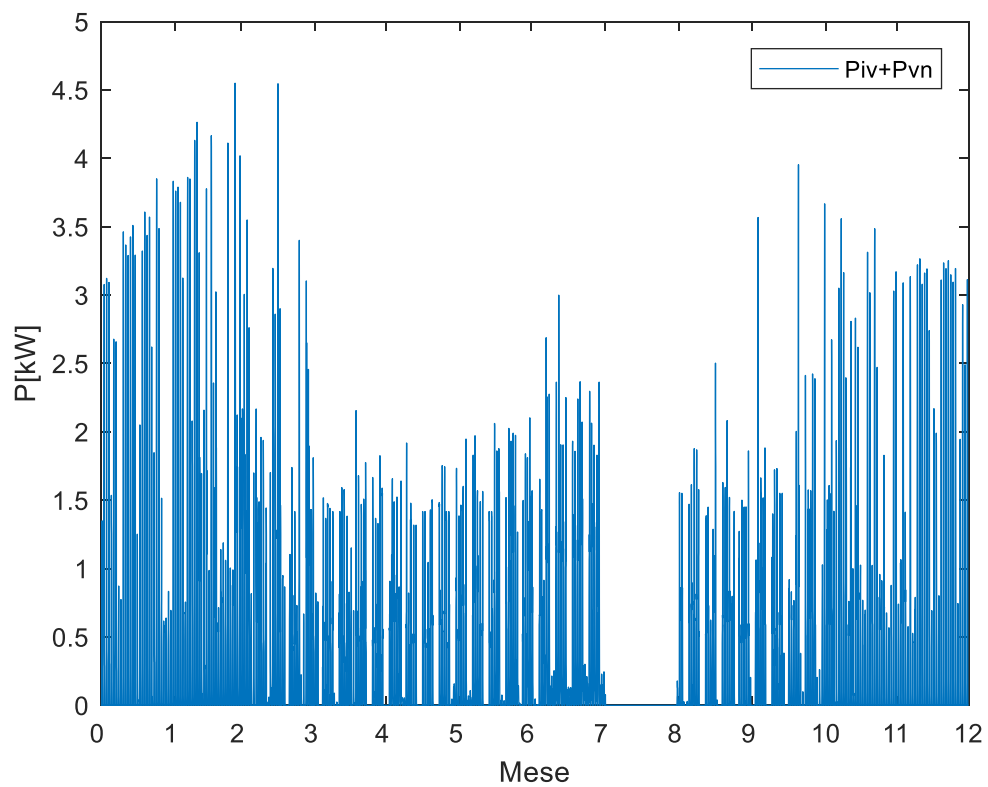


Figura 30 Flusso di potenza dai pannelli fotovoltaici all'utenza e/o alla batteria

Simulazione III – Autonomia con pannelli orientati unicamente a Sud e ad Est

In questa simulazione, è stato analizzato il comportamento del sistema valutando l'ipotesi di rendere disponibile la sala riunioni unicamente al mattino, dalle 9:00 alle 12:00. A tal proposito, l'impianto fotovoltaico implementato, rispettivamente per la sala studio e la sala riunioni, prevede 3.6 kW orientati a Sud e altrettanti orientati ad Est. Si evidenzia che, la potenza nominale complessiva del sistema fotovoltaico, rimane invariata.

Considerazioni

I valori di $E_{B,max}$ ottenuti sotto queste ipotesi, mostrano che non si tratta di una strategia efficace poiché risultano, seppur di poco, essere superiori a quelli conseguiti nella simulazione precedente.

Confrontando le figure 32 e 37, di seguito riportate, si nota che, sebbene i picchi di potenza del carico totale siano stati ridotti, l'andamento del profilo di carico rimane circa invariato.

I grafici ottenuti confermano, inoltre, che i mesi critici per il funzionamento dell'impianto rimangono i medesimi.

È stata dunque quantificata l'energia inutilizzata dovuta allo stato di carica della batteria quasi costantemente pari a uno in Primavera, Estate e Autunno.

Prendendo in considerazione per la produzione fotovoltaica l'anno 2005, non si utilizza circa il 66% di energia prodotta, che equivale a 5954 kWh mentre facendo riferimento all'anno 2006 il "surplus" di produzione è pari al 68%, corrispondente a 6151 kWh.

Si evidenzia che i risultati, in termini percentuali di energia utilizzata, sono invariati rispetto alla simulazione II: il sistema usufruisce solamente del 30 % dell'energia prodotta.

Si conclude che, la strategia di alterare il profilo di carico della sala riunioni, variando unicamente la fascia oraria di utilizzo, e al contempo inclinare i pannelli fotovoltaici in base a tale fascia, risulta essere poco proficua.

Utilizzando i valori di generazione relativi al 2005, qualora la sala riunioni venga utilizzata solo di mattina si hanno i seguenti risultati:

$N_{\text{PERS,SS}}$	$N_{\text{PERS,SR}}$	$T_{\text{U,SS}}$ [h]	$T_{\text{U,SR}}$ [h]	$P_{\text{PV,TOT}}$ [kW]	$P_{\text{n,SS}}$ [kW]	$P_{\text{n,SR}}$ [kW]	$E_{\text{B,max}}$ [kWh]
4	8	8	3 (9:00-12:00)	7.2	2.2	2.1	68

Tabella 5 Riassunto della simulazione III riferito all'anno di produzione 2005.

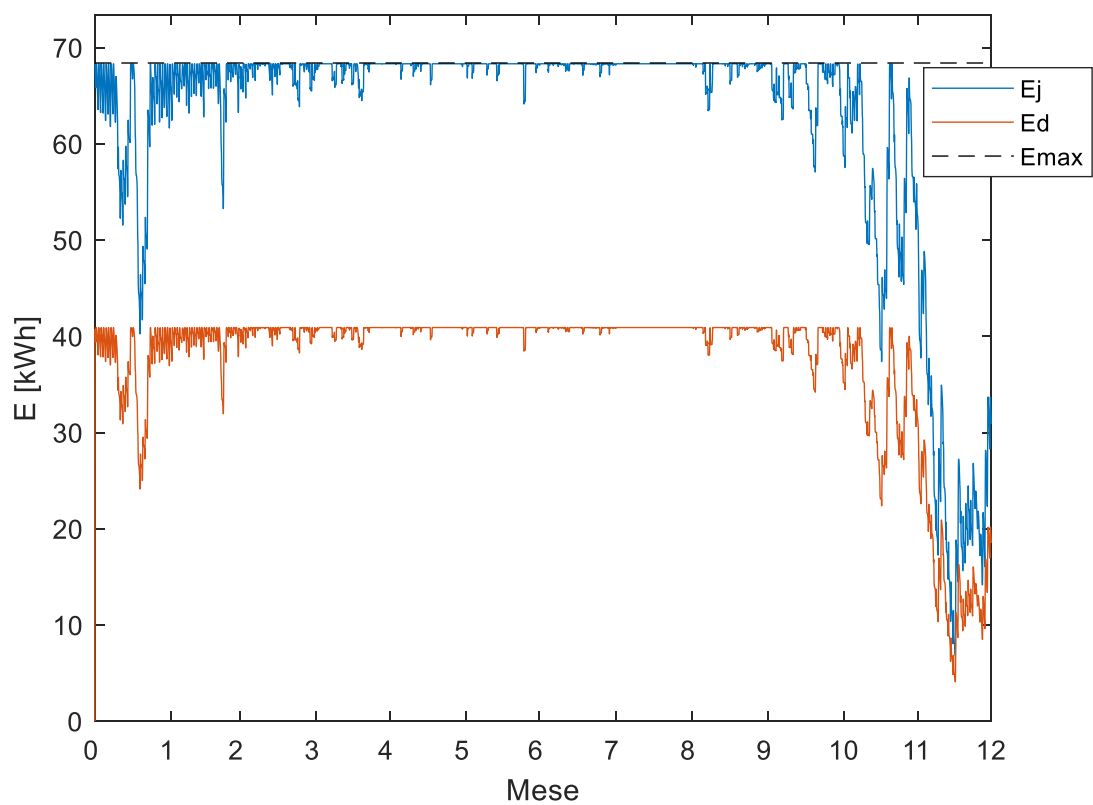


Figura 31 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e disponibile E_d

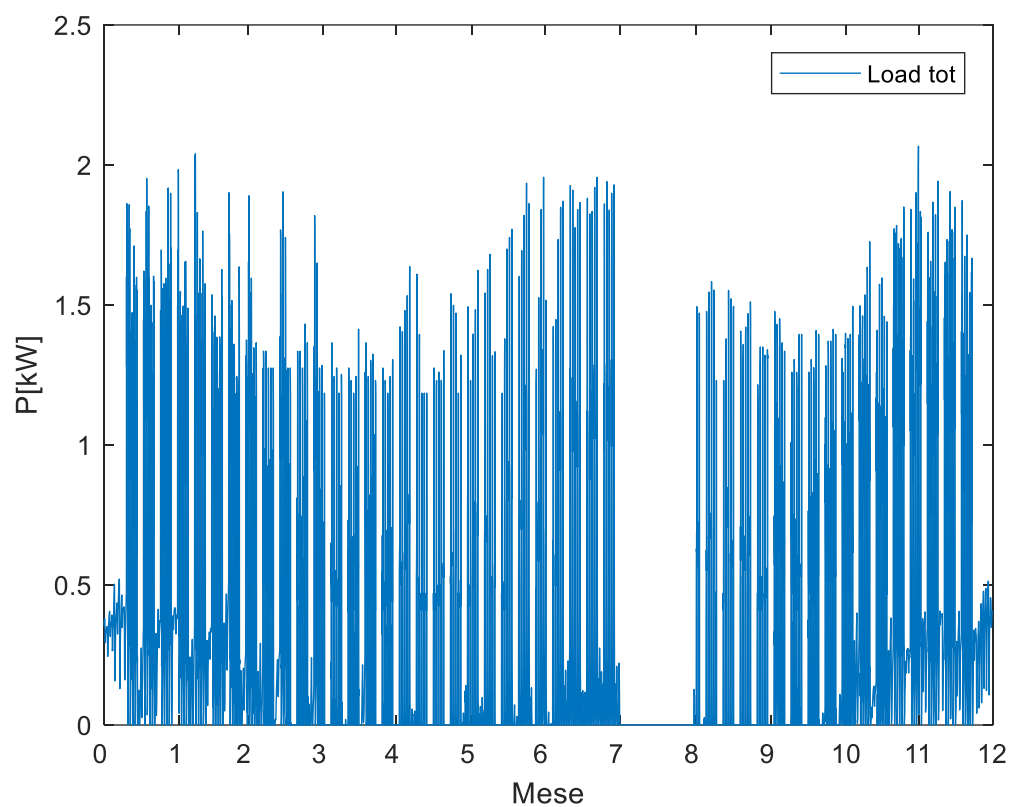


Figura 32 Carico totale dell'edificio

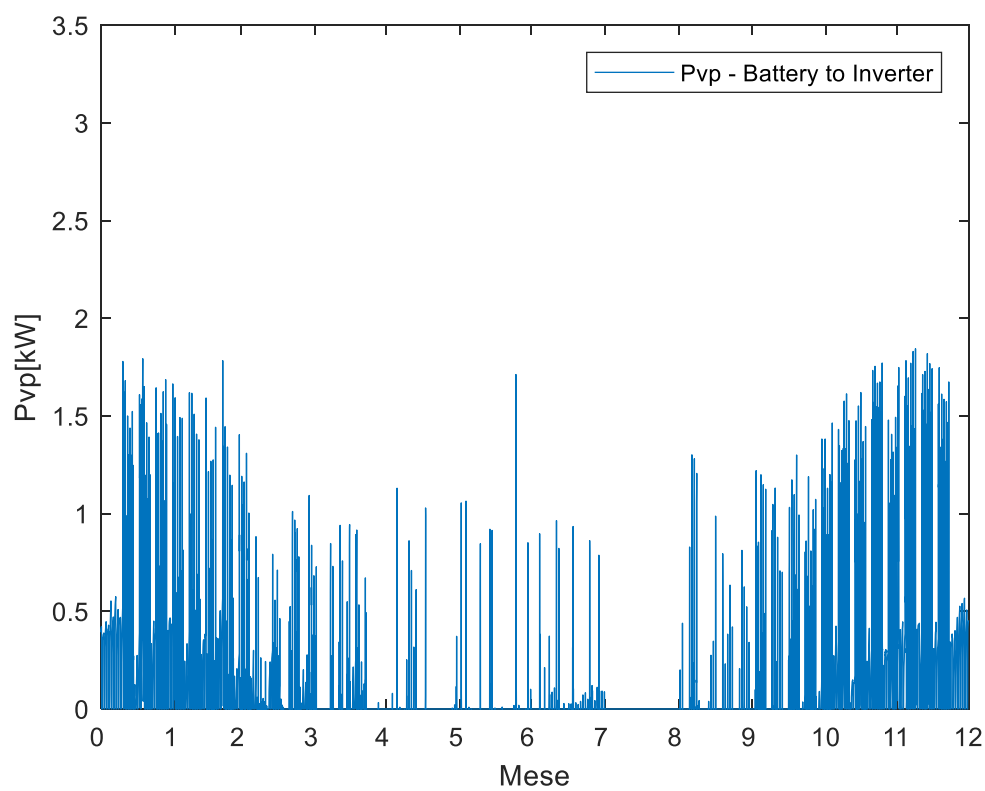


Figura 33 Flusso di potenza dalla batteria all'inverter

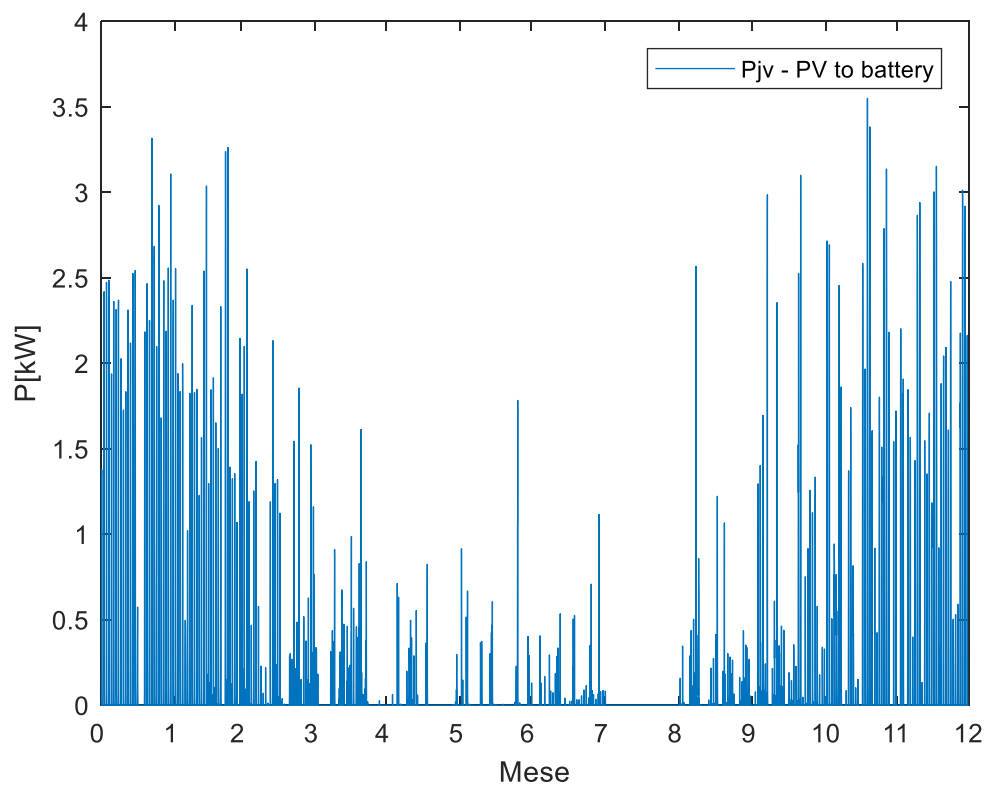


Figura 34 Flusso di potenza dal convertitore alla batteria

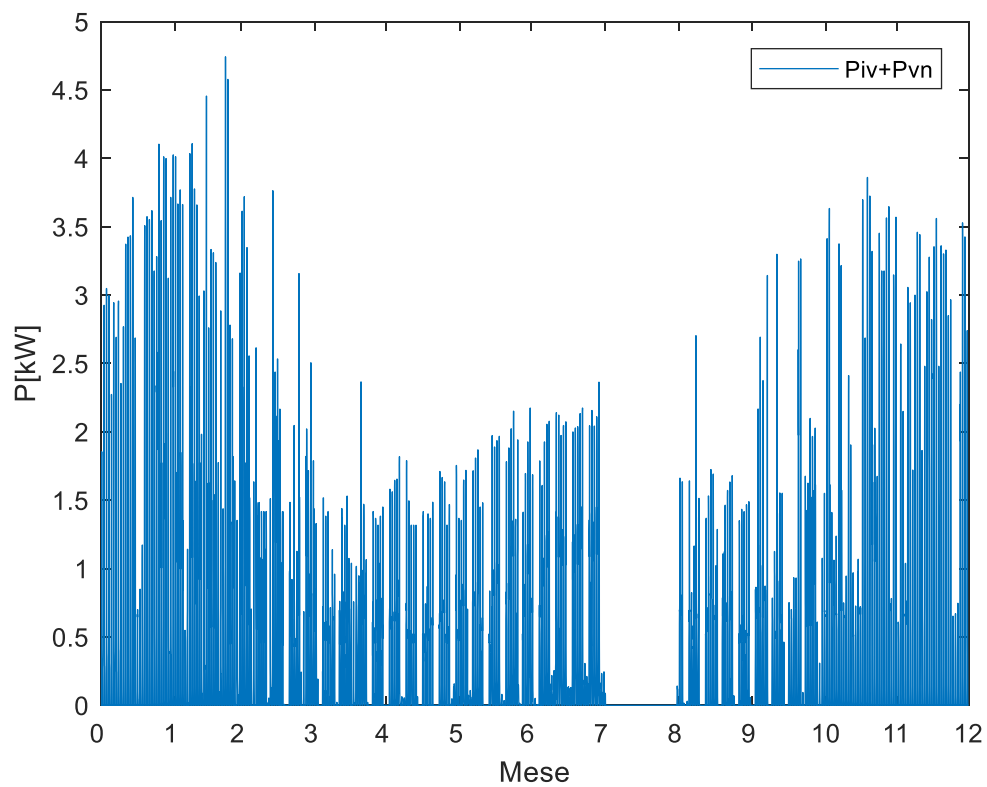


Figura 35 Flusso di potenza dai pannelli fotovoltaici all'utenza e/o alla batteria

Considerando la produzione di energia relativa alla radiazione rilevata all'anno 2006 si è ottenuto:

$N_{\text{PERS,SS}}$	$N_{\text{PERS,SR}}$	$T_{\text{U,SS}}$ [h]	$T_{\text{U,SR}}$ [h]	$P_{\text{PV,TOT}}$ [kW]	$P_{\text{n,SS}}$ [kW]	$P_{\text{n,SR}}$ [kW]	$E_{\text{B,max}}$ [kWh]
4	8	8	3 (9:00-12:00)	7.2	2.2	2.1	157

Tabella 6 Riassunto della simulazione III riferito all'anno di produzione 2006.

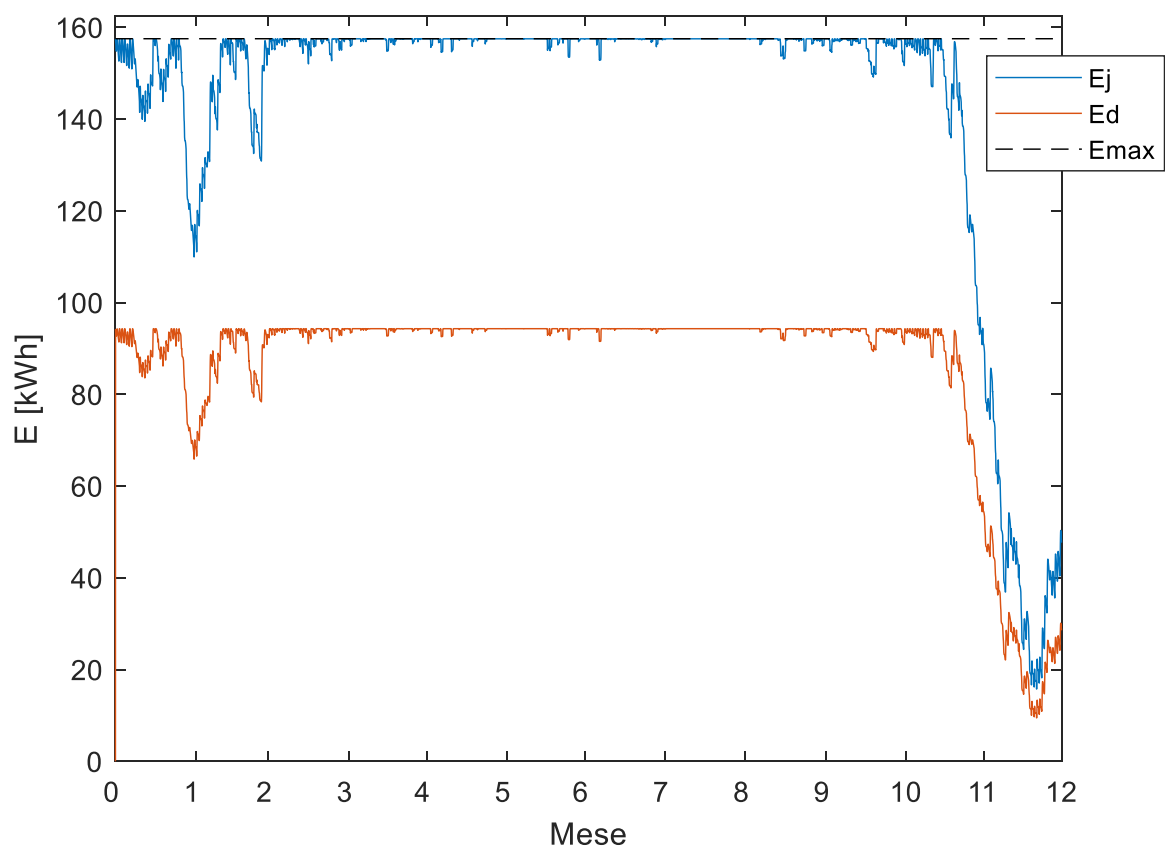


Figura 36 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e disponibile E_d

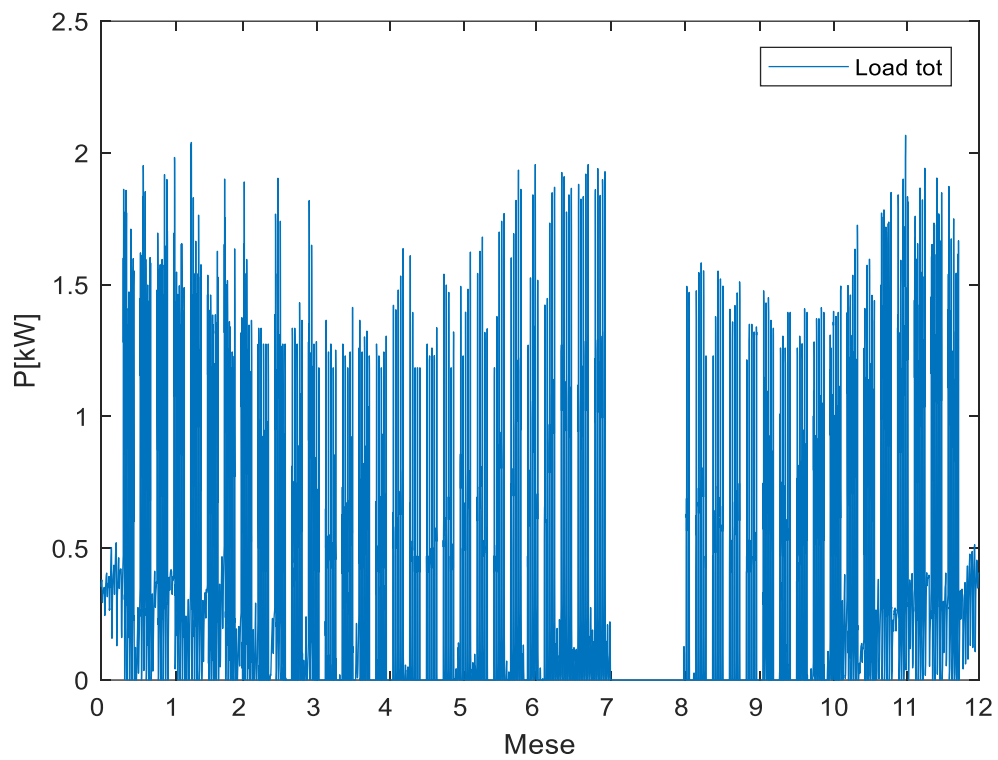


Figura 37 Carico totale dell'edificio

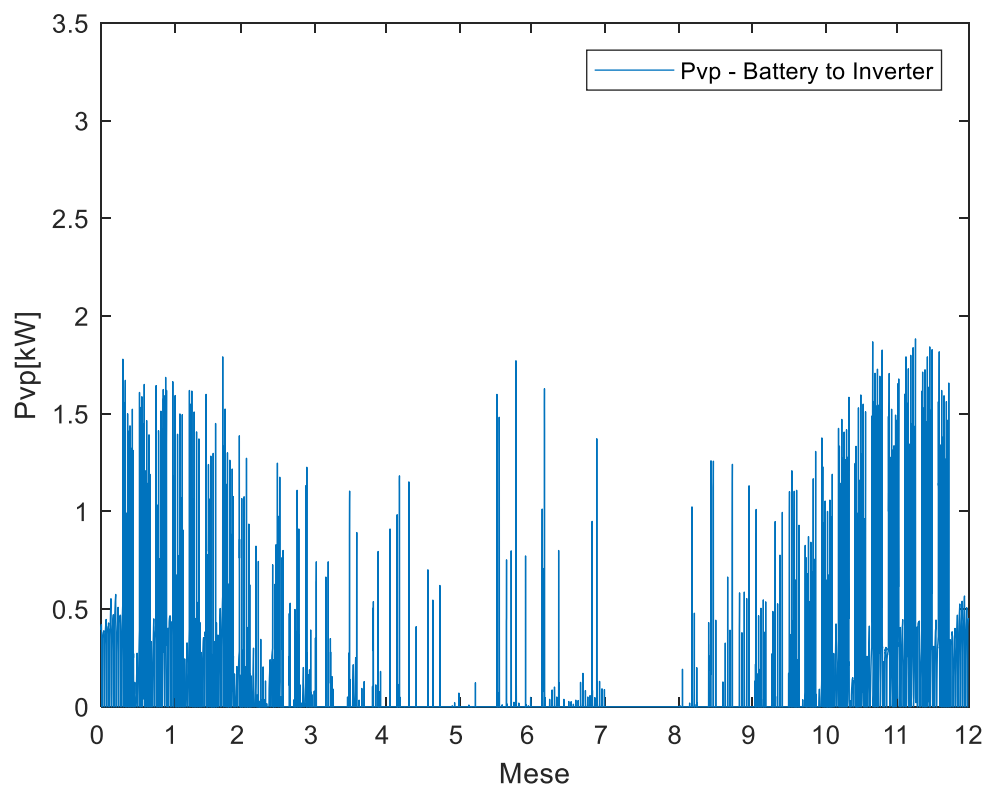


Figura 38 Flusso di potenza dalla batteria all'inverter

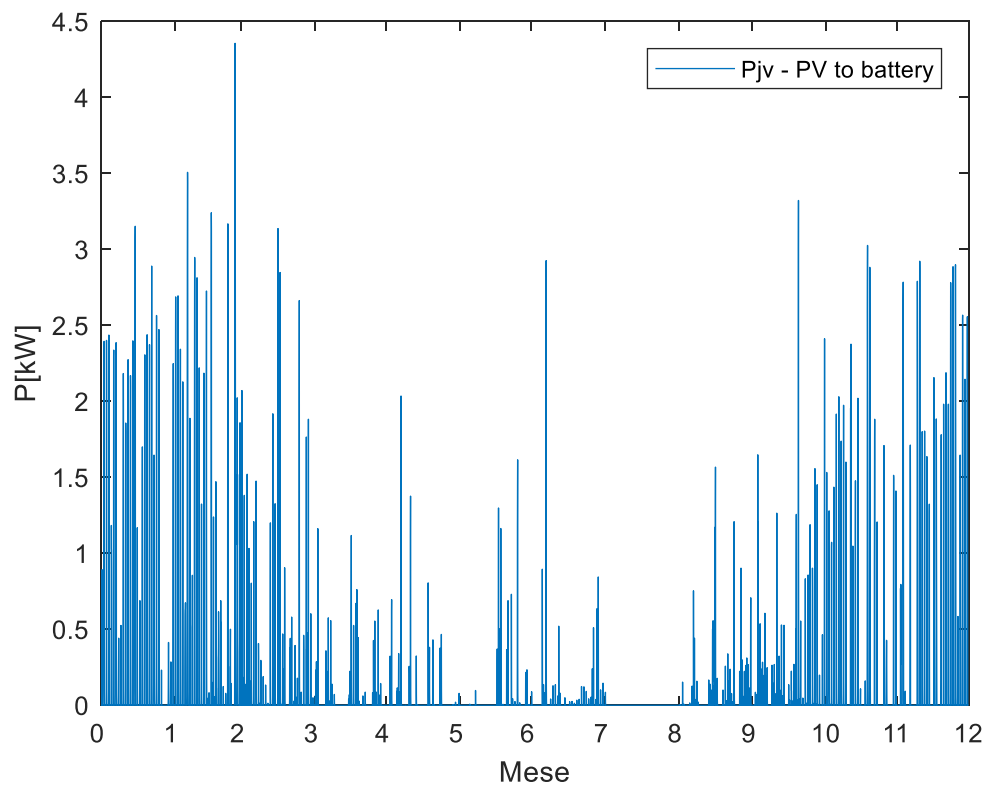


Figura 39 Flusso di potenza dal convertitore alla batteria

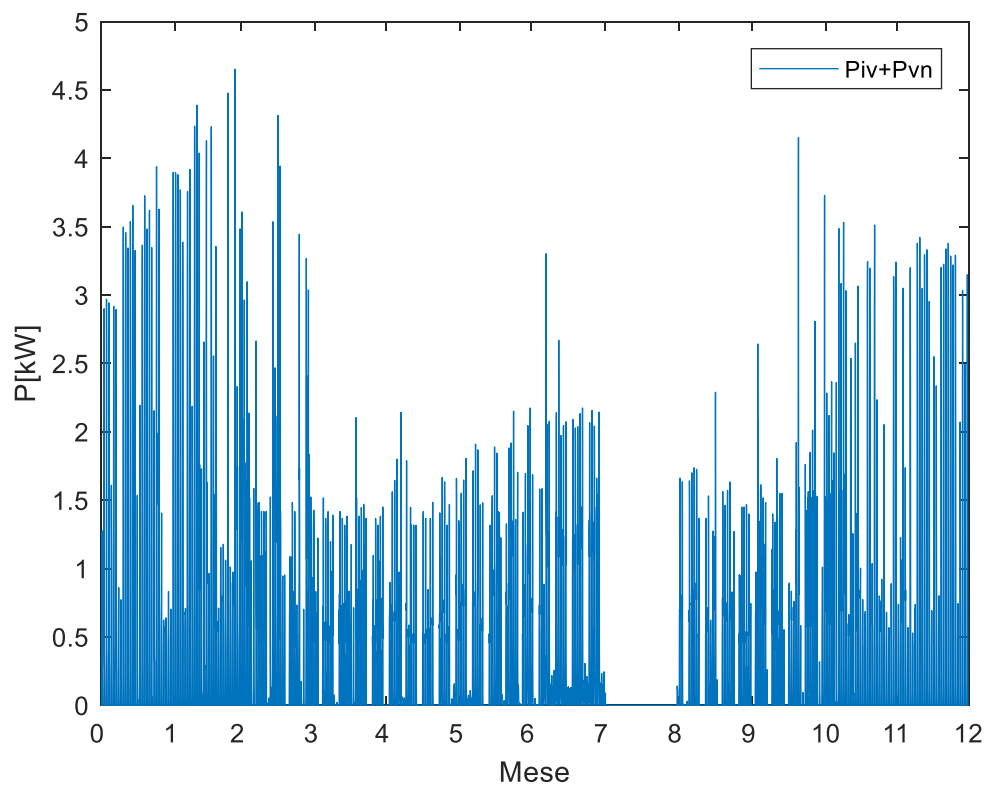


Figura 40 Flusso di potenza dai pannelli fotovoltaici all'utenza e/o alla batteria

Simulazione IV– Autonomia con pannelli orientati unicamente a Sud e ad Ovest

Considerazioni

Considerando, infine, l'ipotesi di rendere disponibile la sala riunioni unicamente al pomeriggio, dalle 14:00 alle 17:00, i pannelli sono stati orientati solamente a Sud e ad Ovest, per l'impianto fotovoltaico rispettivamente della sala studio e della sala riunioni. La potenza, complessiva del sistema fotovoltaico, è rimasta invariata anche in questo caso, poiché ciascun impianto prevede una potenza nominale pari a 3,6 kW.

Sono stati ottenuti valori della capacità energetica della batteria di poco inferiori a quelli ottenuti nella simulazione II.

Rimangono invariati i mesi critici per il funzionamento dell'impianto: come riportato in precedenza, da Marzo ad Ottobre la batteria risulta essere, quasi costantemente, pienamente carica.

Per quanto riguarda l'anno 2005, l'energia fotovoltaica inutilizzata è pari a 5969 kWh, che equivale al 66% dell'energia generata. Considerando la produzione fotovoltaica dell'anno 2006, non vengono utilizzati 6169 kWh, che equivalgono al 68% della produzione totale.

Si evidenzia che, le simulazioni II, III e IV riportano i medesimi risultati in termini di eccesso di energia.

È possibile, dunque, affermare che, concentrare, unicamente parte dei carichi illuminotecnici, in una determinata fascia oraria, variando al contempo l'orientamento dei pannelli fotovoltaici, non risulta essere una strategia efficace. Il profilo di carico dell'intero edificio, non subisce particolari alterazioni, qualora venga variato unicamente l'utilizzo della sala riunioni.

Di seguito, sono riportati i risultati ottenuti, facendo riferimento alla produzione fotovoltaica relativa all'anno 2005.

$N_{\text{PERS,SS}}$	$N_{\text{PERS,SR}}$	$T_{\text{U,SS}}$ [h]	$T_{\text{U,SR}}$ [h]	$P_{\text{PV,TOT}}$ [kW]	$P_{\text{n,SS}}$ [kW]	$P_{\text{n,SR}}$ [kW]	$E_{\text{B,max}}$ [kWh]
4	8	8	3 (14:00-17:00)	7.2	2.2	2.1	60

Tabella 7 Riassunto della simulazione IV riferito all'anno di produzione 2005.

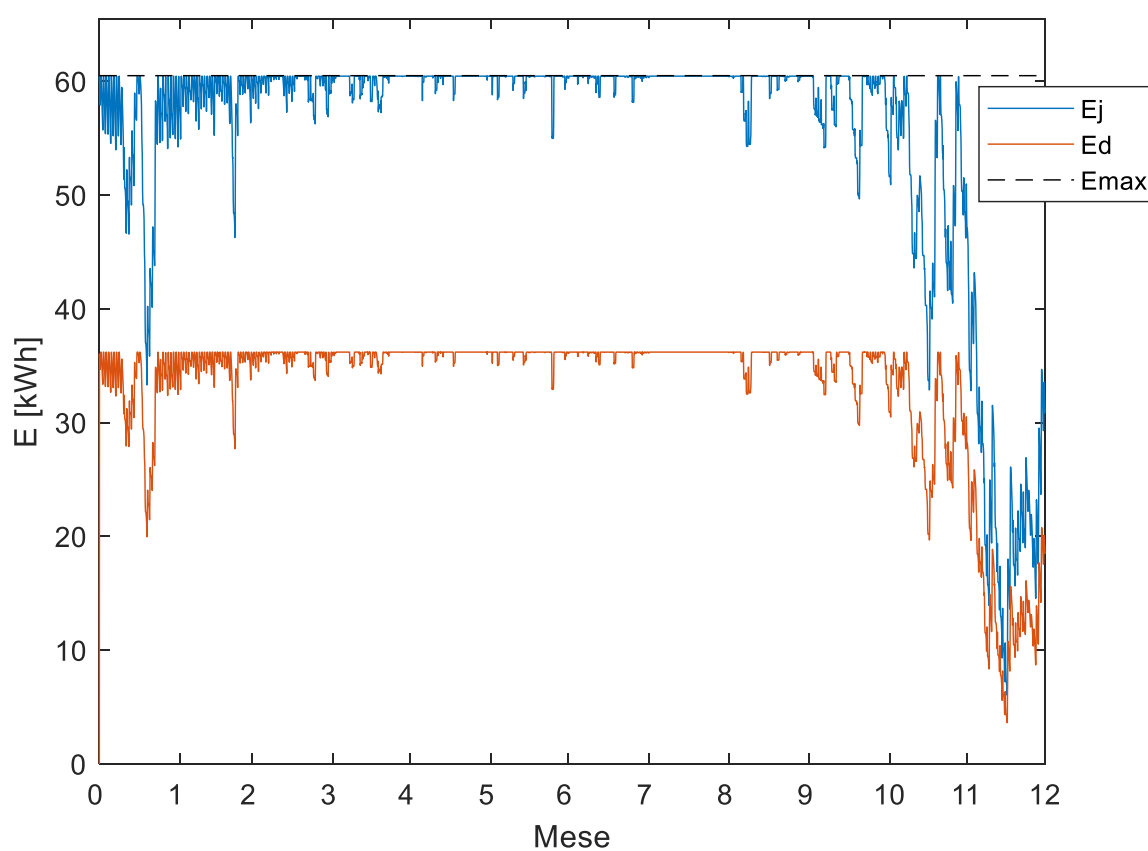


Figura 41 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e disponibile E_d

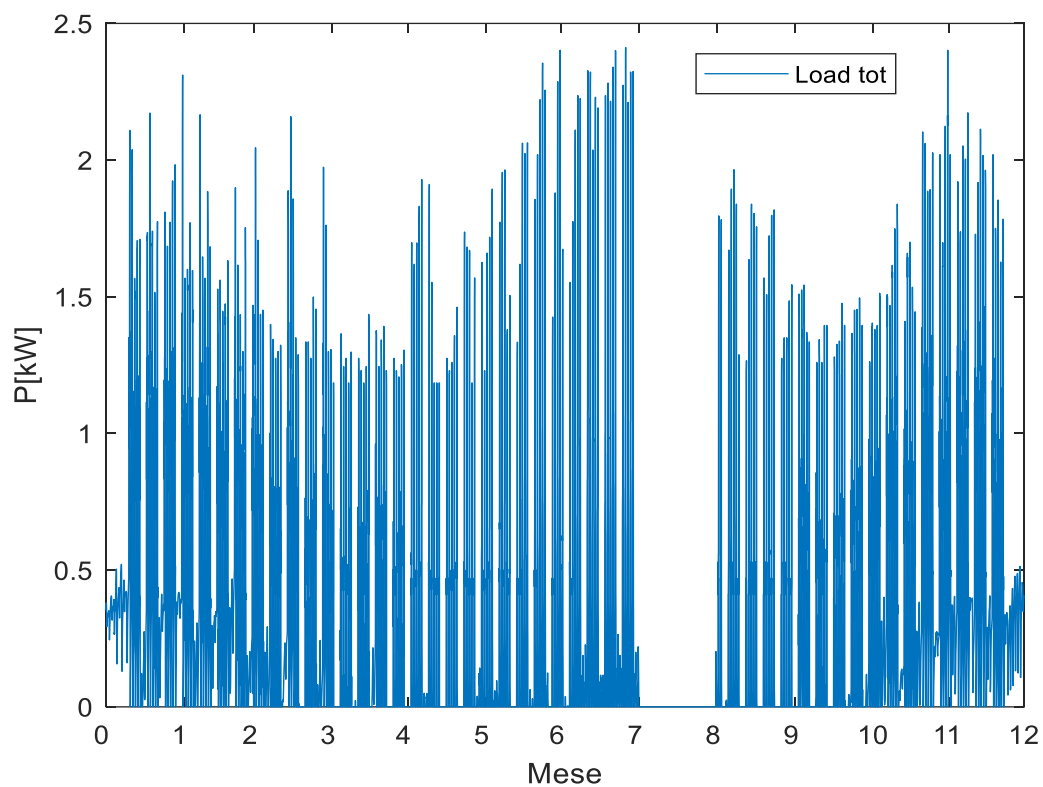


Figura 42 Carico totale dell'edificio

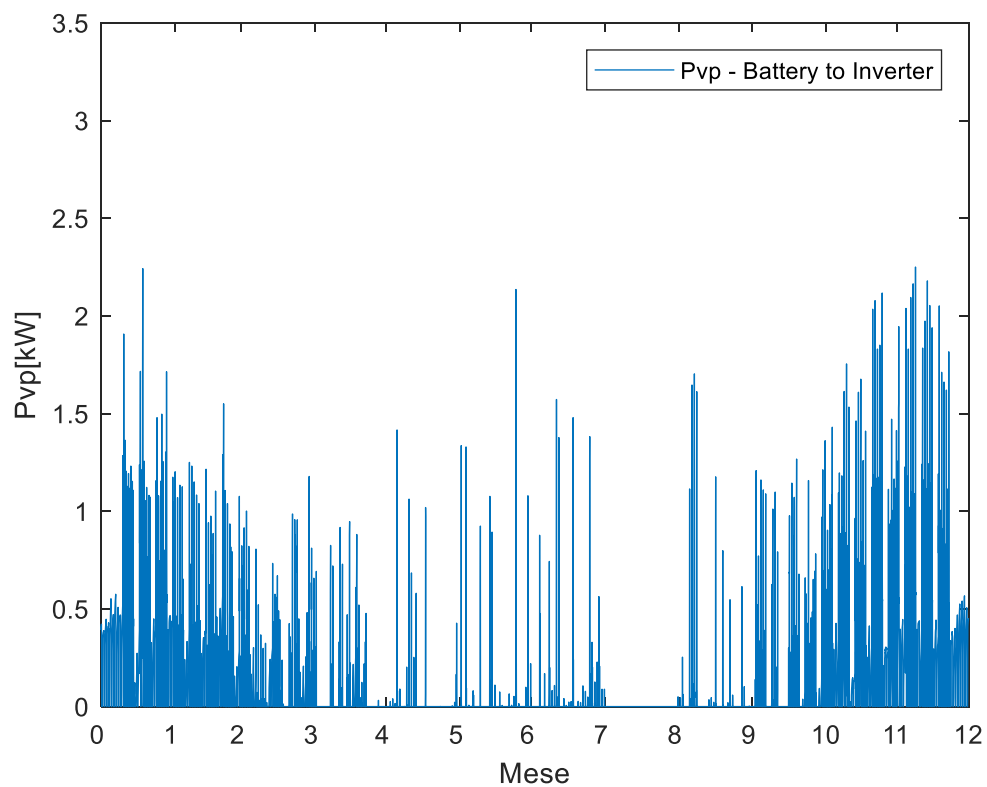


Figura 43 Flusso di potenza dalla batteria all'inverter

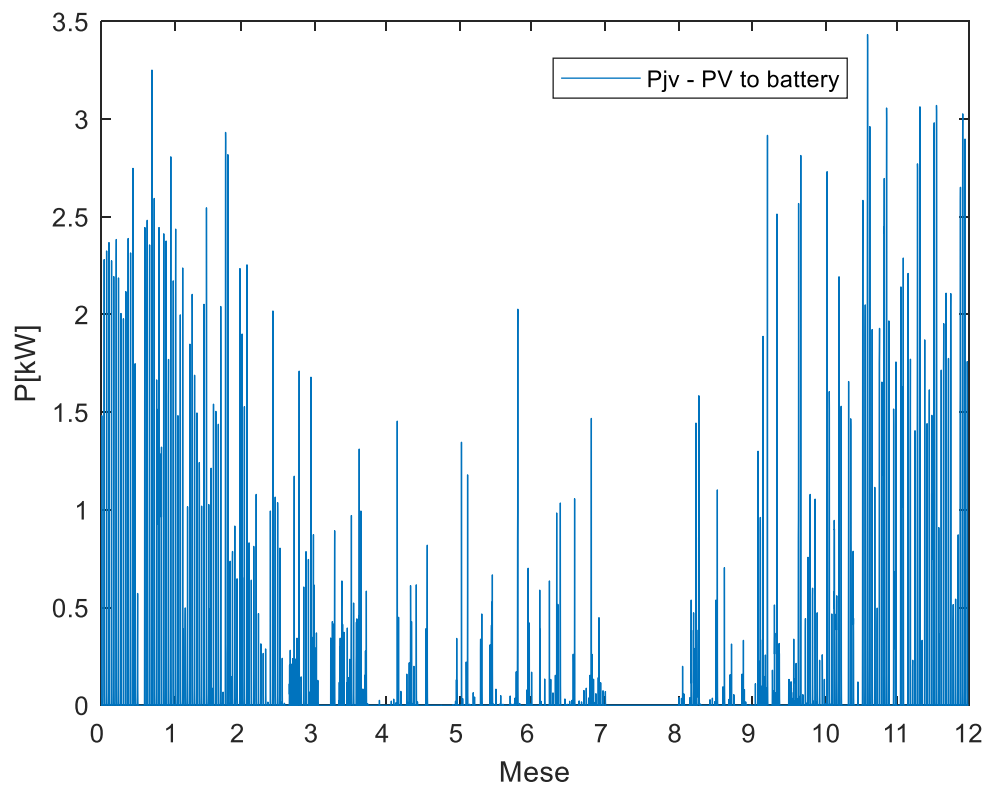


Figura 44 Flusso di potenza dal convertitore alla batteria

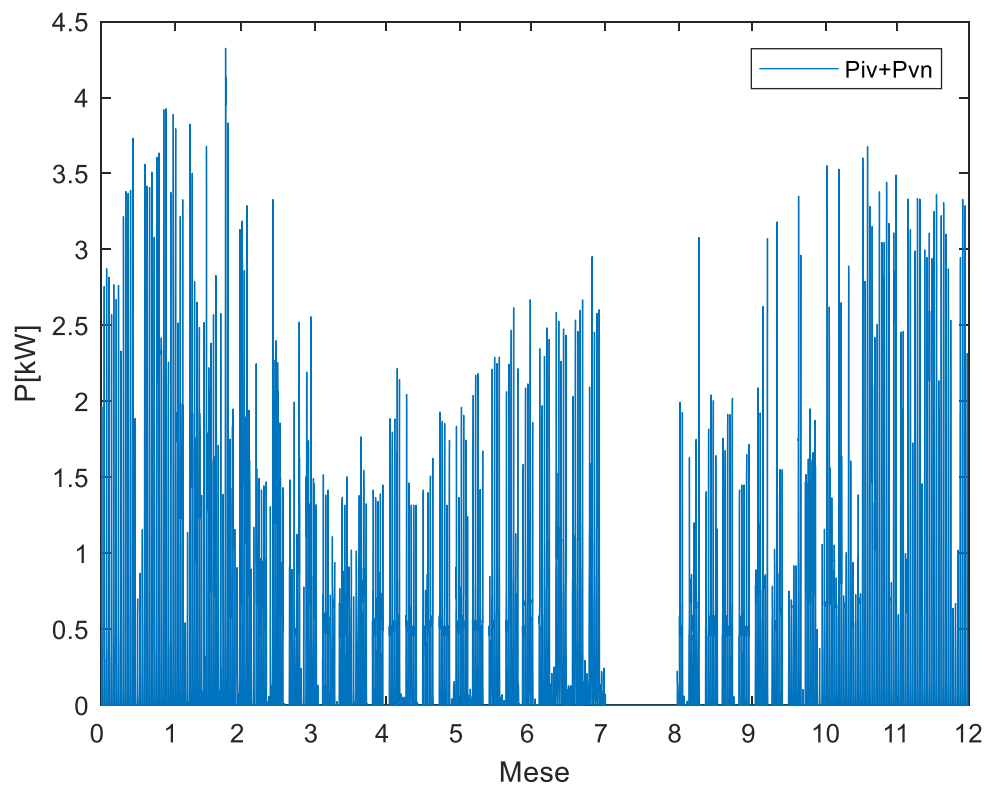


Figura 45 Flusso di potenza dai pannelli fotovoltaici all'utenza e/o alla batteria

Considerando la produzione fotovoltaica relativa all'anno 2006 si è ottenuto quanto segue.

$N_{\text{PERS,SS}}$	$N_{\text{PERS,SR}}$	$T_{\text{U,SS}} [\text{h}]$	$T_{\text{U,SR}} [\text{h}]$	$P_{\text{PV,TOT}} [\text{kW}]$	$P_{\text{n,SS}} [\text{kW}]$	$P_{\text{n,SR}} [\text{kW}]$	$E_{\text{B,max}} [\text{kWh}]$
4	8	8	3 (14:00-17:00)	7.2	2.2	2.1	151

Tabella 8 Riassunto della simulazione IV riferito all'anno di produzione 2006.

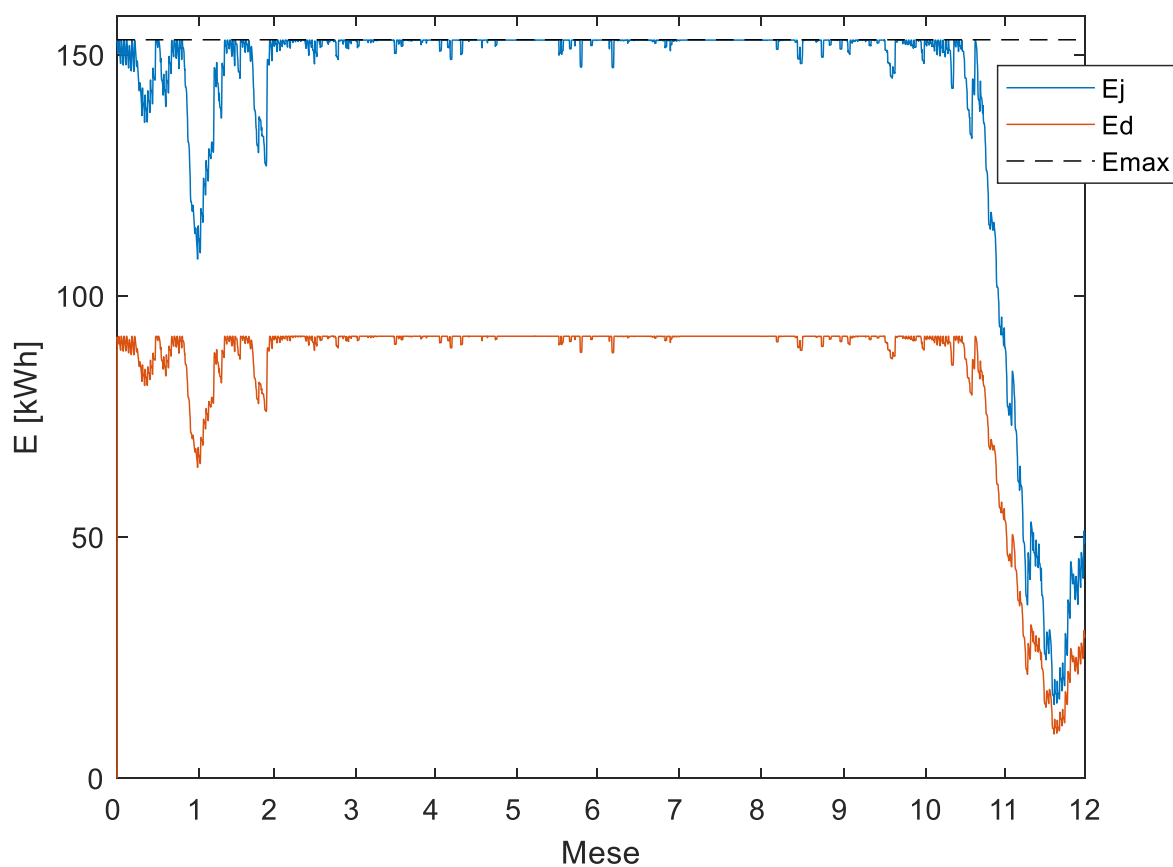


Figura 46 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e disponibile E_d

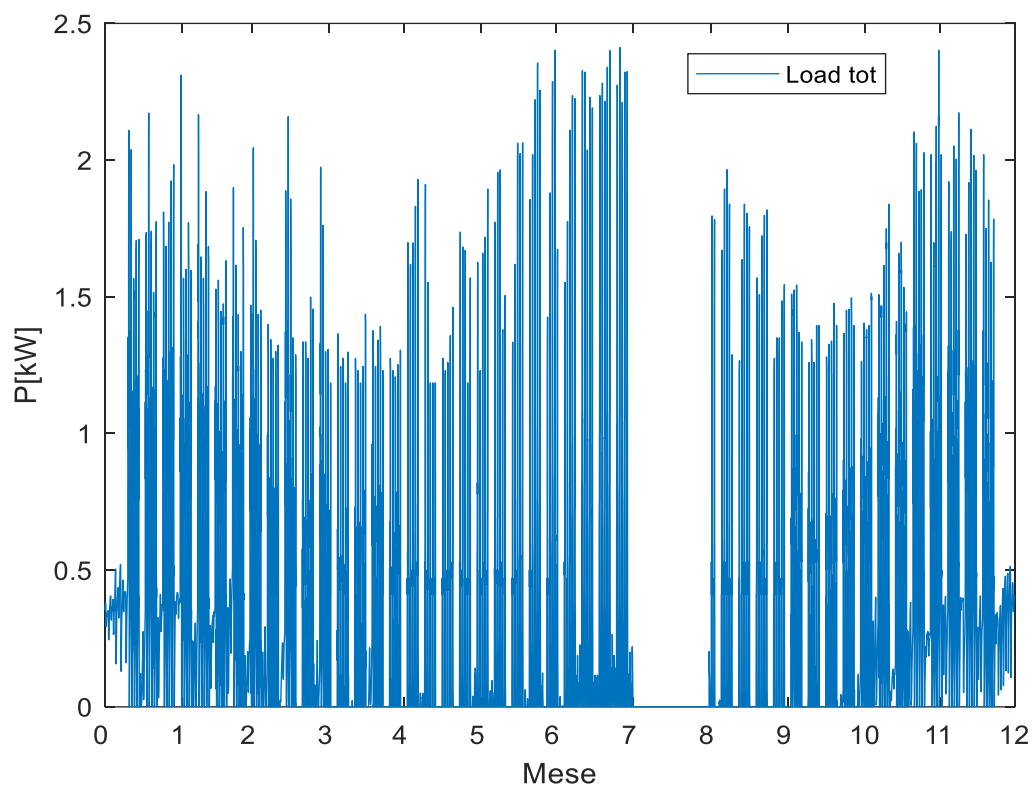


Figura 47 Carico totale dell'edificio

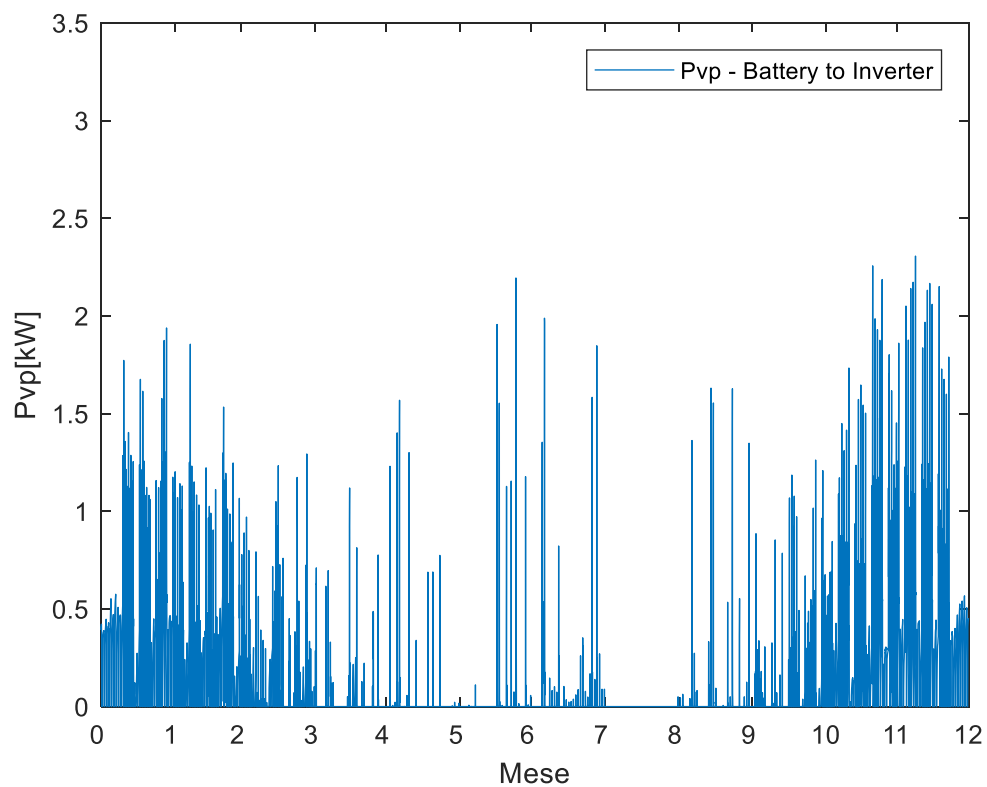


Figura 48 Flusso di potenza dalla batteria all'inverter

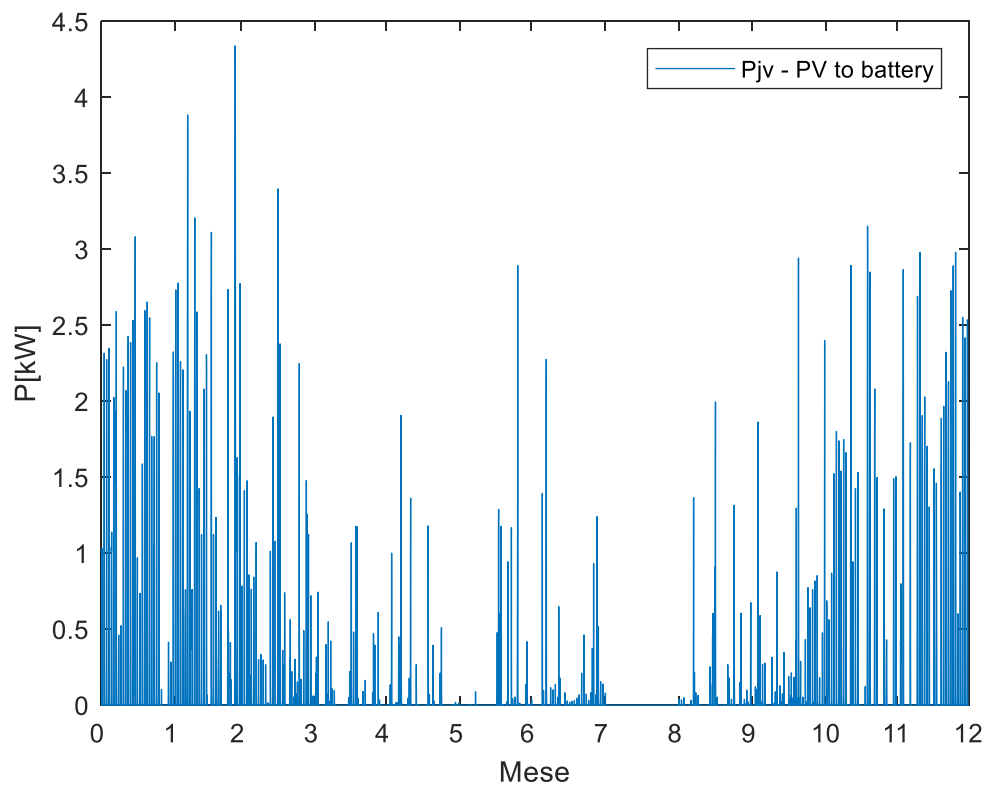


Figura 49 Flusso di potenza dal convertitore alla batteria

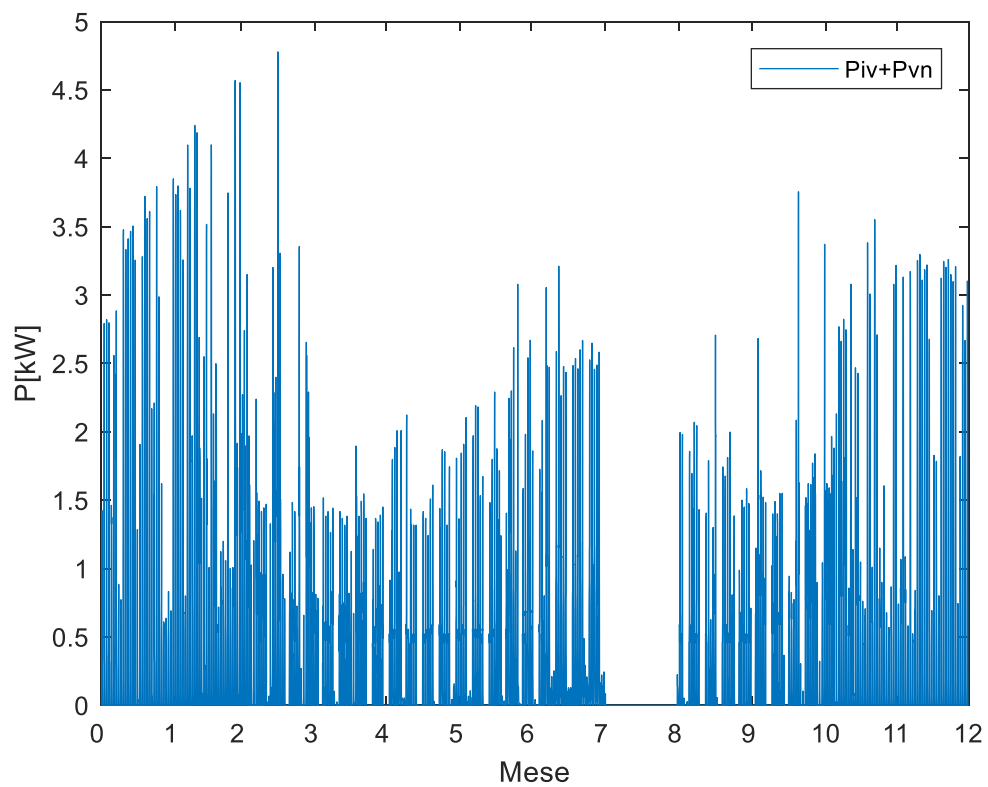
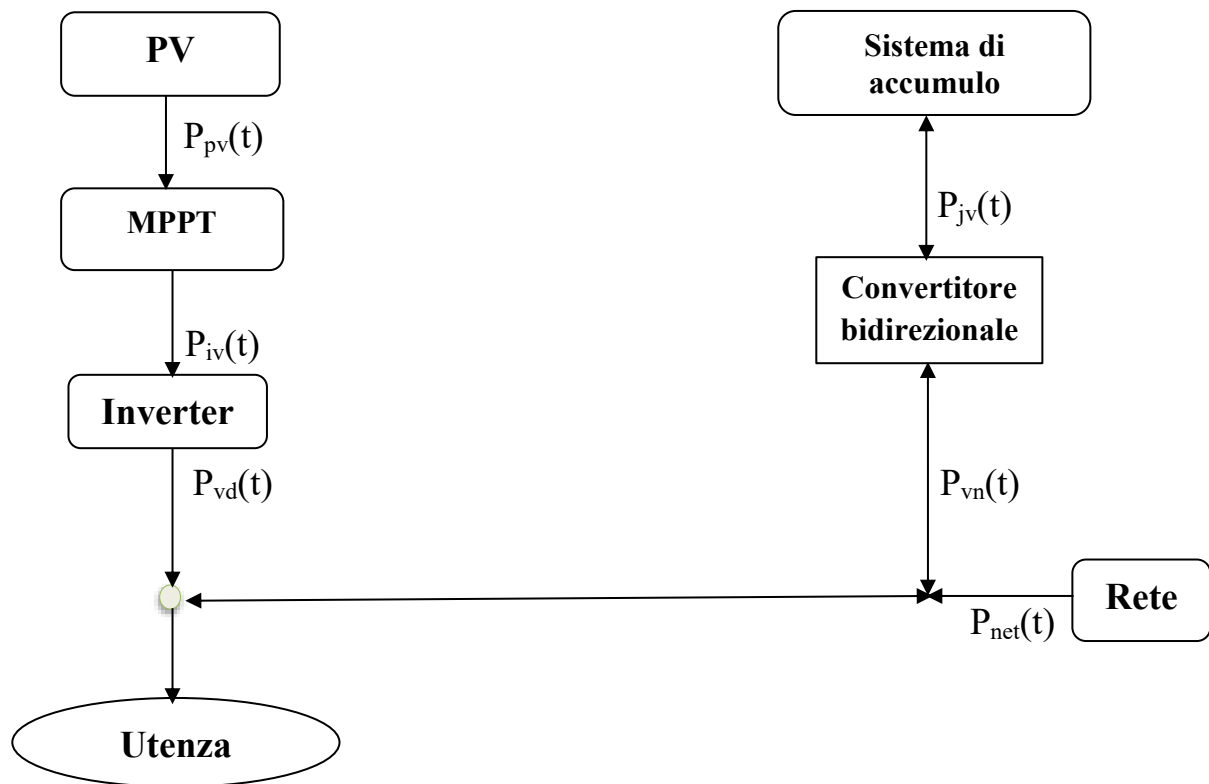


Figura 50 Flusso di potenza dai pannelli fotovoltaici all'utenza e/o alla batteria

Capitolo III

Si è ritenuto dunque opportuno proseguire l'analisi scegliendo una ragionevole capacità energetica del sistema di accumulo e analizzando il comportamento della microrete qualora sia prevista una connessione con la rete.

Implementazione del modello ON-GRID in *AIMMS*



Schema del sistema e flussi semplificati.

Dati (input) del modello

$\Delta t = 1$ Intervallo temporale [h].

$\eta_{conv} = 0.95$ Efficienza del convertitore (carica batteria) [-].

$\eta_{inv} = 0.9$ Efficienza dell'inverter [-].

Dati della batteria

$V = 50$ Tensione nominale della batteria [V].

$E_{B,max}$ capacità della batteria in kWh. Sono state effettuate simulazioni con valori differenti di $E_{B,max}$; in particolare tale parametro è stato fatto variare nel range 2.5 – 15 kWh.

C_n Capacità della batteria in Ah; $C_n = \frac{E_{max} \cdot 1000}{V}$.

I Massima intensità di corrente della batteria[A]. $I = \frac{C_n}{ts}$.

$a = 2$ Massima velocità di carica [A/Ah].

$k = 10.62$ Costante di velocità della batteria [1/h].

$t_s = 1$ Tempo di carica (e scarica) della batteria [h].

$c = 0.5988$ Indice di capacità di una batteria agli ioni di litio [-].

$\eta_B = 0.89$ Efficienza della batteria [-].

$S_j = 0.1$ Minimo stato di carica della batteria [p.u.].

$N = 1$ Numero di batterie.

Dati relativi alla produzione e consumo di energia

P_{v1} Produzione dell'impianto fotovoltaico orientato a Sud [p.u.].

P_{v2} Produzione dell'impianto fotovoltaico orientato a Est [p.u.].

P_{v3} Produzione dell'impianto fotovoltaico orientato a Ovest [p.u.].

$P_{n1} = 3.6 \text{ kW}$ Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico orientato a Sud.

$P_{n2} = 1.8 \text{ kW}$ Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico orientato a Est.

$P_{n3} = 1.8 \text{ kW}$ Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico orientato a Ovest.

Load_1 Domanda relativa agli utenti della sala studio [kW].

Load_2 Domanda relativa agli utenti della sala riunioni [kW].

Variabili:

- $P_{vn}(t)$ Potenza dal convertitore bidirezionale all'utenza al tempo t . Qualora presenti valori negativi, significa che la direzione del flusso è invertita: $P_{vn}(t)$ in questo caso rappresenta la potenza dall'inverter al convertitore.
- $P_{jv}(t)$ Potenza dalla batteria al convertitore bidirezionale al tempo t . Valori positivi di $P_{jv}(t)$ Indicano che la batteria è in fase di scarica; al contrario valori negativi rappresentano le fasi di carica.
- $P_{iv}(t)$ Potenza dal MPPT all'inverter al tempo t .
- $P_{vd}(t)$ Potenza dall'inverter all'utenza e/o alla batteria al tempo t .
- $P_{net}(t)$ Potenza dalla rete all'utenza al tempo t .
- $E_j(t)$ Energia presente nella batteria al tempo t .
- $E_d(t)$ Energia disponibile nella batteria al tempo t .
- $E_b(t)$ Energia limite della batteria al tempo t .
- $E_{dis}(t)$ Energia massima che la batteria può cedere al tempo t .
- $E_{char}(t)$ Energia massima che la batteria può assorbire al tempo t .
- $E_1(t)$ Quantità di energia non inferiore a $\eta_B \cdot E_{char}(t) \forall t$.
- $E_2(t)$ Quantità di energia non inferiore a $\eta_B \cdot E_{char}(t) \forall t$.
- E_3 Quantità di energia non inferiore a $\eta_B \cdot E_{char}(t) \forall t$.

Vincoli:

Il vincolo (22) assicura che la domanda sia sempre soddisfatta.

$$P_{vd}(t) + P_{vn}(t) + P_{net}(t) = Load_1(t) + Load_2(t) \quad \forall t \quad (22)$$

Il vincolo (23) è stato implementato per tenere conto delle perdite di energia dovute all'efficienza dell'inverter.

$$P_{vd}(t) = \eta_{in} \cdot P_{iv}(t) \quad \forall t \quad (23)$$

I seguenti vincoli (24), (25) e (26) riguardano le perdite di energia causate dall'efficienza del convertitore bidirezionale. Sono stati necessari più vincoli in quanto sono state prese in considerazione sia le fasi di carica che quelle di scarica della batteria.

$$P_{vn}(t) \cdot \eta_{conv} \leq P_{jv}(t) \quad \forall t \quad (24)$$

$$P_{vn}(t) \leq P_{jv}(t) \cdot \eta_{conv} \quad \forall t \quad (25)$$

$$P_{vn}(t) \leq P_{jv}(t) \quad \forall t \quad (26)$$

Il seguente vincolo riguarda la disponibilità della risorsa rinnovabile.

$$P_{iv}(t) \leq P_{v1}(t) \cdot P_{n1} + P_{v2}(t) \cdot P_{n2} + P_{v3}(t) \cdot P_{n3} \quad \forall t \quad (27)$$

I vincoli (28) e (29) definiscono rispettivamente i valori iniziali dell'energia presente nella batteria E_j e dell'energia disponibile E_d .

$$E_j(t) = E_{B,max} \quad \forall t = 0 \quad (28)$$

$$E_d(t) = c \cdot E_{B,max} \quad \forall t = 0 \quad (29)$$

La batteria non può avere uno stato di carica inferiore al valore minimo, dunque è stato imposto il vincolo (30).

$$E_j(t) \geq S_j \cdot E_{B,max} \quad \forall t \quad (30)$$

I seguenti vincoli definiscono l'energia disponibile e limite secondo il modello cinetico. La carica totale è data dalla somma dei due contributi.

$$E_j(t) = E_d(t) + E_b(t) \quad \forall t \quad (31)$$

$$E_d(t) = \frac{E_d(t-1) \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + (E_j(t-1) \cdot k \cdot c - P(t-1)) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{k} +$$

$$+ \frac{P(t-1) \cdot c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} \quad \forall t > 0 \quad (32)$$

$$E_b(t) = E_b(t-1) \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + E_j(t-1) \cdot (1-c) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t}) + \\ + \frac{P(t-1) \cdot (1-c) \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} \quad \forall t > 0 \quad (33)$$

con

$$P(t) = -P_{jv}(t) \quad \forall t \quad (34)$$

Il vincolo (35) tiene conto della perdita di energia dovuta al processo di scarica η_B .

$$P_{jv}(t) \cdot \Delta t \leq E_{dis}(t) \cdot \eta_B \quad \forall t \quad (35)$$

$$E_{dis}(t) = \frac{E_d(t) \cdot k \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + E_j(t) \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad \forall t \quad (36)$$

Il vincolo (36) contiene la formula di massima scarica dove $E_{dis}(t)$, definita in accordo con il modello cinetico, rappresenta l'energia massima che la batteria può cedere nell'istante temporale t.

Per quanto riguarda la fase di carica, il vincolo (37) contiene la formula di massima carica dove $E_{char}(t)$, definita dal valore minimo dei termini $E_1(t)$, $E_2(t)$ e E_3 , rappresenta l'energia massima che la batteria può assorbire nell'istante temporale t. Al fine di rispettare l'equazione (38) sono stati implementati tre vincoli separati, ognuno dei quali si riferisce ad una variabile (42), (43), (44).

$$-P_{jv}(t) \cdot \Delta t \leq E_{char}(t) \quad \forall t \quad (37)$$

$$E_{char}(t) = \frac{\text{Min}(E_1(t), E_2(t), E_3)}{\eta_B} \quad \forall t \quad (38)$$

Con

$$E_1(t) = \frac{E_{B,max} \cdot k \cdot c - E_d(t) \cdot k \cdot e^{-k \cdot \Delta t} - E_j(t) \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad \forall t \quad (39)$$

$$E_2(t) = \frac{(1 - e^{-a \cdot \Delta t}) \cdot (E_{B,max} - E_j(t))}{\Delta t} \quad \forall t \quad (40)$$

$$E_3 = \frac{N \cdot I \cdot V}{1000} \quad (41)$$

$$E_{char} \leq \frac{E_1(t)}{\eta_B} \quad \forall t \quad (42)$$

$$E_{char} \leq \frac{E_2(t)}{\eta_B} \quad \forall t \quad (43)$$

$$E_{char} \leq \frac{E_3}{\eta_B} \quad \forall t \quad (44)$$

Infine, è stato inserito il vincolo (45) con il quale si garantisce il valore corretto del flusso di potenza P_{vn} .

If $Load_1(t) + Load_2(t) = 0$

then $P_{vd}(t) = - P_{vn}(t) \quad \forall t \quad (45)$

else $P_{vd}(t) - Load_1(t) - Load_2(t) = - (P_{vn}(t) + P_{net}(t))$

endif

Funzione obiettivo

La funzione obiettivo che si intende minimizzare è

$$\sum_t (E_{B,max} - E_j(t)) + 1000 \cdot \sum_t P_{net}(t) + \sum_t (P_{jv}(t) + P_{v1}(t) \cdot P_{n1} + P_{v2}(t) \cdot P_{n2} + P_{v3}(t) \cdot P_{n3})$$

Tale funzione permette di trovare la minima quantità di energia che deve essere prelevata dalla rete garantendo al contempo che la batteria mantenga il massimo stato di carica possibile in ogni istante temporale t .

Simulazione V – Carichi interi con $E_{B,max}$ pari a 15 kWh

È stato analizzato il comportamento della microrete in *on-grid conditions* utilizzando lo stesso profilo di carico considerato nella prima simulazione, fissando il valore di $E_{B,max}$ pari a 15 kWh.

Sono state dunque prese in considerazione 8 persone (e dunque 8 postazioni computer) sia in sala studio che in sala riunione. Per entrambi gli ambienti è stato considerato un periodo di utilizzo di 8 ore: dalle 09:00 alle 17:00.

Facendo riferimento al profilo di generazione della risorsa rinnovabile dell'anno 2005, si è ottenuto che il sistema ha un'autonomia energetica annuale superiore all'88%; solamente il 12% di energia, che corrisponde a 517 kWh, è prelevata dalla rete.

Si evidenzia che buona parte dell'energia prodotta dal sistema fotovoltaico rimane inutilizzata in quanto la batteria, avendo una capacità energetica limitata, non può accumulare energia quando presenta uno stato di carica unitario. In particolare, non vengono utilizzati 5058 kWh; tale quantità corrisponde al 56% dell'energia prodotta.

Di seguito sono riportati gli andamenti delle variabili più significative.

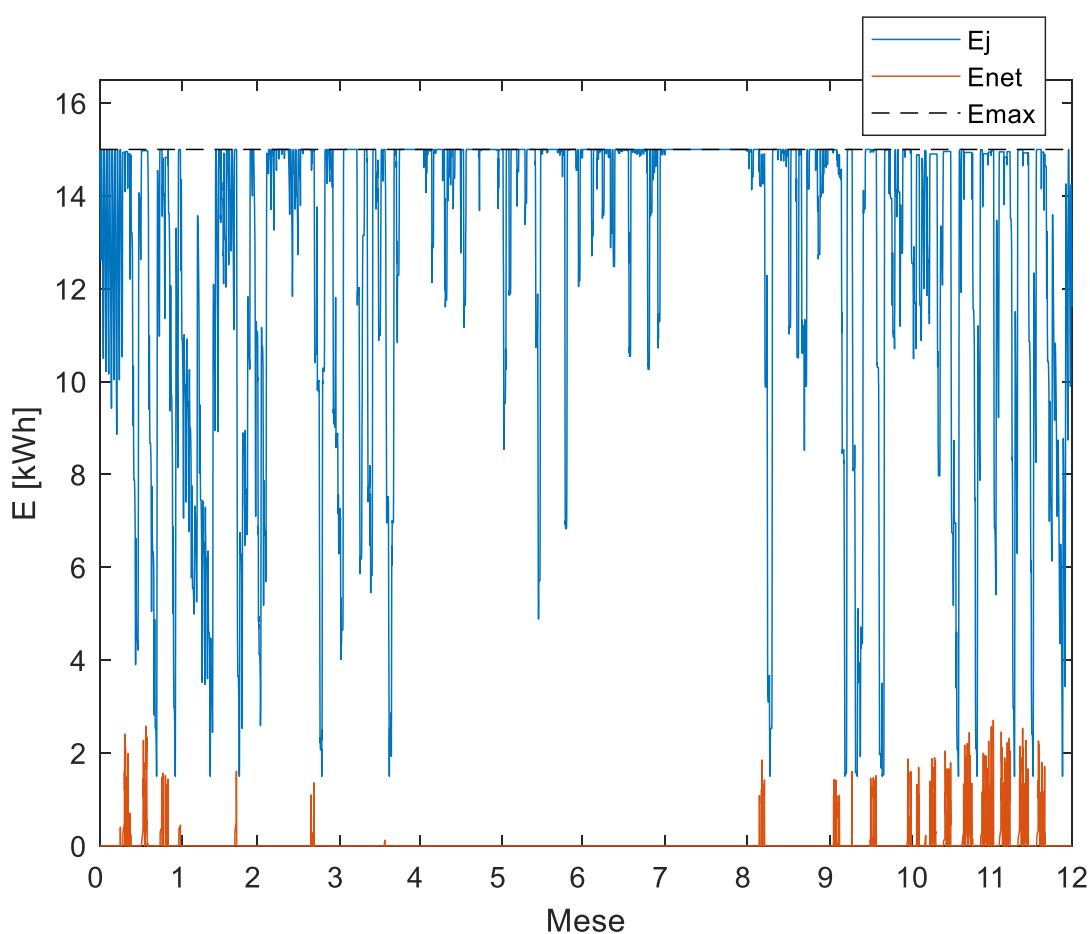


Figura 51 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e di quella prelevata dalla rete E_{net}

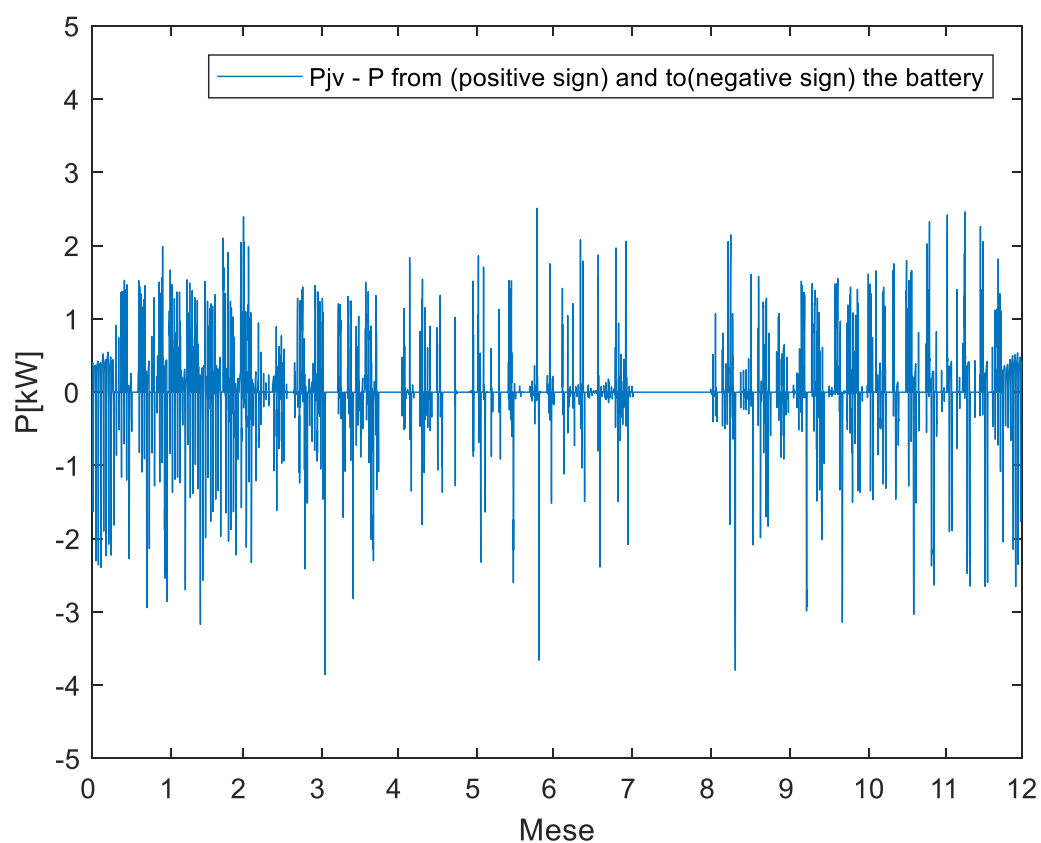


Figura 52 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

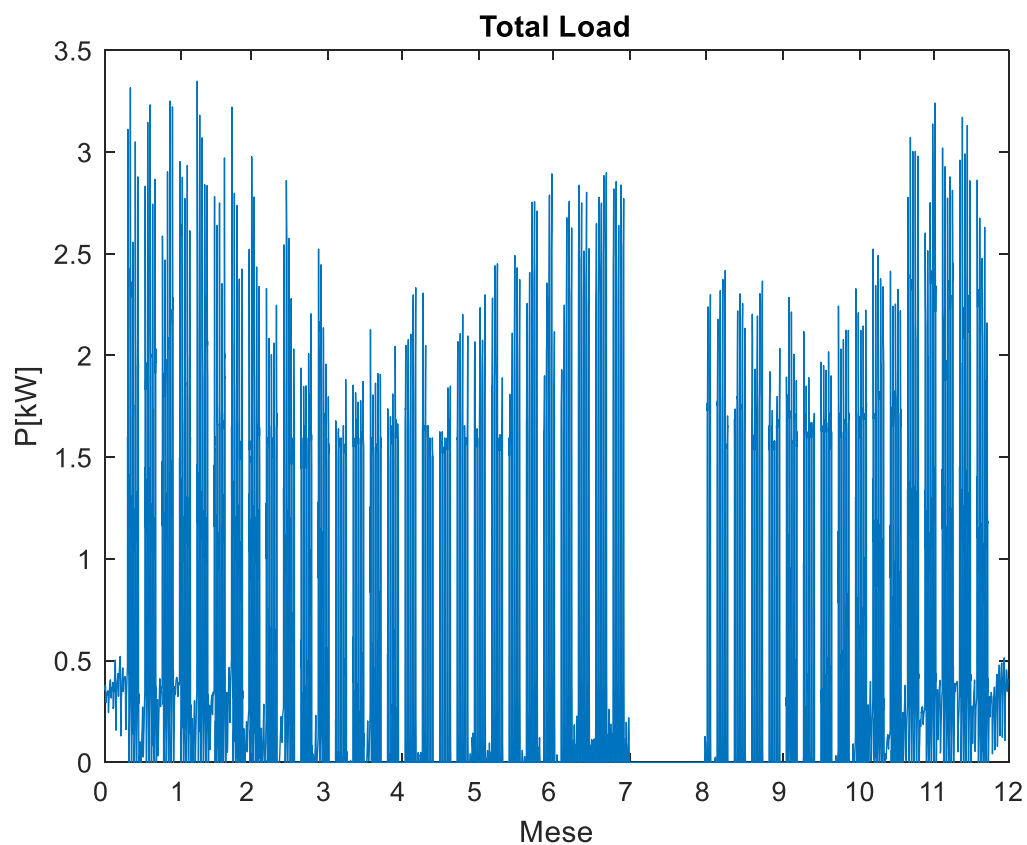


Figura 53 Andamento della potenza fornita all'utenza

Utilizzando come input di generazione il profilo relativo all'anno 2006, si è ottenuto che il sistema ha un'autonomia energetica annuale dell'86%; il 14% di energia, corrispondente a 614 kWh, è prelevata dalla rete.

L'energia solare non sfruttata ammonta a 5259 kWh; il 58% dell'energia prodotta non viene utilizzata né per soddisfare i carichi né per caricare il sistema di accumulo.

Di seguito sono riportati i grafici caratteristici.

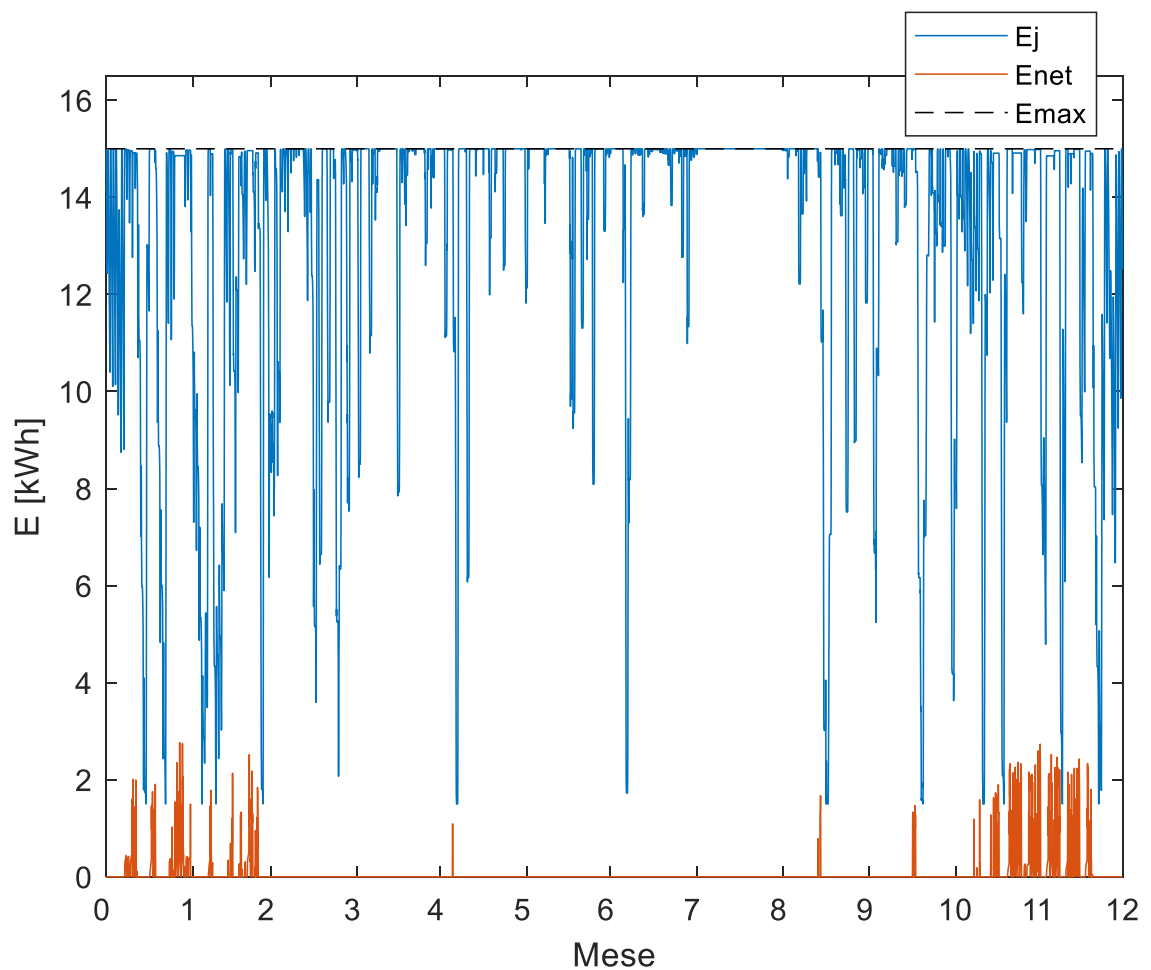


Figura 54 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e di quella prelevata dalla rete E_{net}

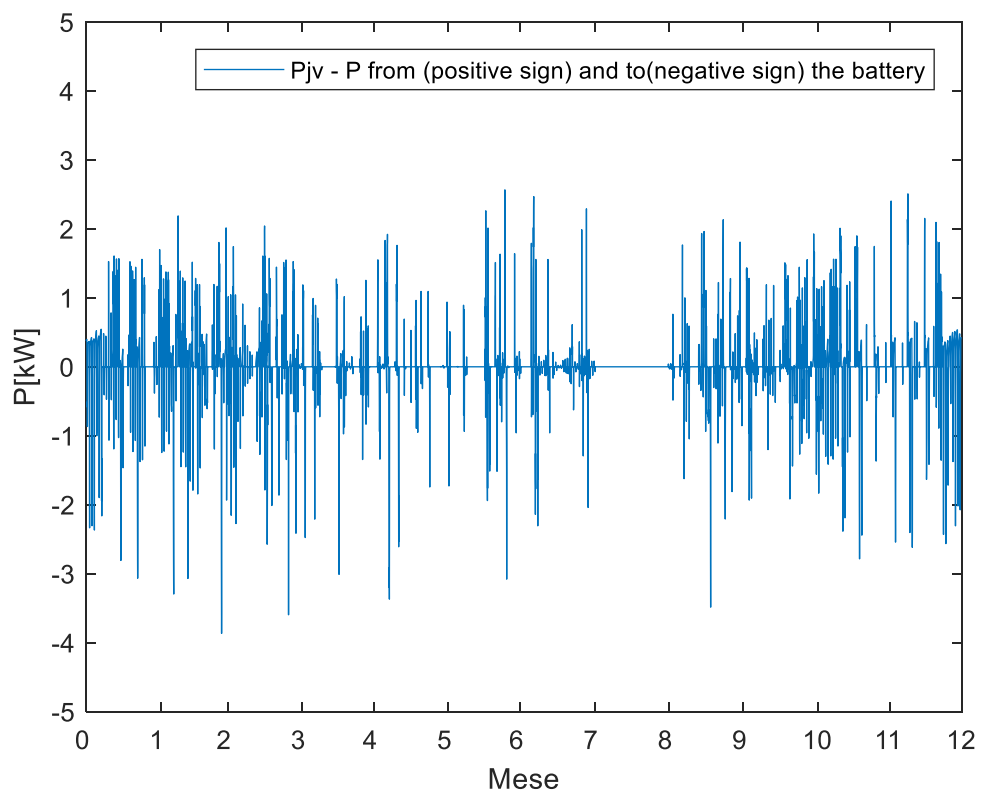


Figura 55 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

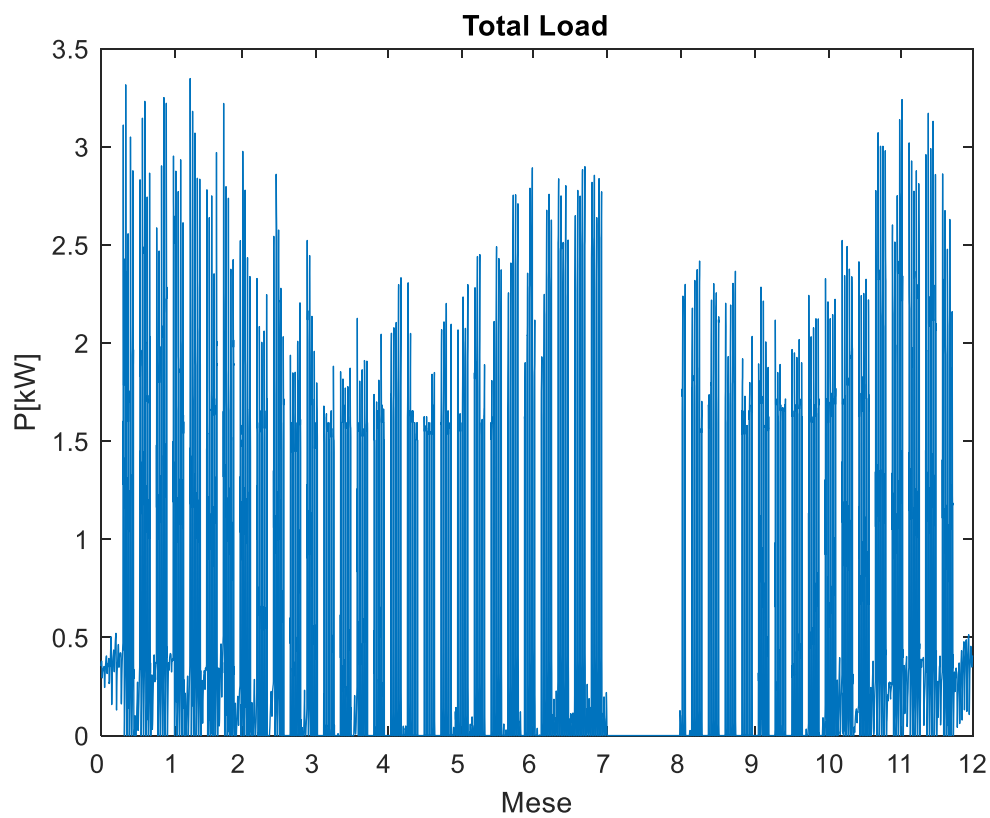


Figura 56 Andamento della potenza fornita all'utenza

Simulazione VI – Carichi interi con $E_{B,max}$ pari a 5 kWh

La simulazione V è stata dunque ripetuta variando unicamente il valore di $E_{B,max}$. Di seguito sono riportati i risultati ottenuti ponendo la capacità della batteria pari a 5 kWh.

Facendo riferimento al profilo di generazione della risorsa rinnovabile dell'anno 2005, si è ottenuto che il sistema ha un'autonomia energetica annuale pari all'83%.

L'energia solare non utilizzata corrisponde al 59% di quella totale prodotta dall'impianto fotovoltaico; in particolare, l'eccesso ammonta a 5297 kWh.

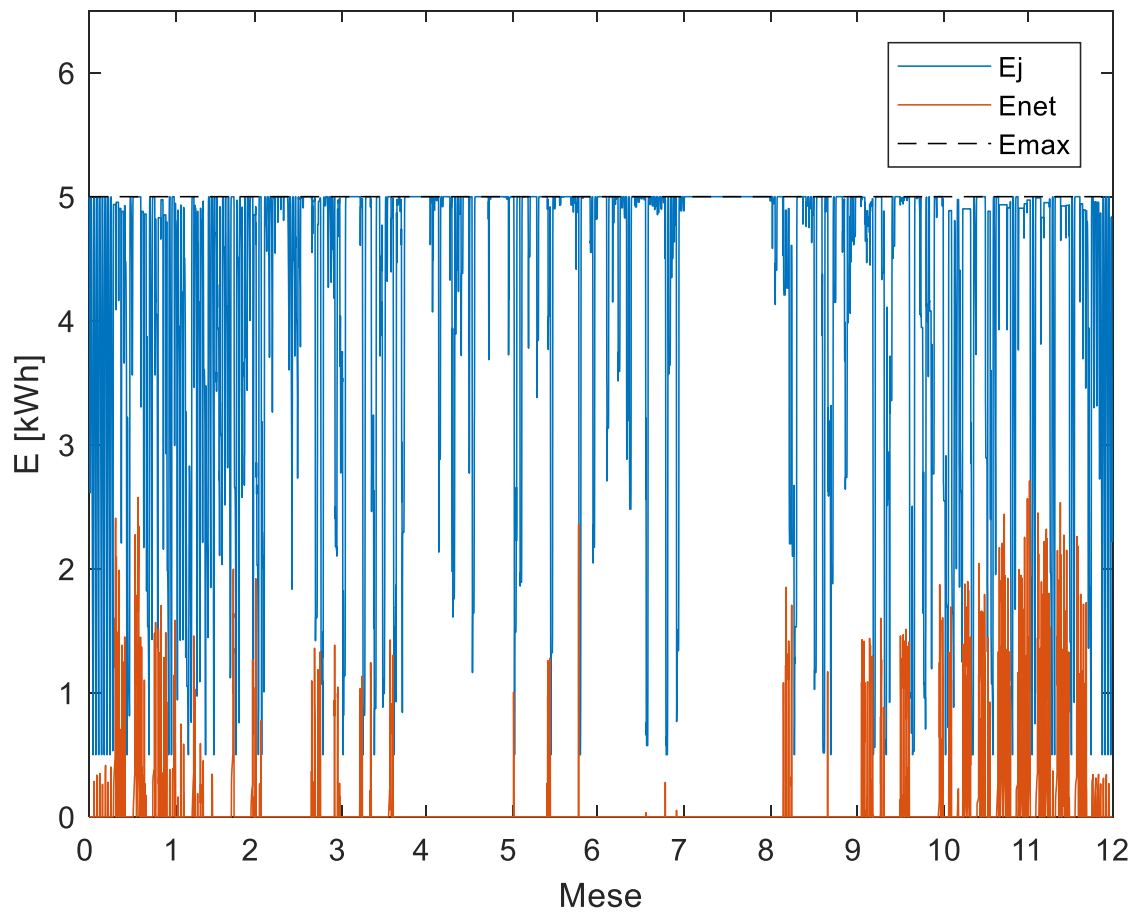


Figura 57 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e di quella prelevata dalla rete E_{net}

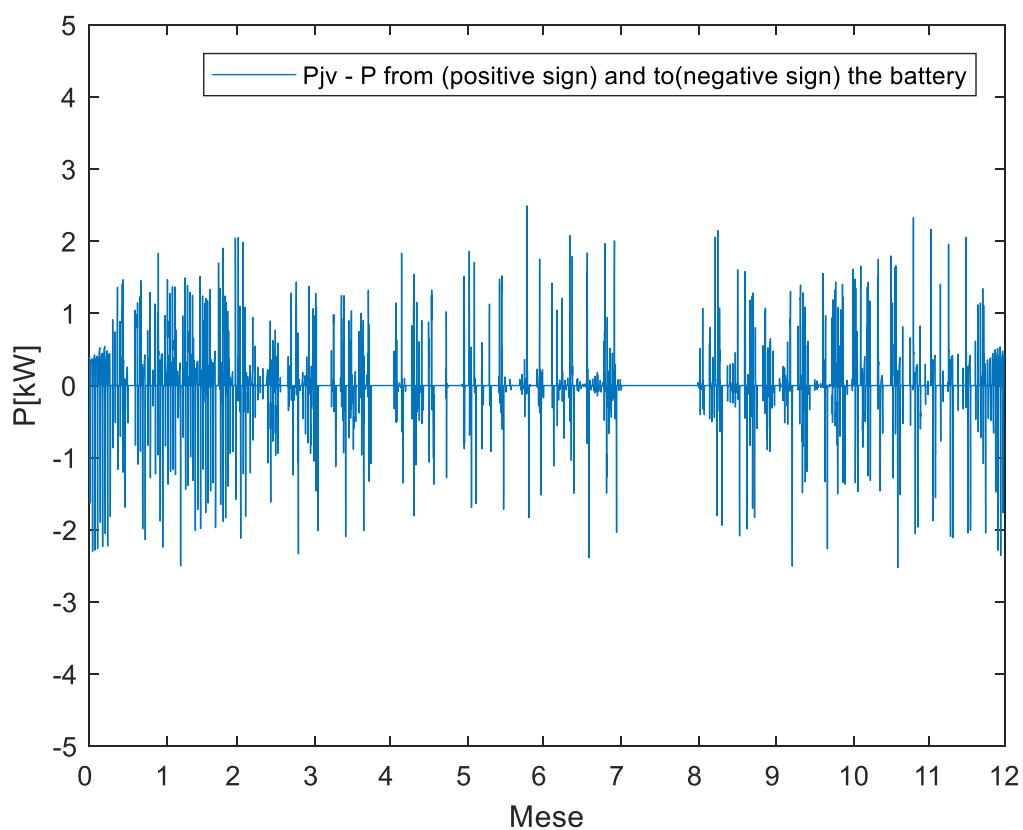


Figura 58 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

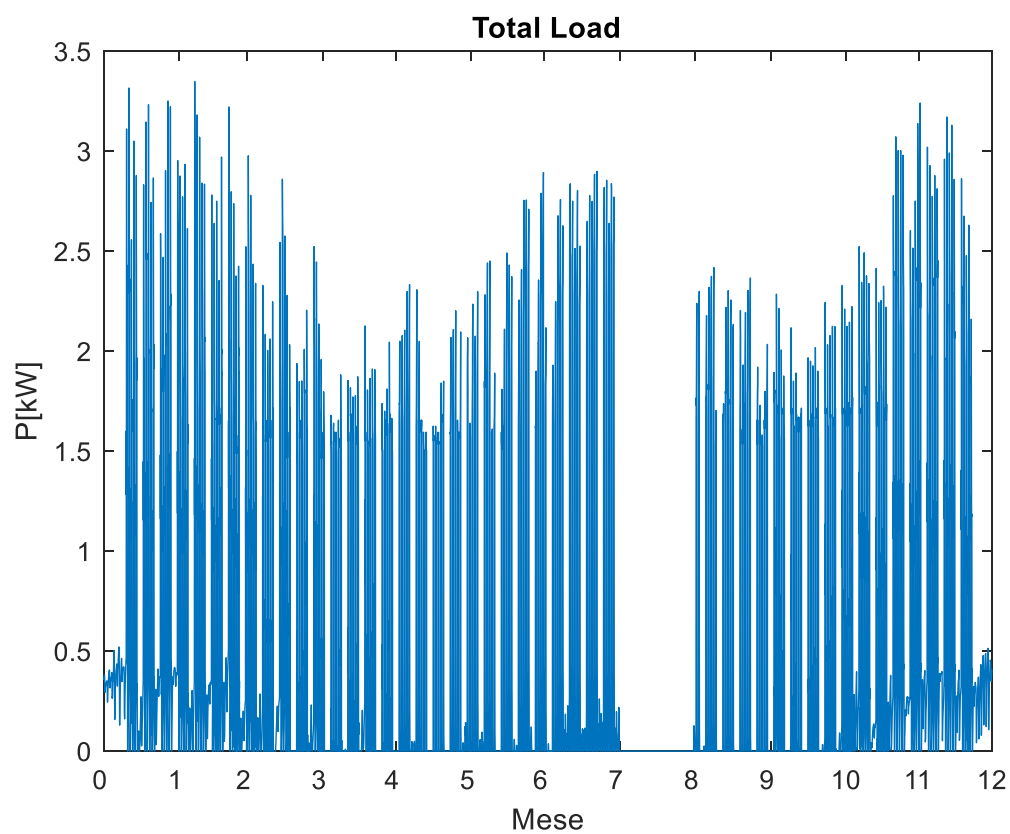


Figura 59 Andamento della potenza fornita all'utenza

La simulazione è stata ripetuta utilizzando come input di generazione il profilo relativo all'anno 2006; in questo caso si è ottenuto che il sistema ha un'autonomia energetica annuale dell'81%.

La capacità energetica limitata del sistema di accumulo non permette di sfruttare tutta l'energia prodotta; in particolare non vengono utilizzati 5491 kWh; tale quantità corrisponde al 60% dell'energia prodotta.

Di seguito sono riportati i grafici caratteristici.

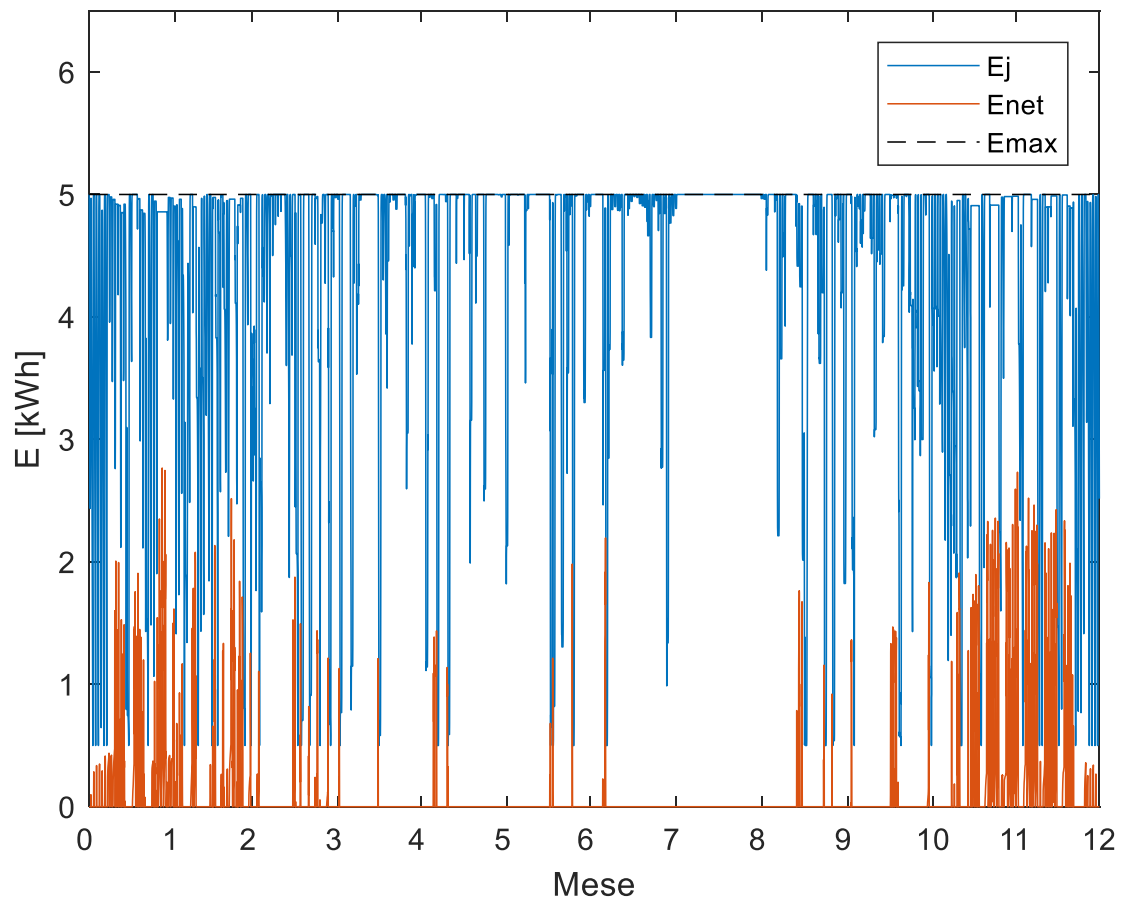


Figura 60 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e di quella prelevata dalla rete E_{net}

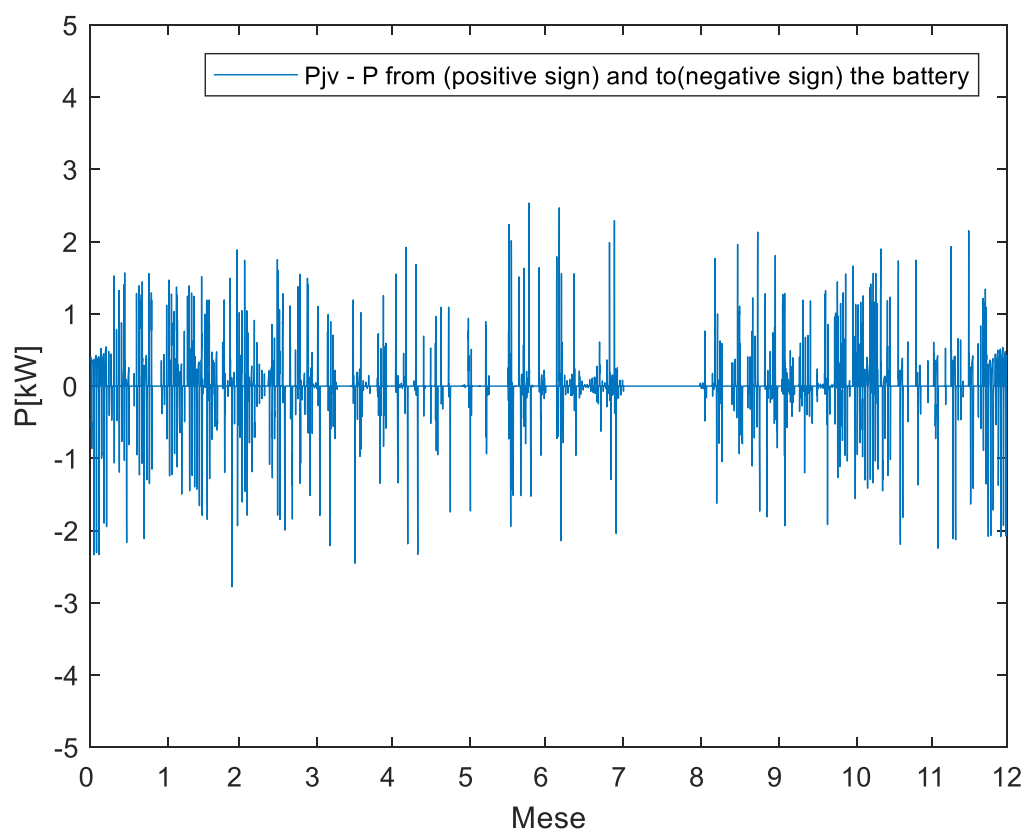


Figura 61 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

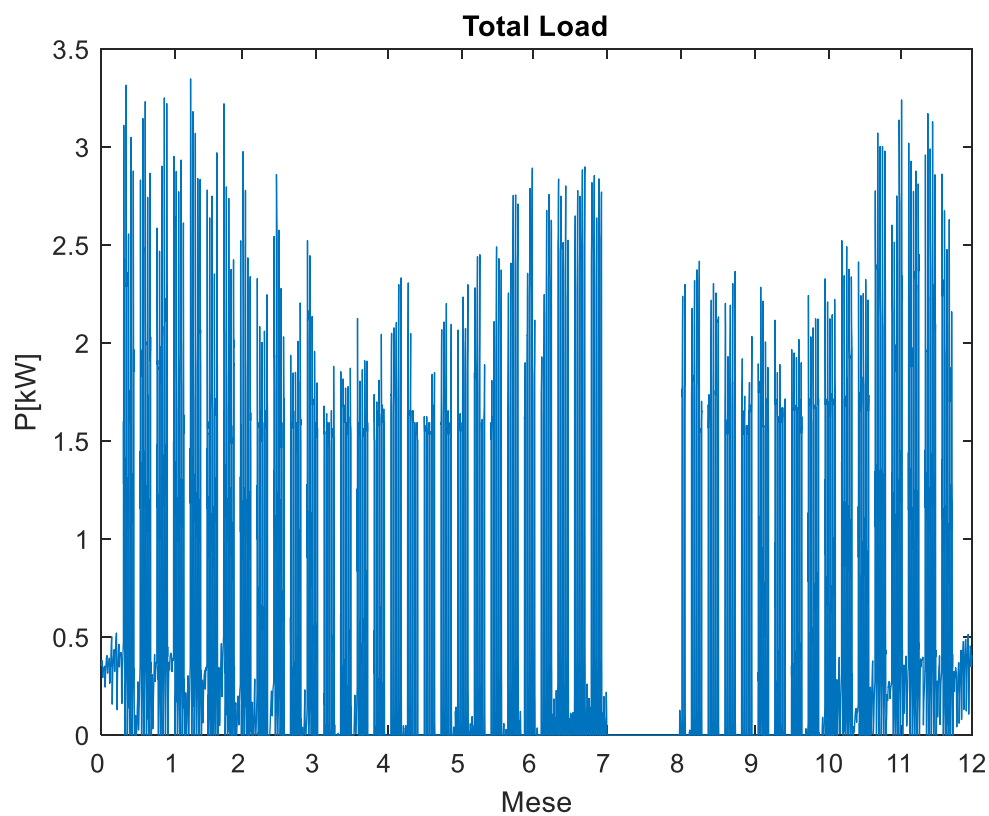


Figura 62 Andamento della potenza fornita all'utenza

Analisi tecnico-comparativa e valutazioni economiche

Confrontando i risultati ottenuti nelle simulazioni I, V e VI si evince che, connettendo il sistema con la rete elettrica, è possibile garantire i medesimi servizi riducendo di un ordine di grandezza la capacità energetica della batteria, mantenendo al contempo elevata l'autonomia energetica del sistema. Ponendo $E_{B,max}$ pari a 15 kWh, viene prelevata dalla rete unicamente il 10% dell'energia necessaria a soddisfare i carichi. Si evidenzia inoltre che, tale riduzione comporta un aumento di circa il 20% in termini di energia inutilizzata: tale risultato era prevedibile in quanto la quantità di energia accumulabile nel sistema è stata ridotta.

Si sottolinea che, rispetto alla prima simulazione, nelle simulazioni V e VI il sistema di accumulo mostra un andamento più dinamico. Inoltre, la connessione con la rete viene sfruttata principalmente da Novembre a Febbraio: tale risultato, conferma quanto esposto in precedenza.

Per quanto concerne l'analisi economica, la tabella seguente presenta lo scenario delle simulazioni V e VI. Si precisa che, $C_{I,B}$ e C_{Net} rappresentano rispettivamente il costo di investimento della batteria e il costo operativo dell'energia prelevata dalla rete BT.

Anno	Simulazione V		Simulazione VI	
	$C_{I,B}$ [€]	C_{Net} [€/y]	$C_{I,B}$ [€]	C_{Net} [€/y]
2005	7500-15000	130-155	2500-5000	187-224
2006	7500-15000	154-184	2500-5000	208-250

Tabella 9 Costi di esercizio e di investimento delle simulazioni V-VI.

Il costo di investimento della batteria, riportato in tabella, è stato calcolato utilizzando un costo unitario nel range di 500-1000 € per ogni kWh di capacità installata [11]. Per quanto riguarda il costo operativo (o di esercizio) dell'energia prelevata dalla rete BT, è stato assunto un valore pari a 0.25-0.30 €/kWh [12]; tale quantità include tasse e oneri di sistema.

I risultati evidenziano che, riducendo notevolmente la capacità energetica del sistema di accumulo, e dunque il relativo costo di investimento, si ha un aumento dell'energia prelevata dalla rete che genera un costo operativo più elevato.

I dati riportati nella tabella 9 mostrano che riducendo di 5000-10000 € l'investimento iniziale, si ha un aumento massimo dei costi di esercizio pari a 70 €/y.

Simulazione VII – Profilo di carico ottimale con $E_{B,max}$ pari a 15 kWh

L'analisi fino ad ora effettuata, evidenzia non solo la necessità del sistema di essere connesso alla rete elettrica, bensì anche la particolare criticità del sistema nel periodo compreso tra Novembre e Febbraio.

A tal proposito si è ritenuto opportuno proseguire lo studio considerando di rendere disponibile l'edificio come segue.

- Nei mesi di Novembre, Dicembre, Gennaio e Febbraio la sala studio può ospitare un massimo di 4 persone a partire dalle 9:00 fino alle 17:00 mentre la sala riunioni può essere usata da 8 persone per una durata massima di 3 h/giorno.
- Nei restanti mesi, la sala studio offre 8 postazioni di lavoro, usufruibili dalle 9:00 alle 17:00, e la sala riunioni, utilizzabile sempre da 8 utenti, prevede una fascia oraria più ampia, coincidente con quella della sala studio.

È stato considerato un profilo di carico che rispetti tale funzionamento annuale e sono state effettuate diverse simulazioni che valutano il comportamento della microrete in *on-grid conditions* a seconda del valore di $E_{B,max}$ scelto. Tale parametro è stato fatto variare nel range di 2.5 – 15 kWh.

Facendo riferimento al profilo di generazione della risorsa rinnovabile dell'anno 2005, si è ottenuto che, ponendo $E_{B,max}$ pari a 15 kWh il sistema ha un'autonomia energetica annuale del 96%; solamente il 4% di energia, che corrisponde a 167 kWh, è prelevata dalla rete.

L'energia non utilizzata ammonta circa al 59%, che corrisponde a 5269 kWh.

Di seguito sono riportati gli andamenti delle variabili più significative.

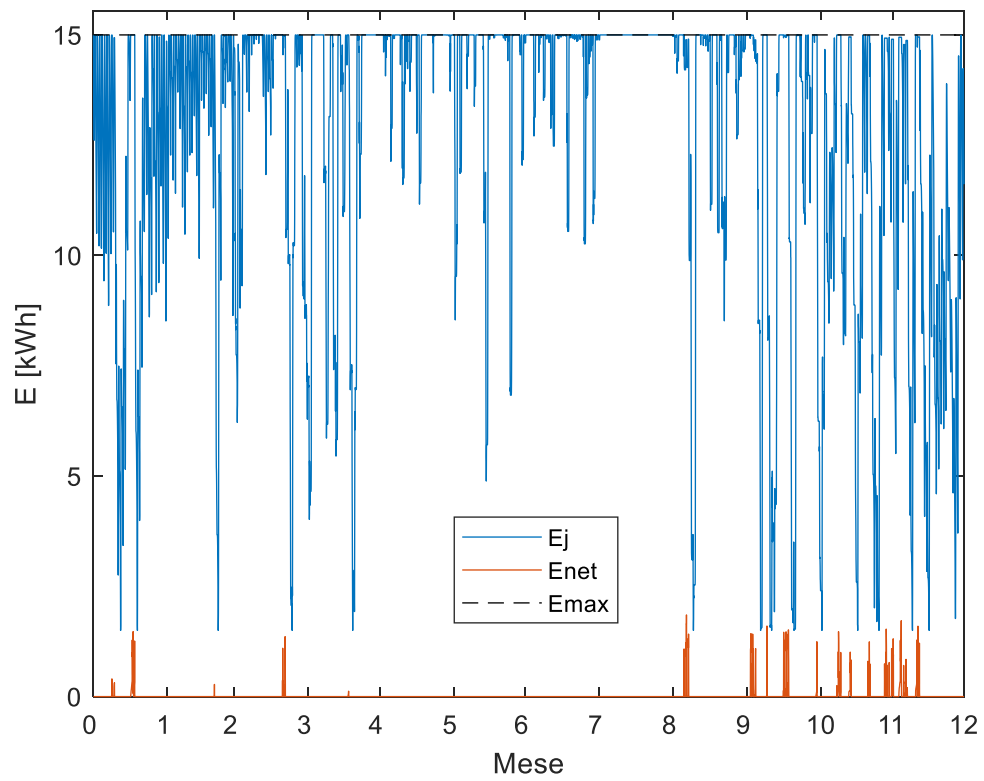


Figura 63 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e di quella prelevata dalla rete E_{net}

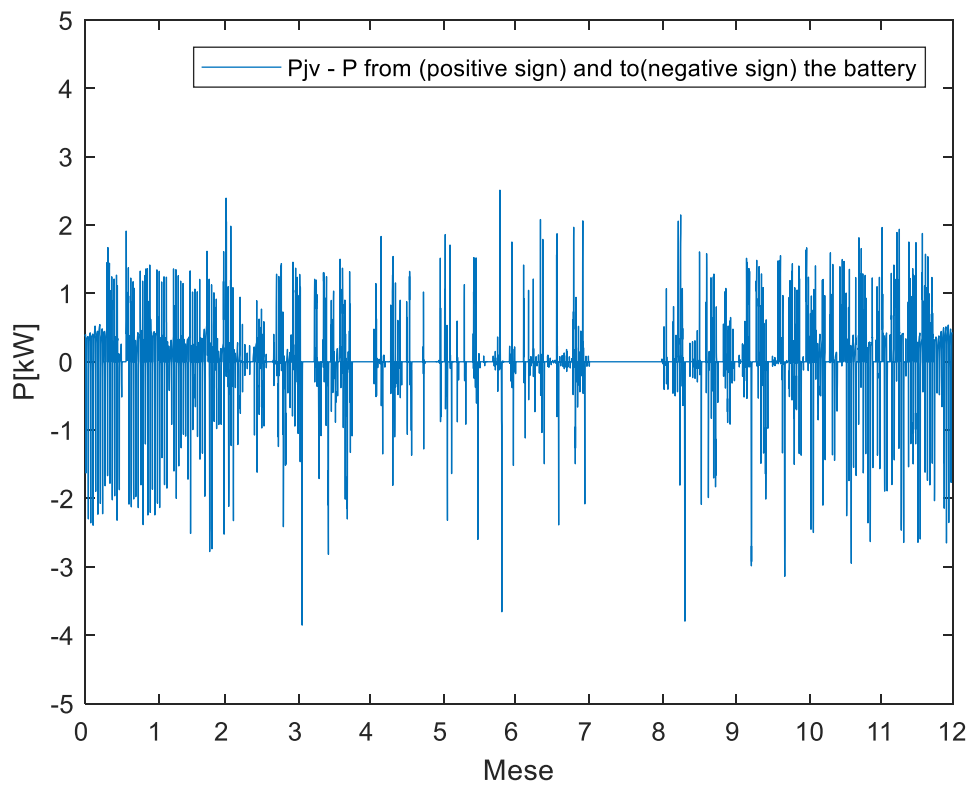


Figura 64 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

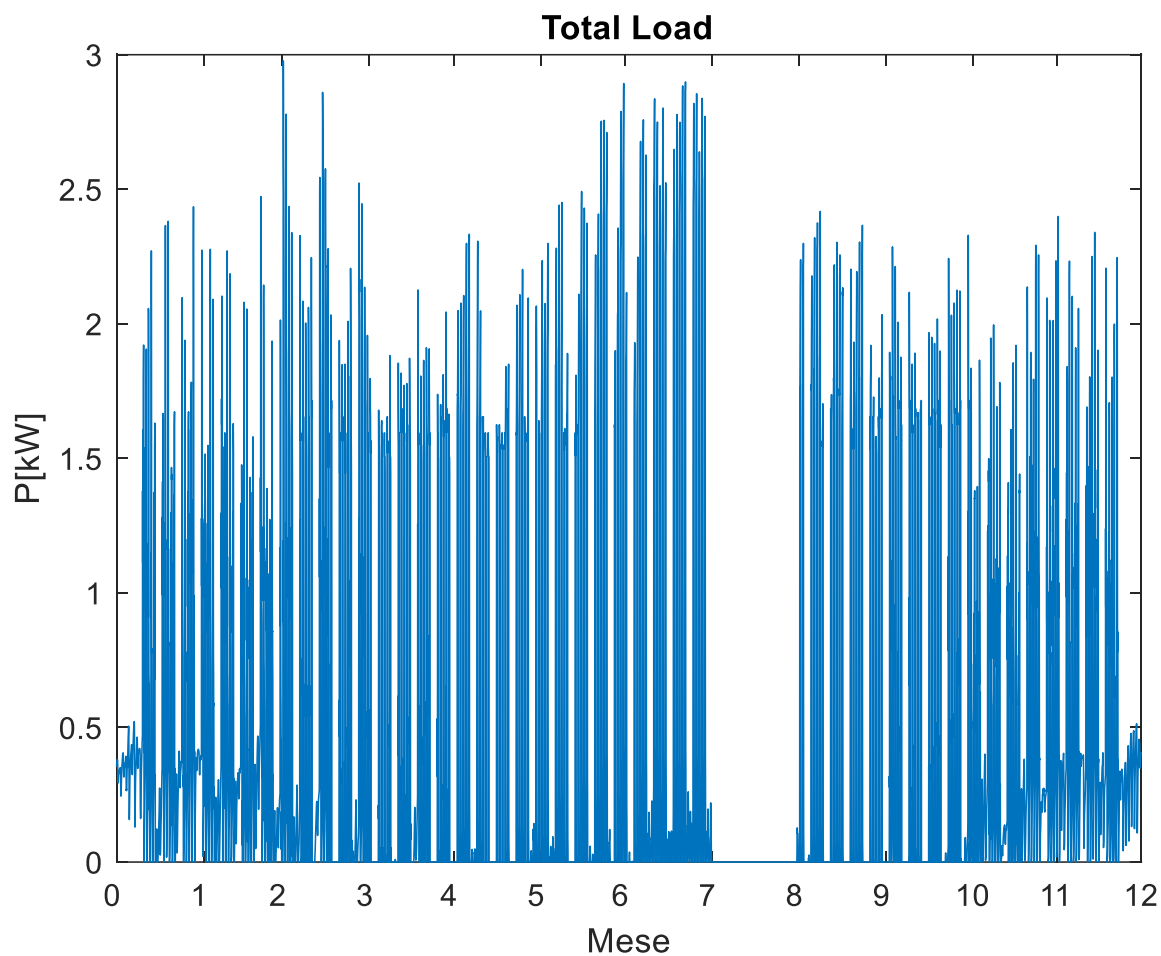


Figura 65 Andamento della potenza fornita all'utenza

La stessa simulazione è stata effettuata utilizzando, come input di generazione, il profilo relativo all'anno 2006. In tal caso, si è ottenuto che, il sistema ha un'autonomia energetica annuale del 94%; solamente il 6% di energia, che corrisponde a 232 kWh, è prelevata dalla rete.

Non viene sfruttato circa il 59% dell'energia prodotta, che equivale a 5438 kWh.

Di seguito sono riportati i grafici caratteristici.

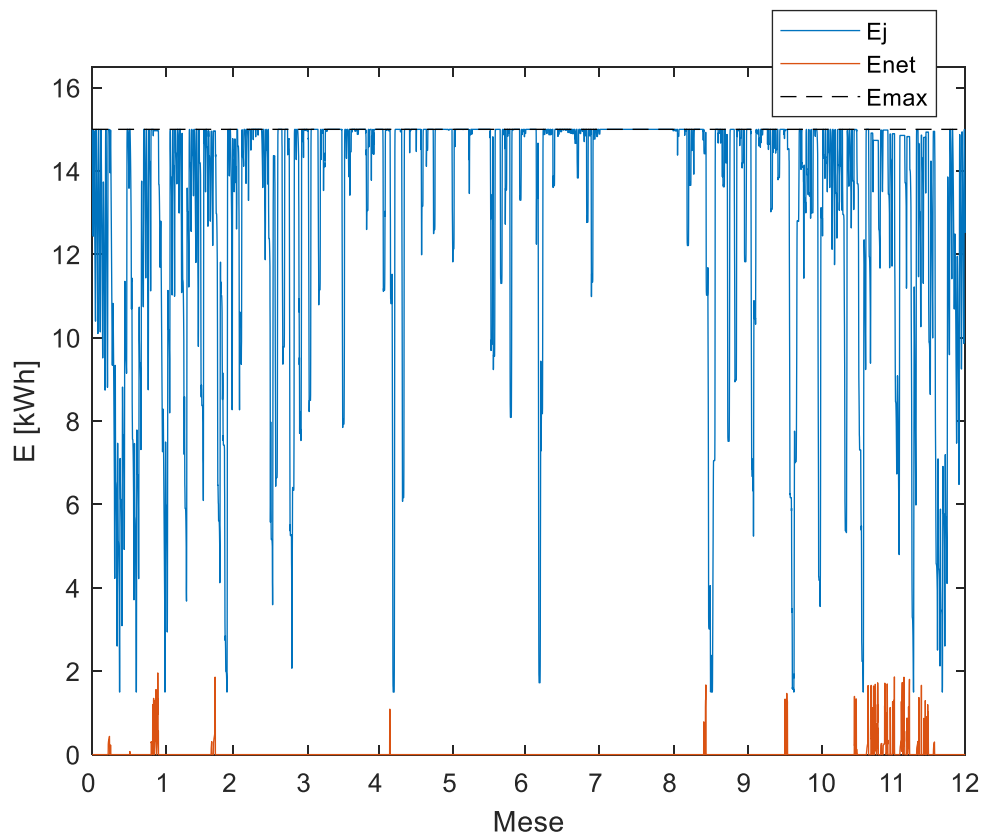


Figura 66 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e di quella prelevata dalla rete E_{net}

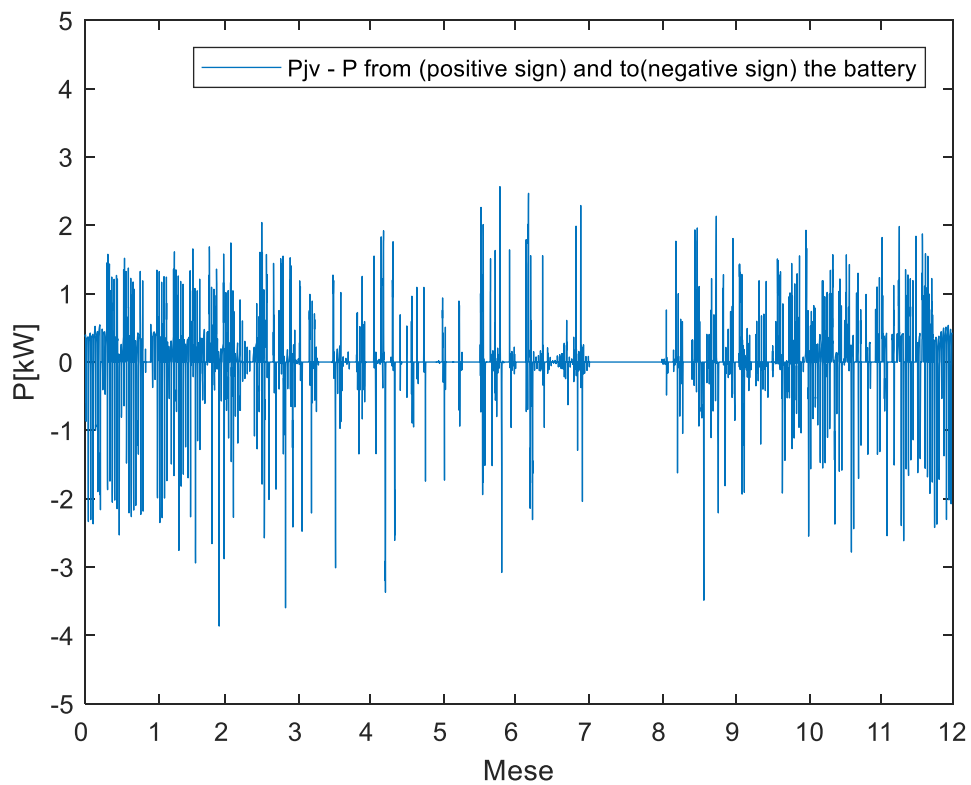


Figura 67 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

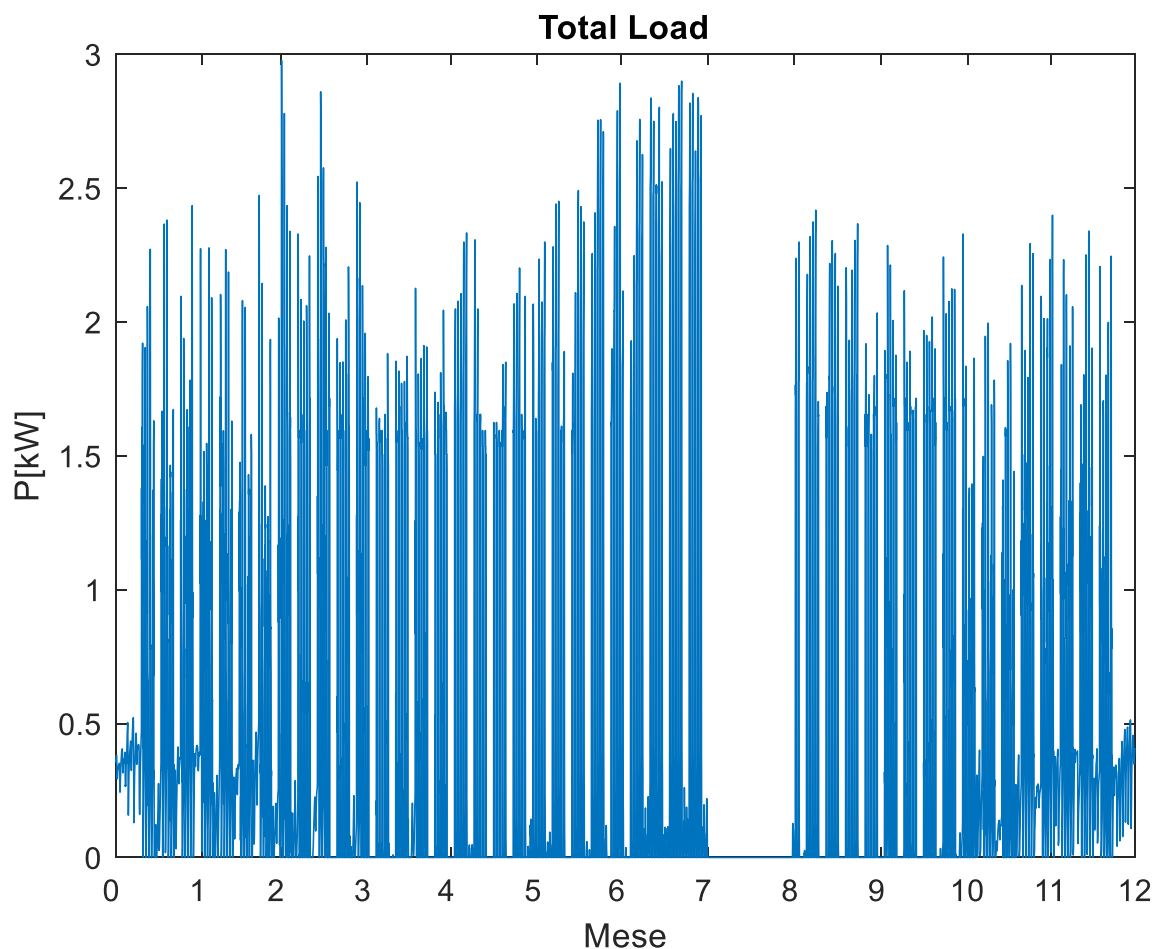


Figura 68 Andamento della potenza fornita all'utenza

Simulazione VIII – Profilo di carico ottimale con $E_{B,max}$ pari a 5 kWh

La simulazione VI è stata ripetuta variando il valore della capacità energetica della batteria; in particolare il valore di $E_{B,max}$ è stato posto pari a 5 kWh.

Utilizzando il profilo di generazione della risorsa rinnovabile relativa all'anno 2005, si è ottenuto che il sistema ha un'autonomia energetica annuale dell'89%; solamente 404 kWh sono prelevati dalla rete. L'energia inutilizzata ammonta circa al 61%, che equivale a 5504 kWh.

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti.

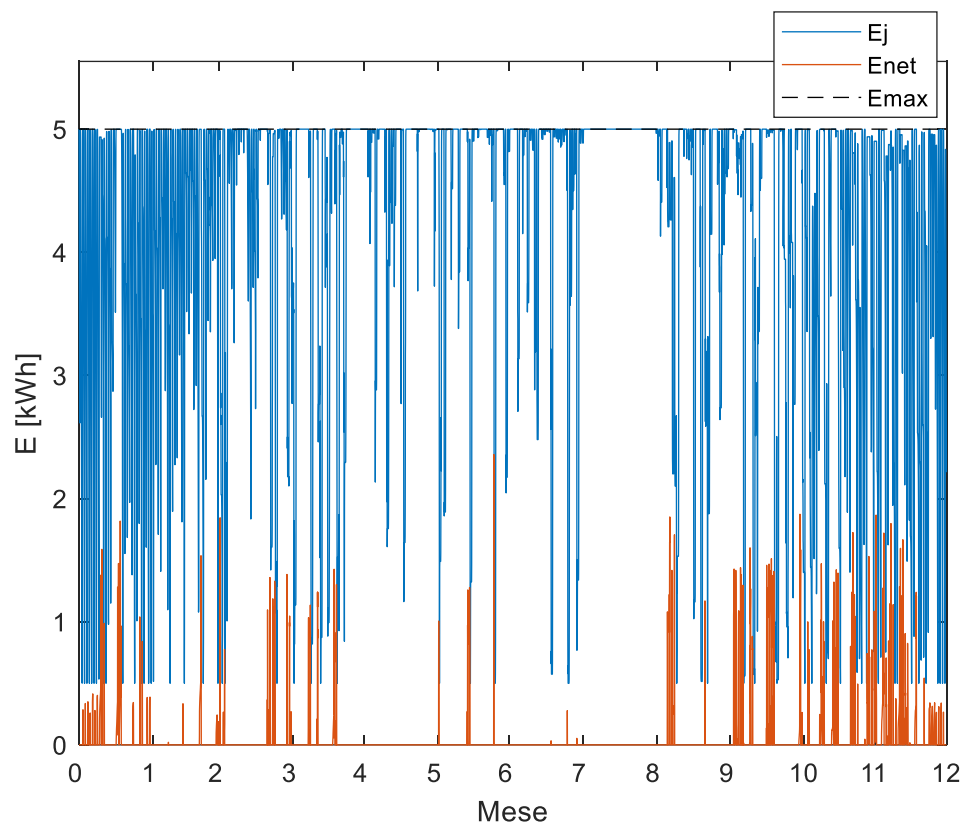


Figura 69 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e di quella prelevata dalla rete E_{net}

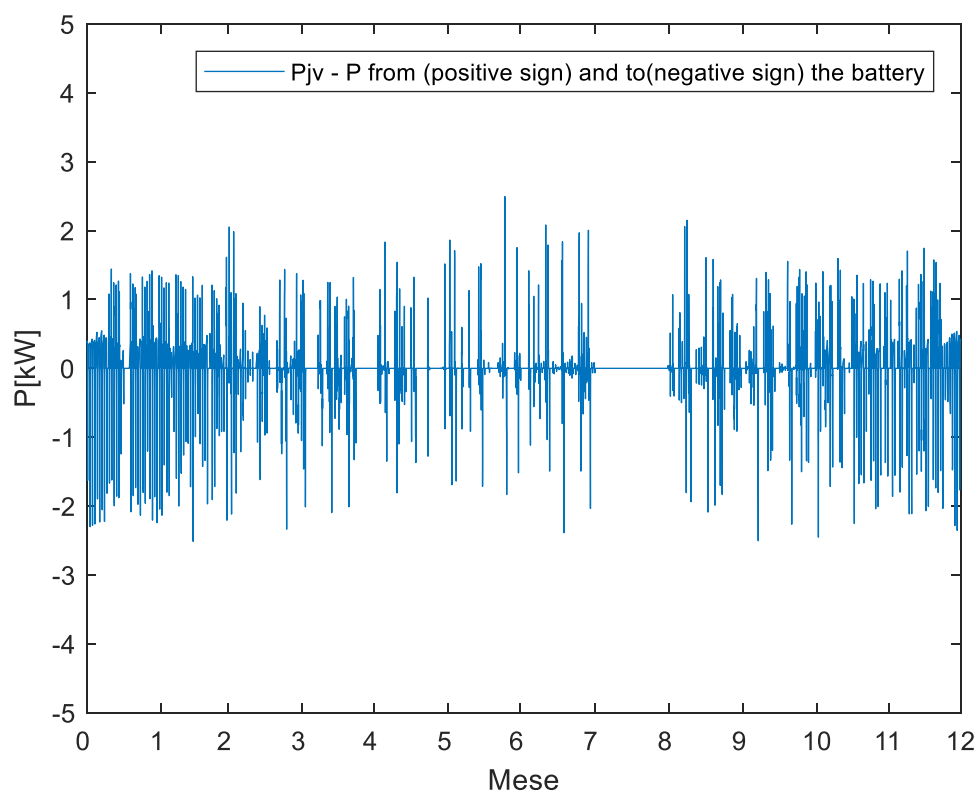


Figura 70 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

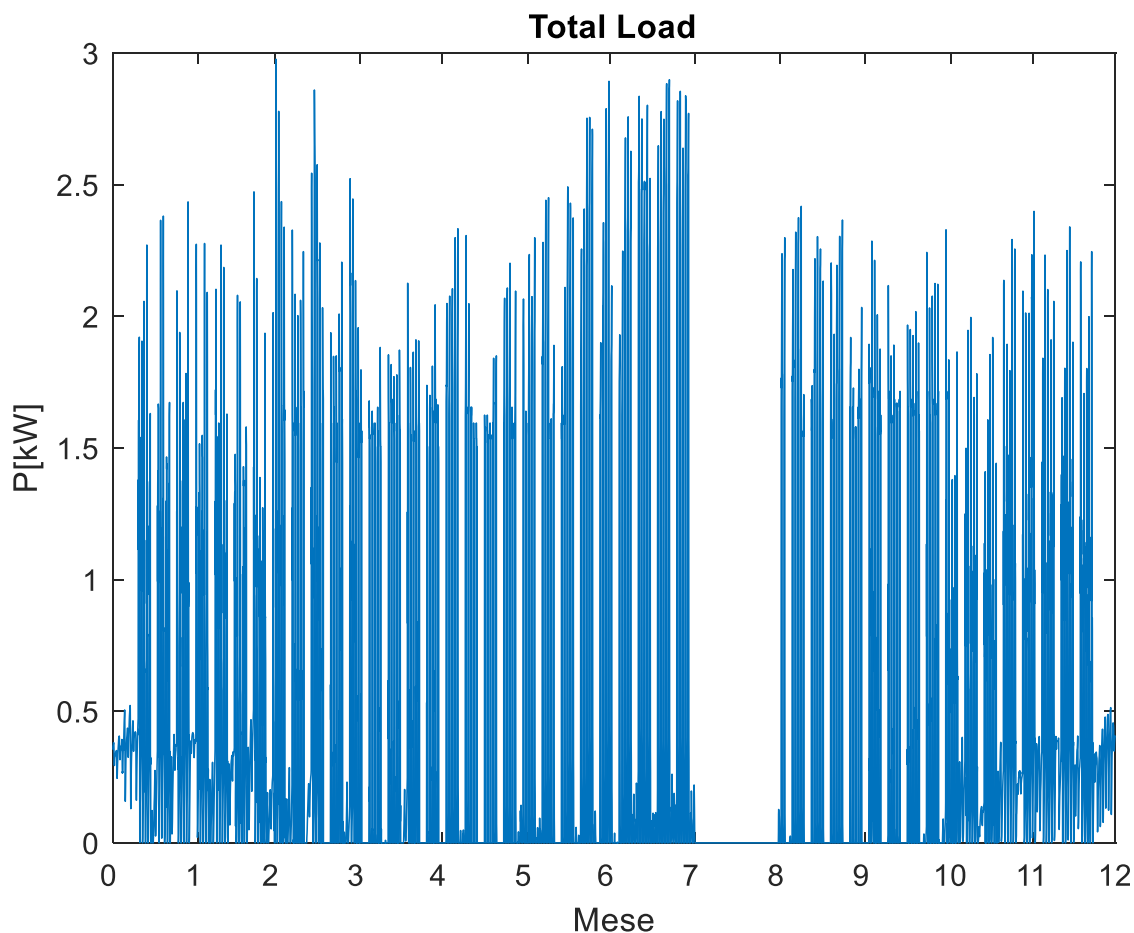


Figura 71 Andamento della potenza fornita all'utenza

Utilizzando come input la generazione fotovoltaica dell'anno 2006 è stata ottenuta un'autonomia energetica annuale pari all'88 %; solamente 466 kWh sono prelevati dalla rete.

L'eccesso di energia risulta essere pari a 5671 kWh, solo il 38 % dell'energia prodotta viene effettivamente utilizzata.

I grafici ottenuti sono di seguito riportati.

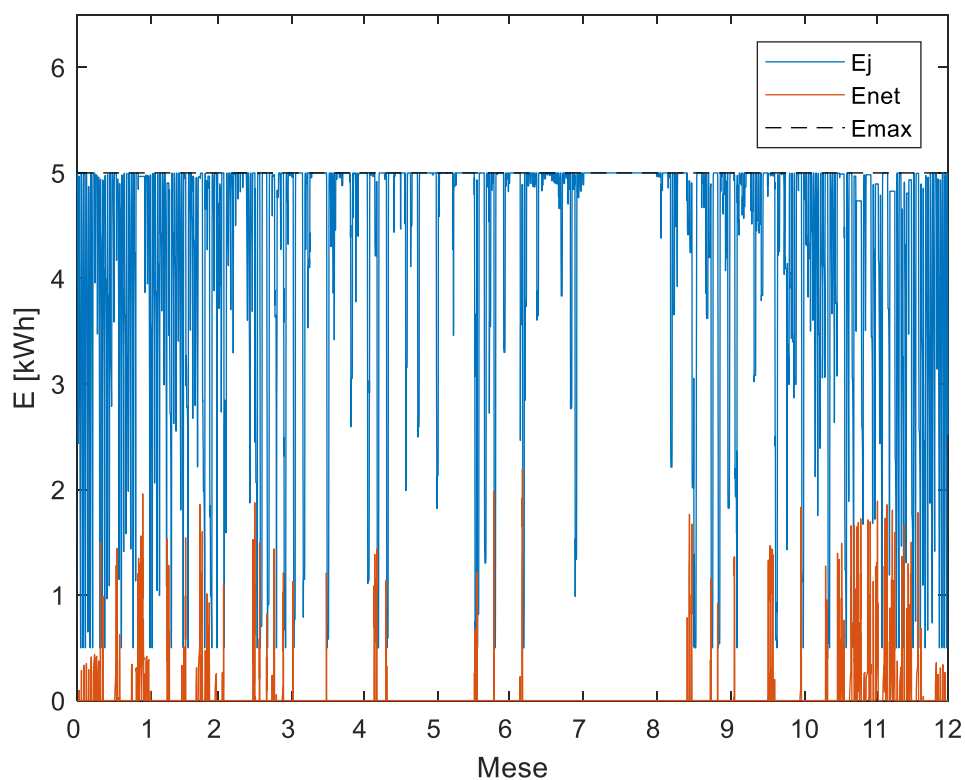


Figura 72 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j e di quella prelevata dalla rete E_{net}

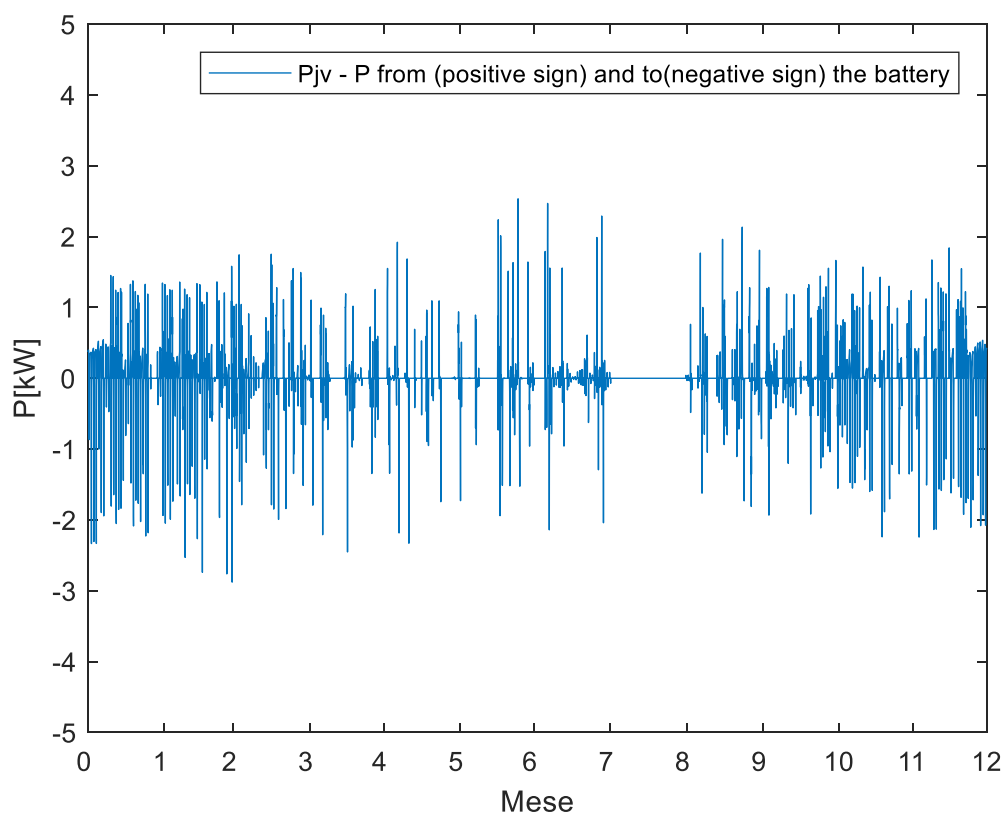


Figura 73 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

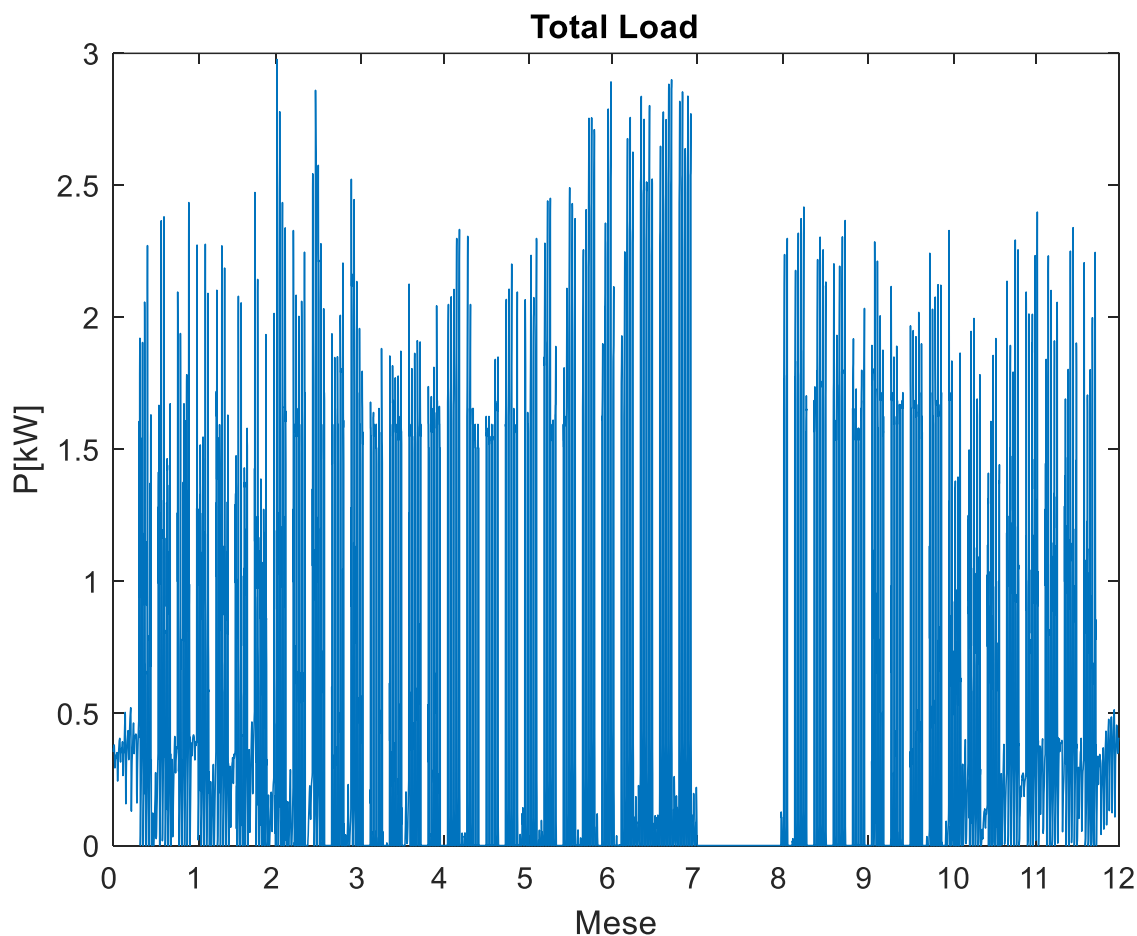


Figura 74 Andamento della potenza fornita all'utenza

Simulazione IX – Profilo di carico ottimale con $E_{B,max}$ pari a 2.5 kWh

I risultati ottenuti nelle simulazioni VII e VIII mostrano elevati valori percentuali dell'autonomia del sistema. A tal proposito si è ritenuto opportuno valutare il comportamento della microrete riducendo ulteriormente il valore di $E_{B,max}$, ponendolo uguale a 2.5 kWh.

Considerando il profilo di generazione relativo all'anno 2005, si è ottenuto che il sistema ha un'autonomia energetica annuale dell'84%; solo 628 kWh sono prelevati dalla rete.

L'energia non utilizzata ammonta circa al 64%, che corrisponde a 5728 kWh.

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti.

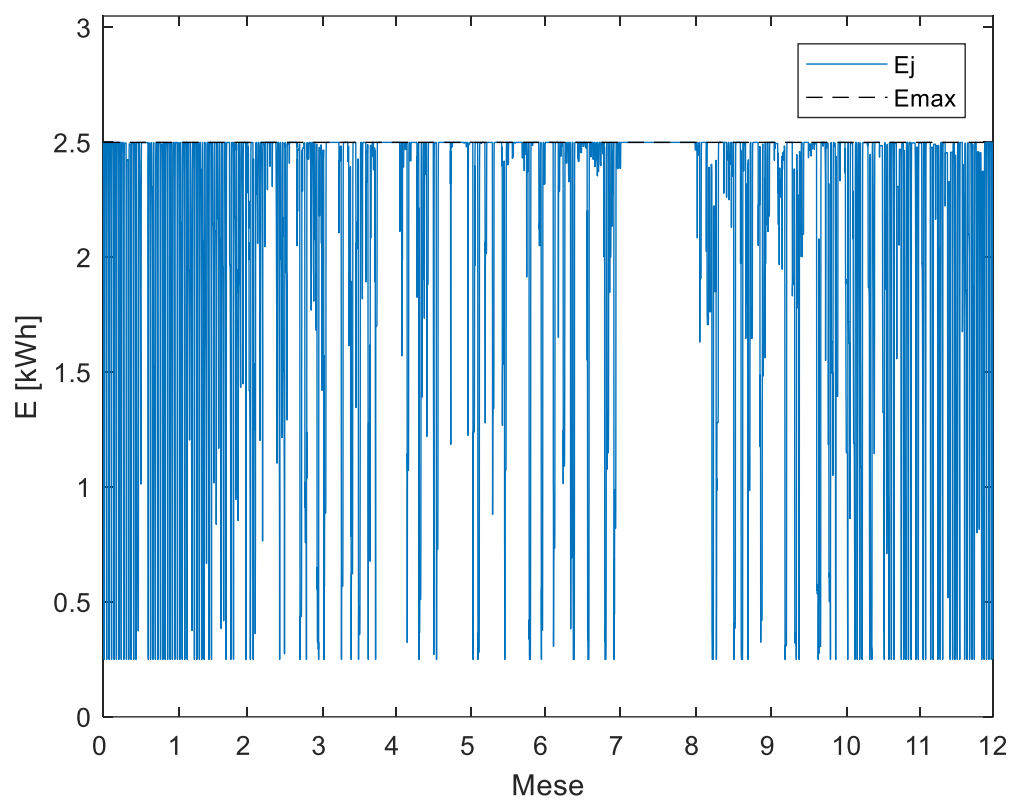


Figura 75 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j

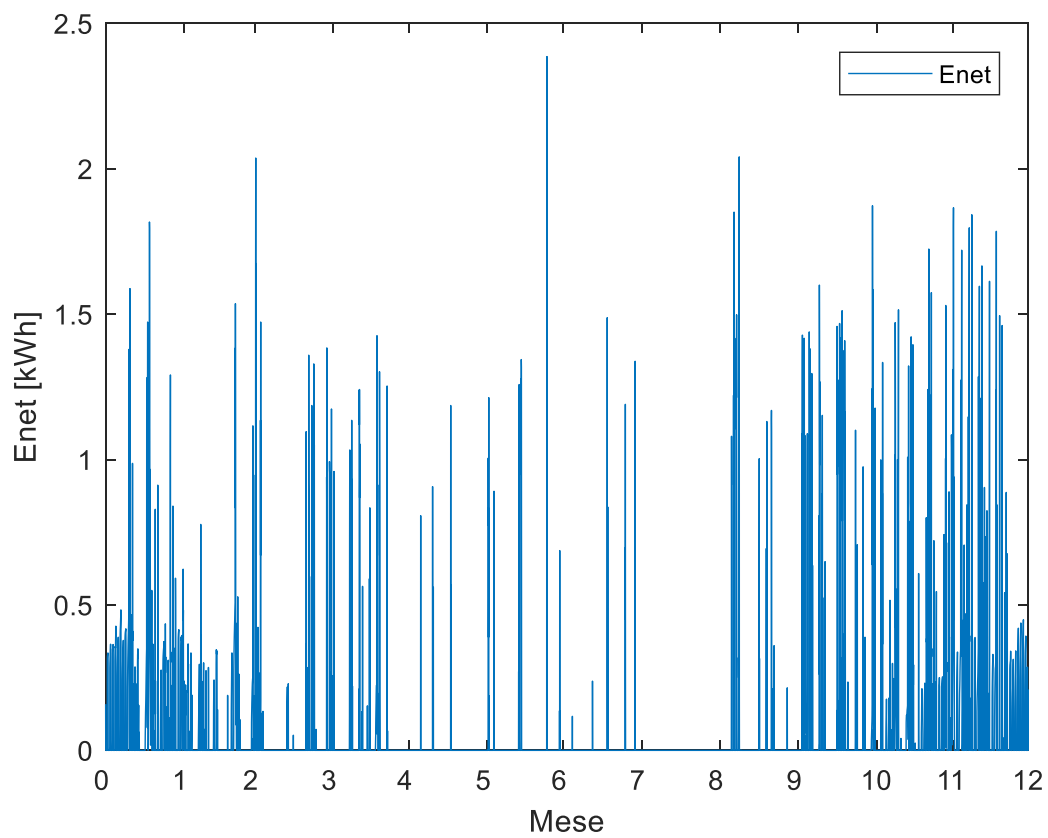


Figura 76 Andamento dell'energia prelevata dalla rete E_{net}

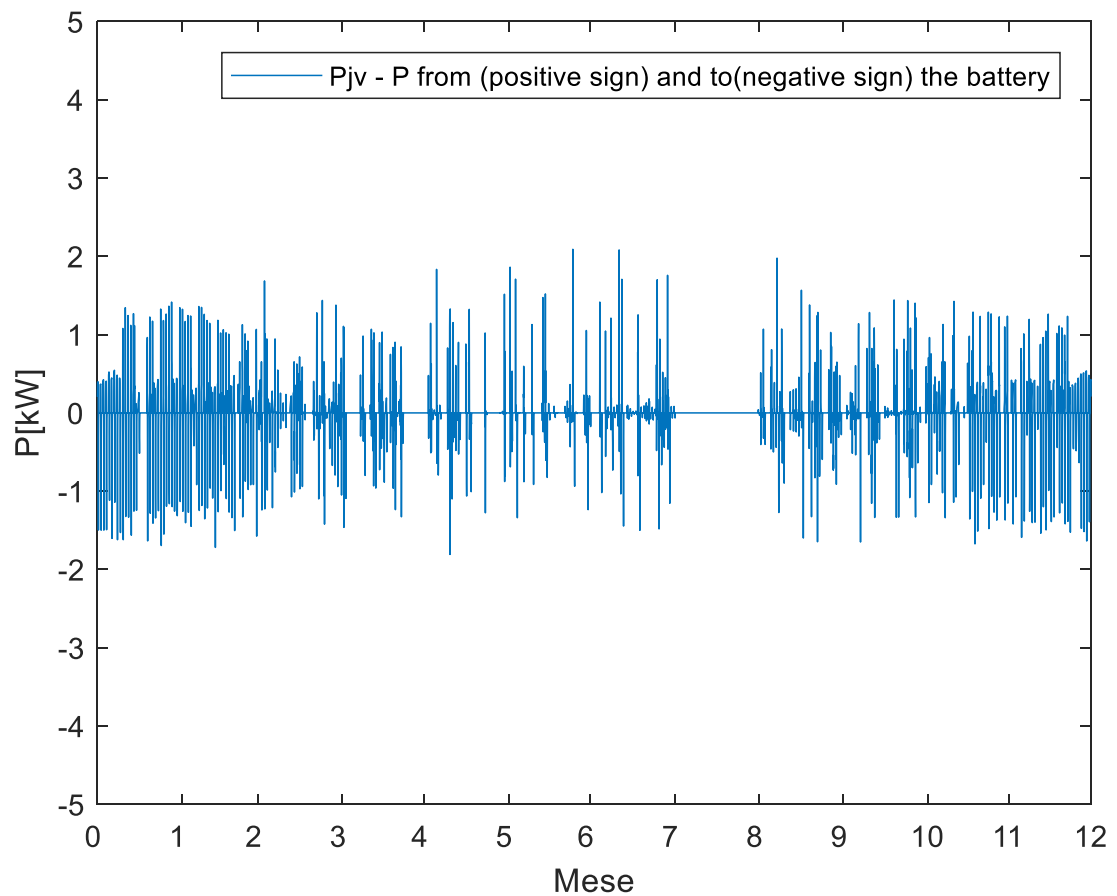


Figura 77 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

Considerando l'anno di 2006, si è ottenuta un'autonomia energetica annuale pari al 83%. L'energia complessiva prelevata dalla rete in questo caso risulta essere pari a circa 666 kWh.

L'energia inutilizzata risulta essere pari a 5871 kWh, che equivale al 65 % dell'energia prodotta.

Di seguito sono mostrati gli andamenti ottenuti.

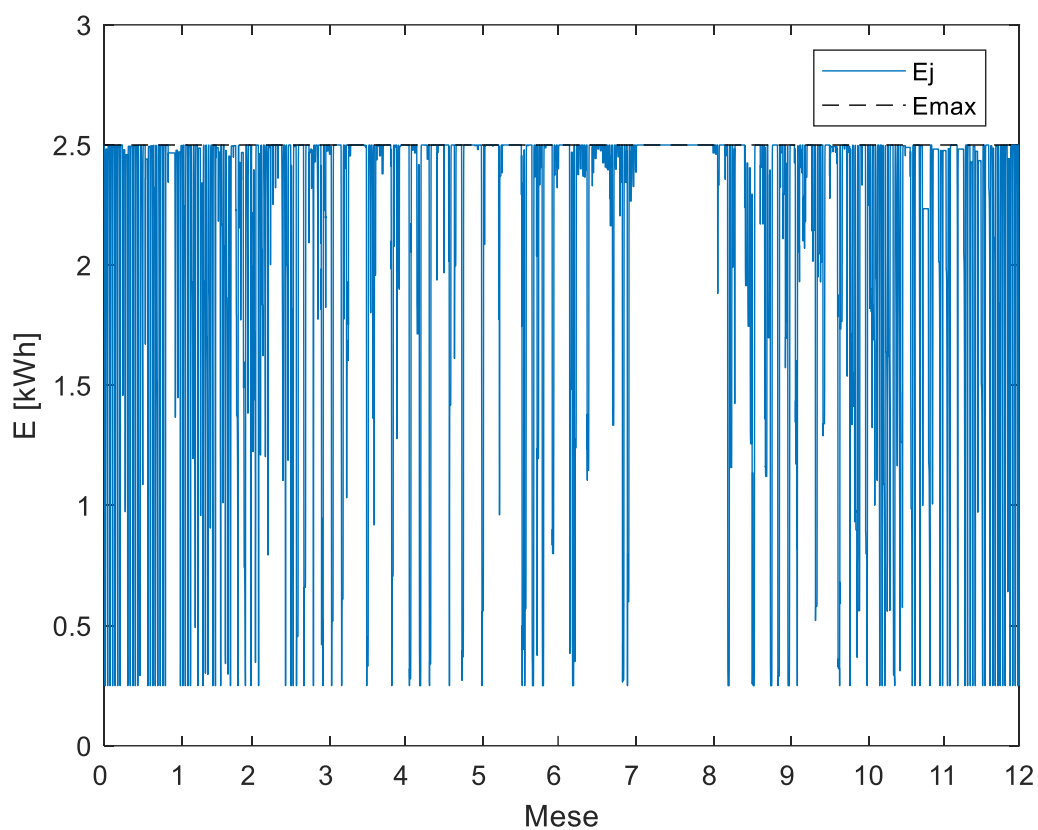


Figura 78 Andamento dell'energia presente nella batteria E_j

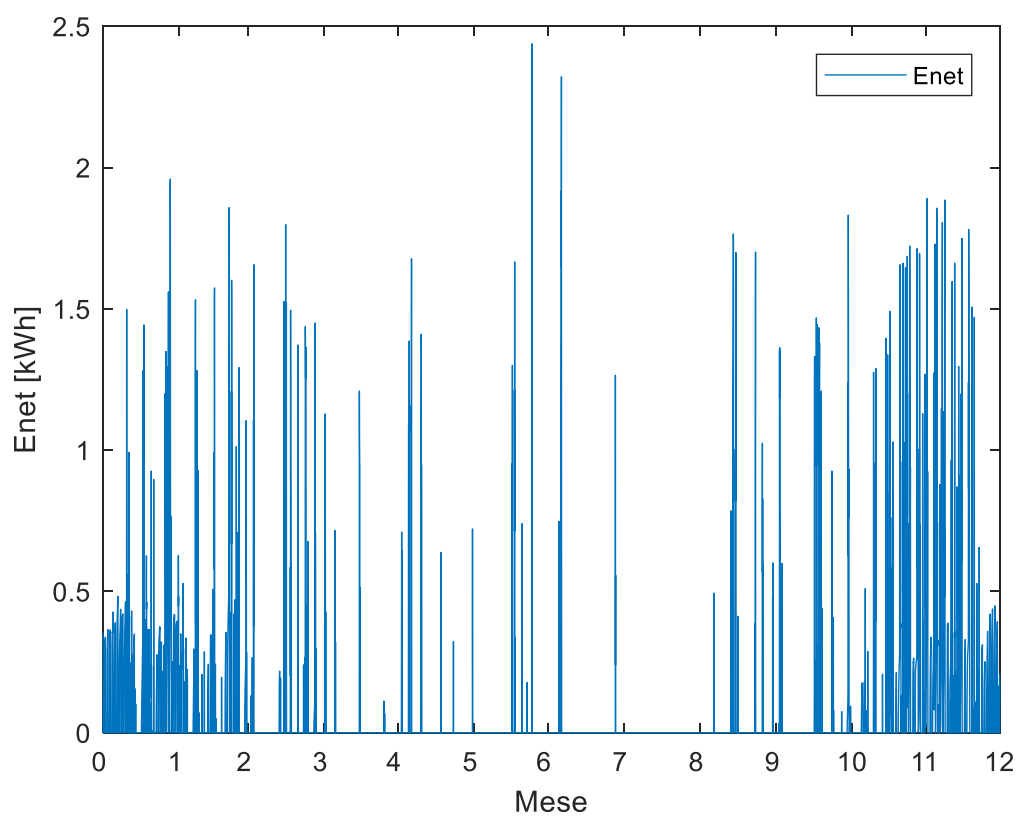


Figura 79 Andamento dell'energia prelevata dalla rete E_{net}

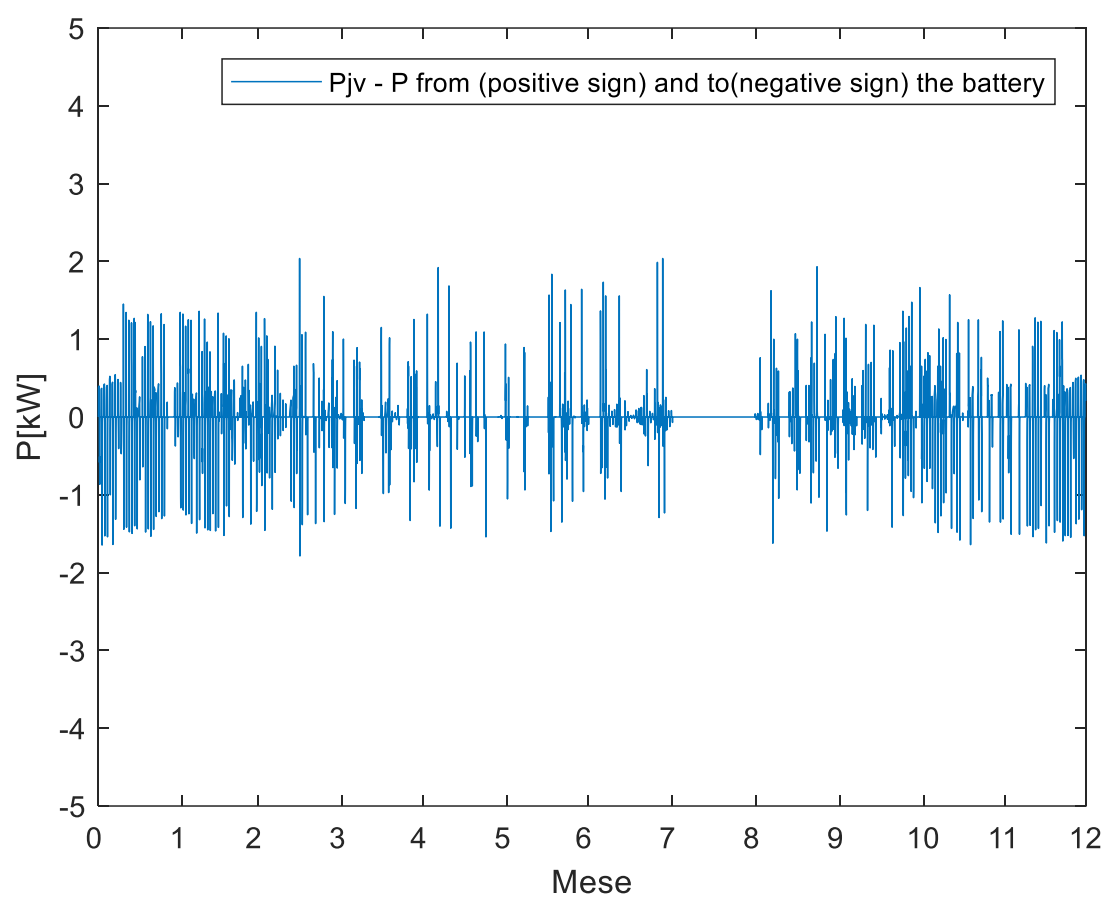


Figura 80 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

Analisi tecnico-comparativa e valutazioni economiche

Dal confronto delle simulazioni II, III, IV, VII, VIII e IX, si evince che, riducendo i carichi unicamente nei mesi più critici (dunque offrendo un servizio più ampio) e connettendo il sistema con la rete, è possibile garantire un'autonomia energetica superiore al 90% utilizzando un sistema di accumulo con una capacità energetica di un ordine di grandezza inferiore rispetto a quanto ottenuto nelle simulazioni II, III e IV.

Si evidenzia inoltre che nelle simulazioni VII, VIII e IX il sistema di accumulo mostra un andamento molto più dinamico; tale aspetto prevale sulla riduzione della capacità energetica della batteria in termini di energia inutilizzata. Infatti, nonostante il sistema consenta di accumulare una quantità di energia decisamente inferiore, il "surplus" di produzione, in termini percentuali, risulta essere minore rispetto a quanto ottenuto nel capitolo precedente.

Per quanto riguarda l'analisi economica, la tabella seguente presenta lo scenario delle simulazioni V e VI.

Anno	Simulazione VII		Simulazione VIII		Simulazione IX	
	$C_{I,B}$ [€]	C_{Net} [€/y]	$C_{I,B}$ [€]	C_{Net} [€/y]	$C_{I,B}$ [€]	C_{Net} [€/y]
2005	7500-15000	42-50	2500-5000	102-120	1250-2500	158-190
2006	7500-15000	58-70	2500-5000	117-140	1250-2500	167-200

Tabella 10 Costi di esercizio e di investimento delle simulazioni VII-IX.

Il costo di investimento della batteria, riportato in tabella, è stato calcolato utilizzando un costo unitario nel range di 500-1000 € per ogni kWh di capacità installata [11]. Il costo di esercizio per il consumo di energia prelevata dalla rete BT, includendo tasse e oneri di sistema, è stato assunto pari a 0.25 – 0.30 €/kWh. [12]

I risultati evidenziano che riducendo notevolmente l'investimento iniziale relativo al sistema di accumulo si ha un aumento, seppur modesto, di energia prelevata dalla rete che comporta un costo operativo maggiore.

Riducendo di oltre 6000-12000 € l'investimento iniziale, si ha un aumento massimo di 140 €/y per il consumo di energia.

Capitolo IV

L'analisi presentata in questo capitolo riguarda la generazione stocastica dei profili di produzione fotovoltaica. In particolare, sono stati considerati i valori dei profili medi mensili a cielo reale elaborati dall'emulatore PVGIS.

Il profilo di carico considerato coincide con quello utilizzato a partire dalla simulazione VII poiché i risultati ottenuti dimostrano quanto sia vantaggioso limitare per un breve periodo l'utilizzo dell'edificio.

Estrazione dei dati da PVGIS

La radiazione a cielo reale per un giorno tipico mensile è stata estratta dal simulatore on-line PVGIS, nel quale è stato possibile selezionare la zona geografica di interesse, l'inclinazione e l'orientamento dei pannelli fotovoltaici (Figura 81). Per ogni mese, sono stati estrapolati i dati relativi a ciascun orientamento (Sud, Est, Ovest). È stato dunque necessario convertire l'orario solare dell'emulatore in orario GMT tramite una correlazione tipica del luogo di interesse; nel caso di Torino si è trattato di sottrarre 0.51 h all'orario emesso da PVGIS. A partire dai valori di radiazione e di temperatura dell'aria elaborati dal software, si è dunque proceduto a stimare la potenza fotovoltaica in p.u. secondo il metodo descritto precedentemente nel capitolo I.

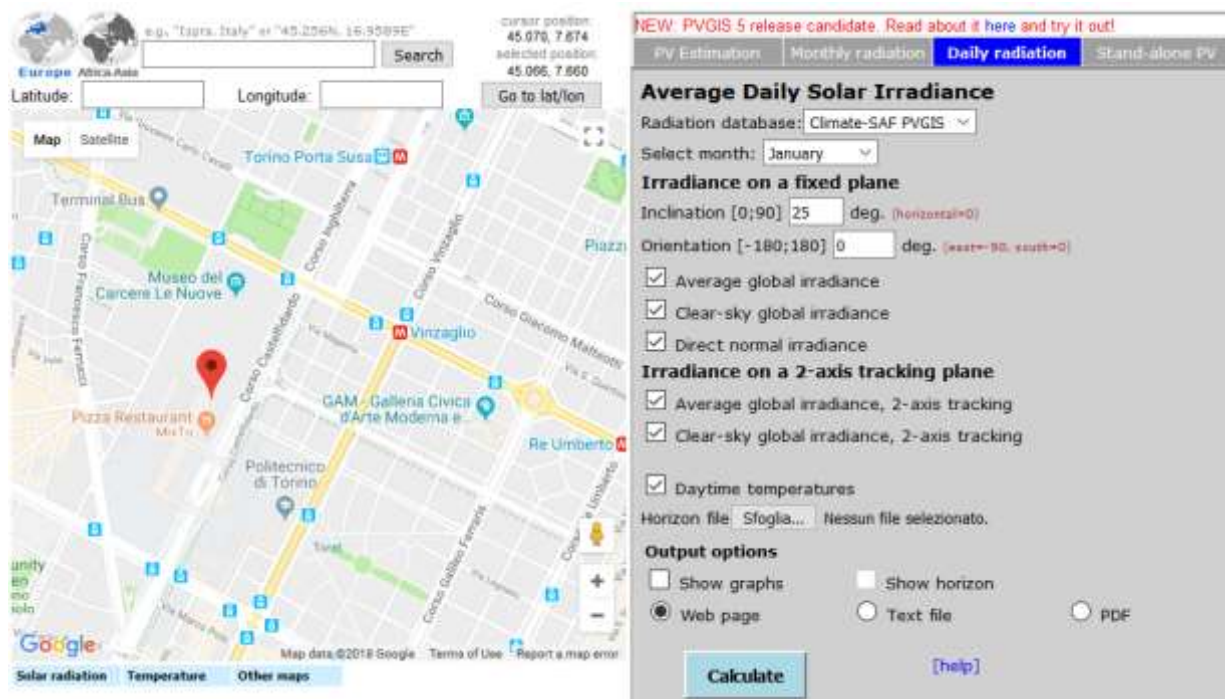


Figura 81 Sito web PVGIS for Europe

L'emulatore fotovoltaico presenta i risultati con un intervallo temporale di 15 minuti (Figura 83), tuttavia per effettuare le simulazioni in *AIMMS* è stato necessario creare un profilo giornaliero con un intervallo temporale orario (Figura 84). A tal proposito si è proceduto estraendo la linea di tendenza, polinomiale di 6° grado, dell'andamento della produzione fotovoltaica nelle ore comprese tra alba e tramonto. Tale equazione, visibile nella figura sottostante, ha permesso di ottenere i valori di radiazione con il time-step desiderato.

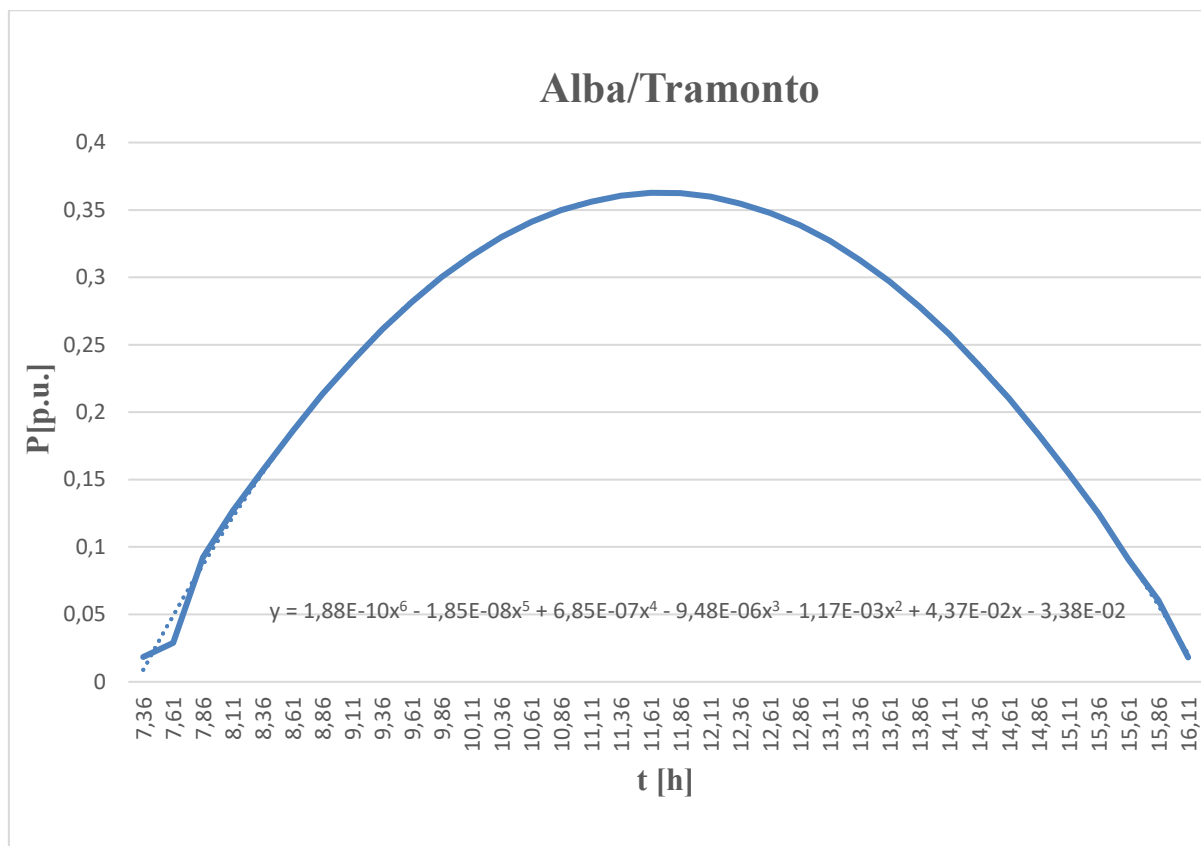


Figura 82 Profilo di produzione fotovoltaica tra alba e tramonto elaborato da PVGIS.

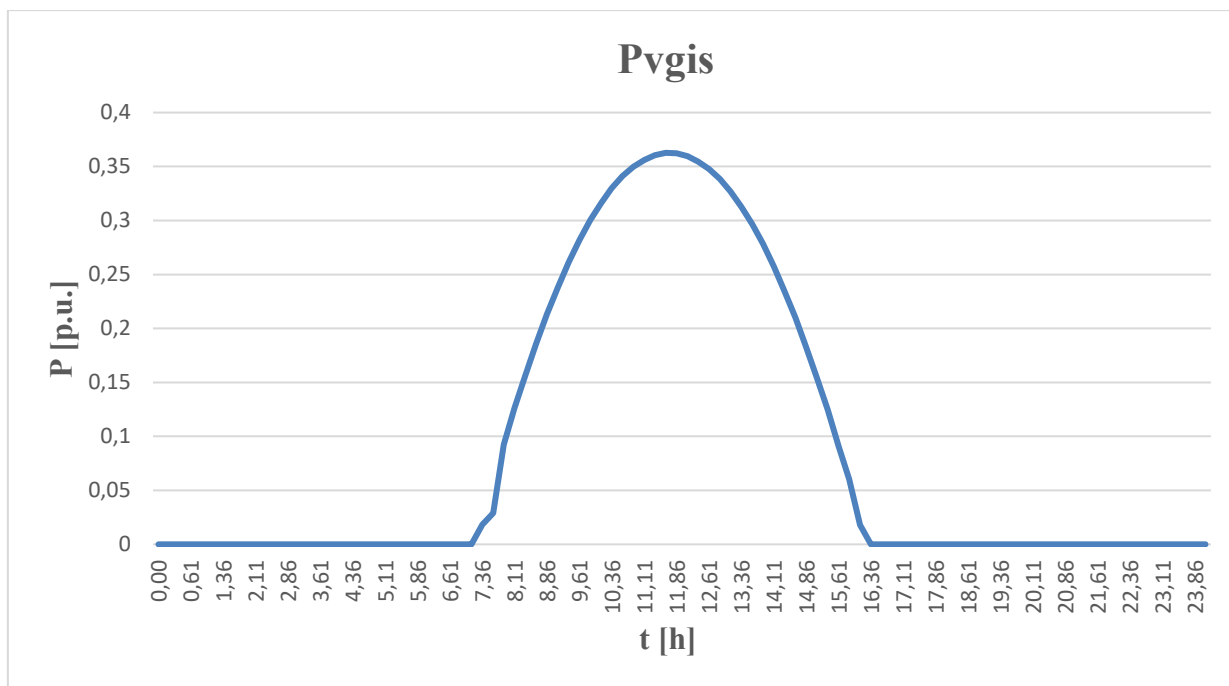


Figura 83 Profilo giornaliero di produzione fotovoltaica con un time-step di 15 minuti.

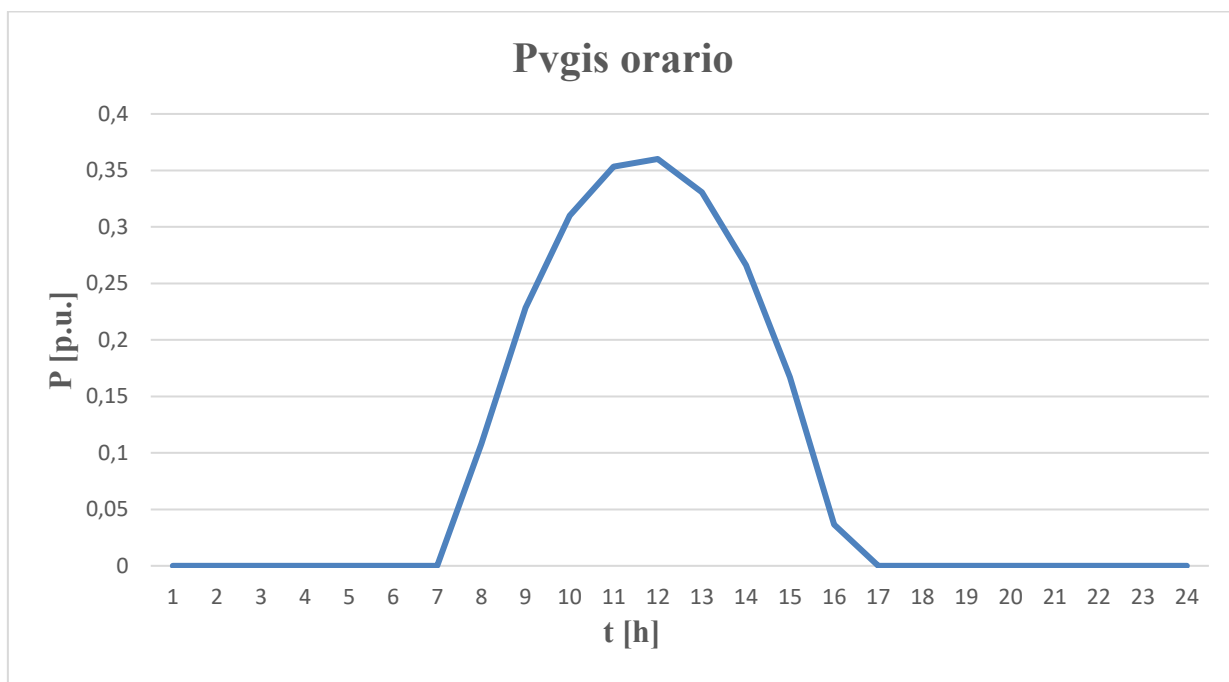


Figura 84 Profilo orario giornaliero di produzione fotovoltaica.

A partire dal profilo orario giornaliero di produzione fotovoltaica, è stato creato il profilo annuale ipotizzando che ciascun giorno dell'anno rispecchi l'andamento tipico mensile.

Implementazione del modello stocastico in *AIMMS*

Al fine di considerare le proprietà stocastiche della produzione fotovoltaica, si è scelto di utilizzare il metodo di simulazione Monte Carlo per la generazione degli scenari [13]. Questi ultimi consentono di rappresentare l'incertezza sulla previsione delle evoluzioni temporali dei parametri stocastici nell'orizzonte considerato. La generazione di scenari è stata implementata in *AIMMS* partendo dai dati estratti dal software PVGIS e generando in maniera random un'incertezza su questi valori. I parametri stocastici sono stati caratterizzati da un'incertezza crescente con l'aumentare del tempo; in particolare per ogni giorno dell'anno l'incertezza sulle previsioni è stata assunta più accurata per le ore immediatamente successive alla previsione (le prime ore del giorno), mentre aumenta all'aumentare dell'orizzonte temporale considerato. Per tenere conto di questo fattore si è scelto di associare, ai valori del profilo considerato, un'incertezza presa in maniera casuale da una distribuzione normale di media pari a -0.15 e con deviazione standard crescente all'aumentare del tempo. In particolare, è stata definita una funzione $\Phi(t)$, linearmente decrescente col tempo e tale per cui $\Phi(0)=1$ e $\Phi(24)=0,99$ per ogni giorno dell'anno (dunque $\Phi(25)=1$ e $\Phi(49)=0,99$ ecc.). È stata dunque definita la funzione $\sigma(t)$ come:

$$\sigma(t) = \sqrt{1 - \Phi(t)^2} \quad (46)$$

Il valore $j(t)$ da associare ai valori medi mensili è stato poi generato per ogni istante di tempo t prendendo un valore random da una distribuzione di probabilità normale di media pari a -0.15 e deviazione standard $\sigma(t)$:

$$j(t) = \text{Normal}(-0.15, \sigma(t)) \quad (47)$$

Si precisa che è stata ipotizzata una media non nulla al fine di tener conto della possibilità di giorni particolarmente sfavorevoli che non sono previsti nei profili ottenuti dall'emulatore fotovoltaico.

Infine il valore del generico parametro stocastico $P_{v,w}(t)$, relativo al generico scenario w , è stato così calcolato:

$$P_{v,w}(t) = P_v(t) \cdot (1 + j(t)) \quad (48)$$

dove $P_v(t)$ corrisponde al valore previsionale del parametro al tempo t .

Per ciascuna simulazione sono stati generati 30 scenari differenti. Tale numero è stato scelto al fine di riuscire ad elaborare un adeguato numero di scenari tramite un modesto costo computazionale.

Il modello di riferimento utilizzato è quello riportato nel capitolo precedente.

Simulazione X – Calcolo statistico con $E_{B,max}$ pari a 15 kWh

Utilizzando i dati di generazione fotovoltaica elaborati da PVGIS, è stata valutata l'autonomia energetica del sistema qualora la capacità energetica della batteria sia pari a 15 kWh. In tali condizioni la microrete risulta avere un'autonomia energetica pari al 96 %. L'energia generata e non utilizzata ammonta a 5350 kWh, che corrispondono al 59 % dell'energia fotovoltaica.

I grafici, di seguito riportati, mostrano i risultati ottenuti.

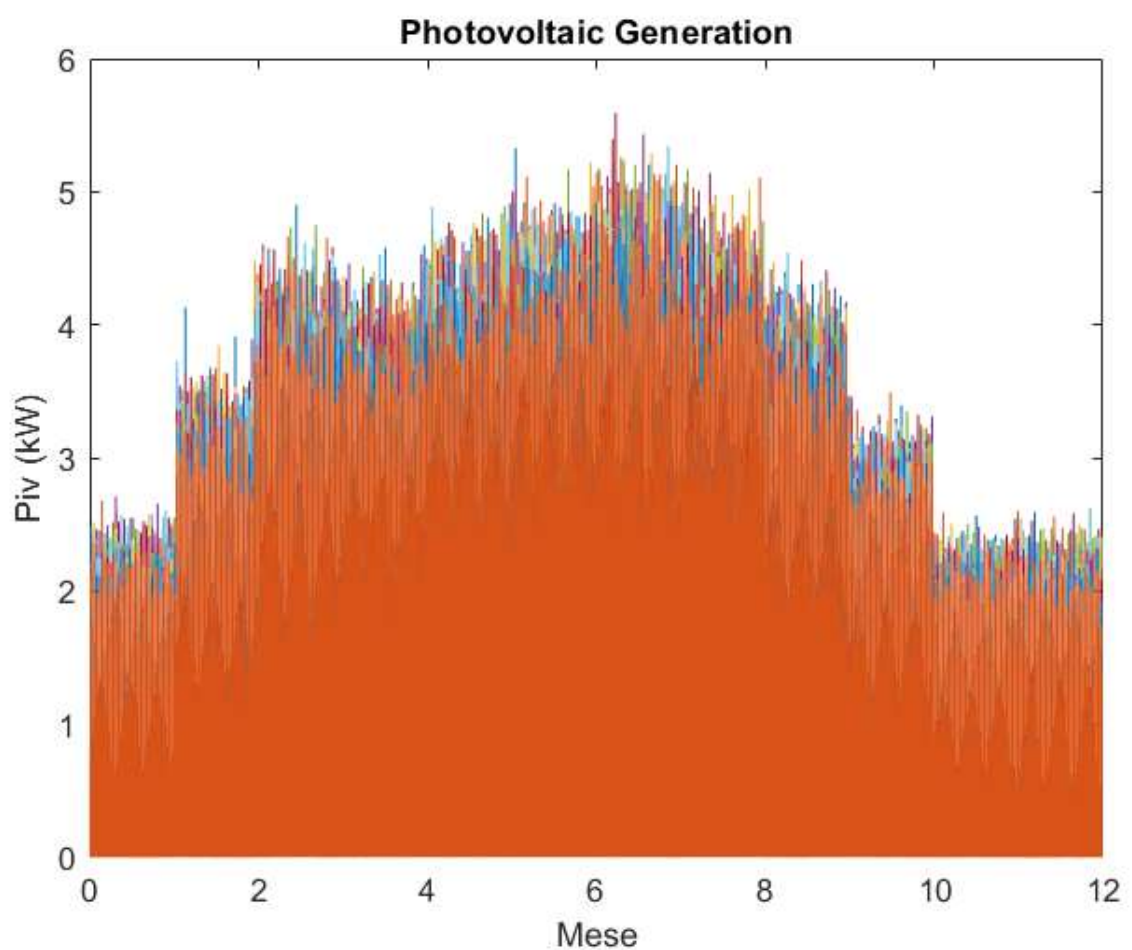


Figura 85 Scenari di produzione fotovoltaica.

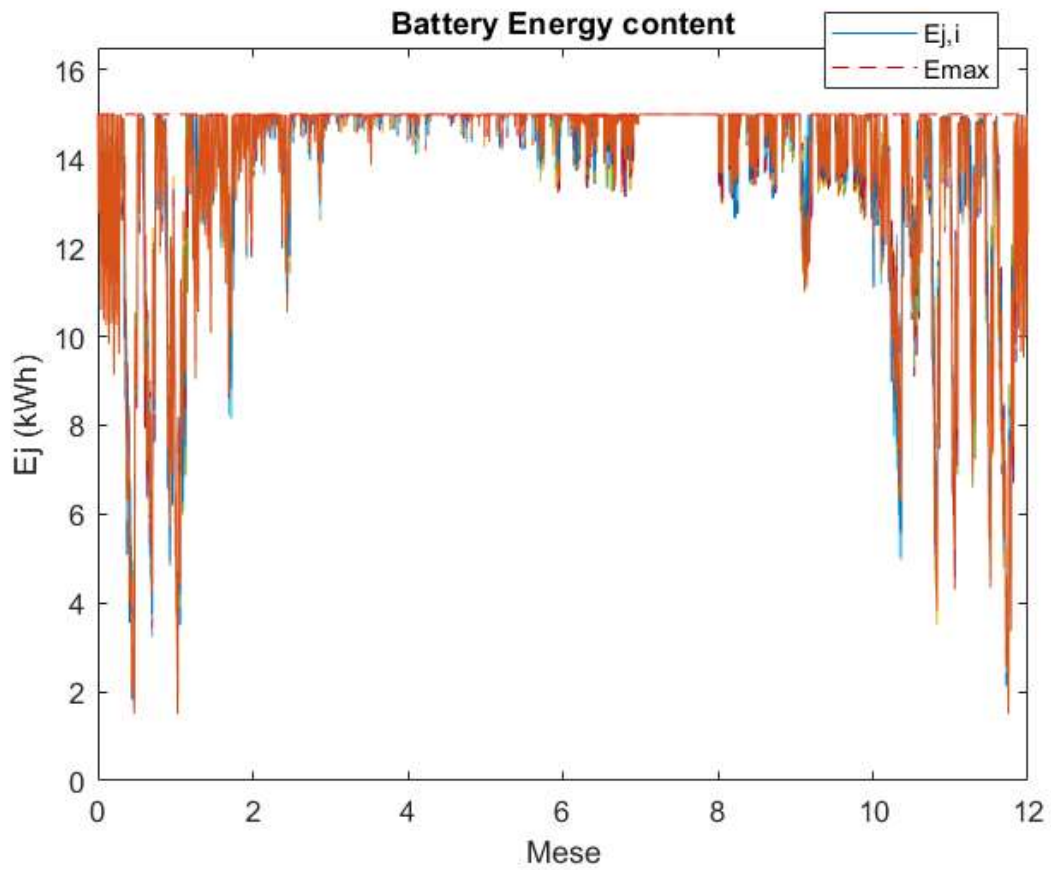


Figura 86 Andamento dell'energia presente nella batteria

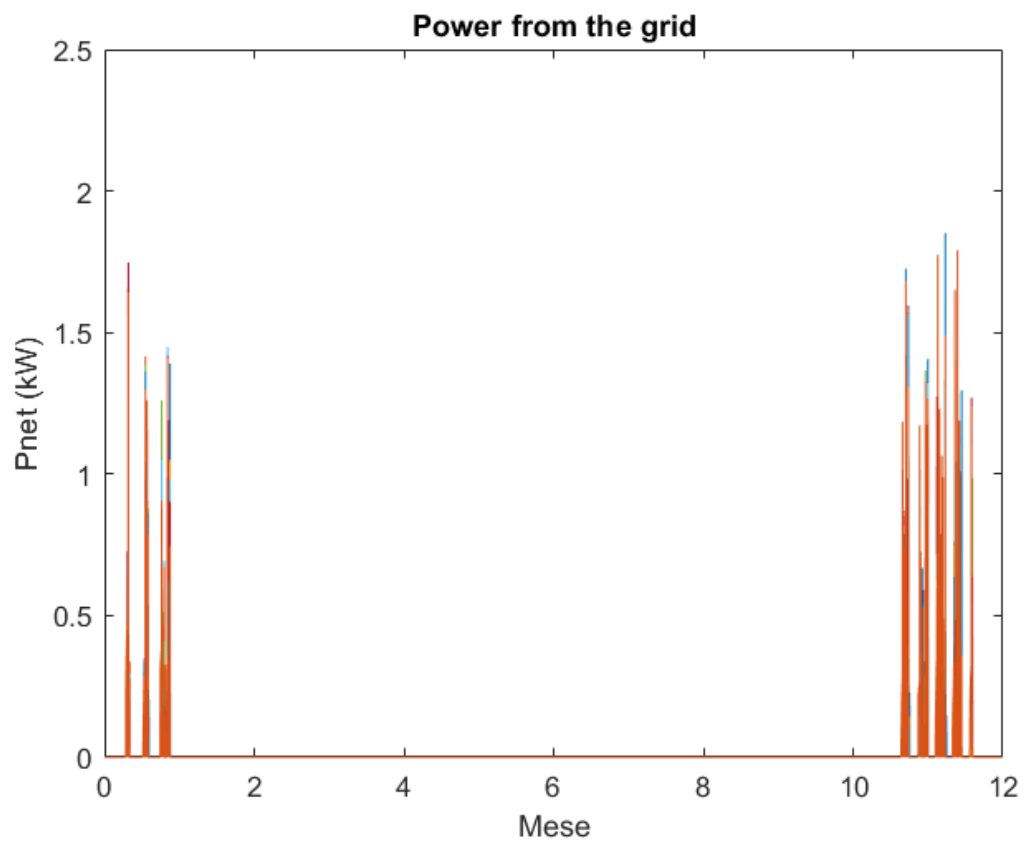


Figura 87 Andamento della potenza prelevata dalla rete P_{net}

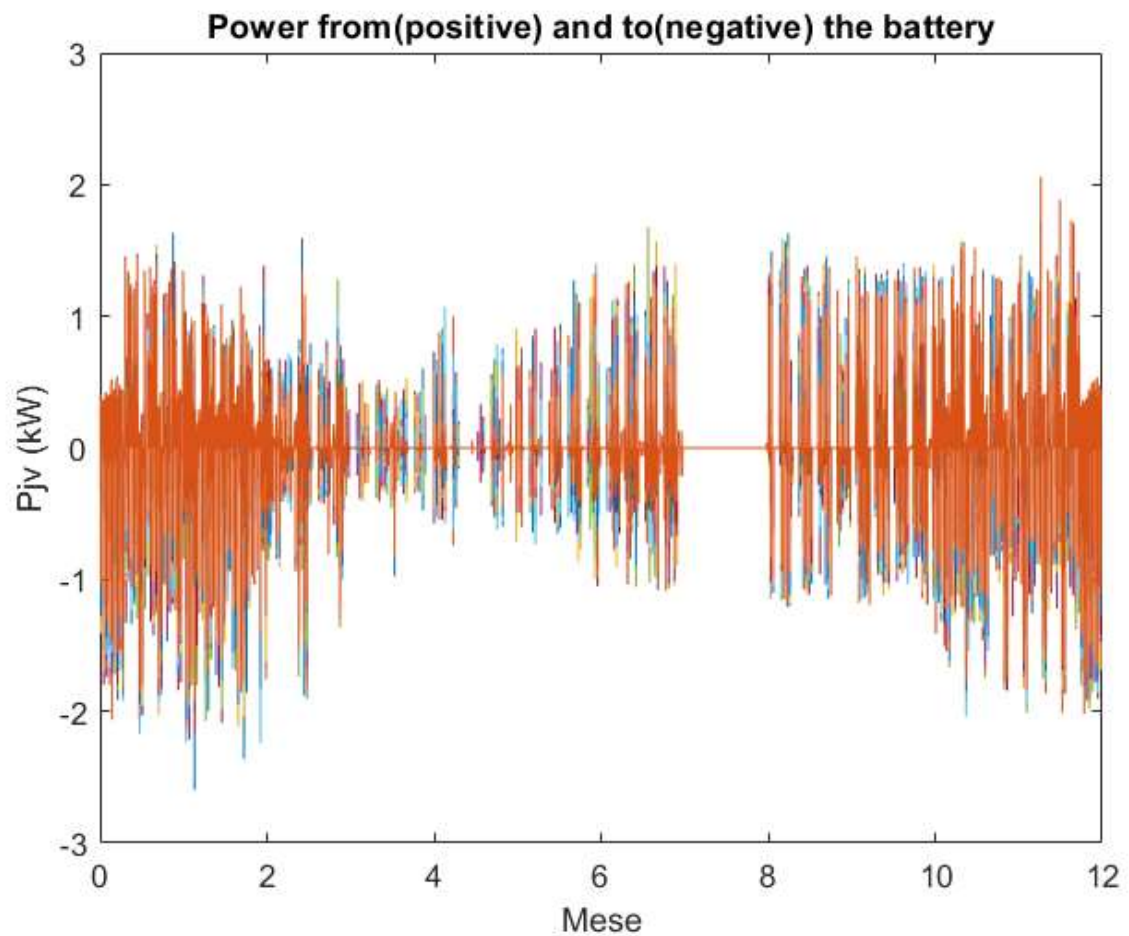


Figura 88 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

Simulazione XI – Calcolo statistico con $E_{B,max}$ pari a 5 kWh

La simulazione è stata ripetuta ponendo la capacità energetica della batteria, $E_{B,max}$ pari a 5 kWh, l'autonomia energetica del sistema in questo caso risulta essere pari al 94 %. L'energia inutilizzata risulta essere pari a 5434 kWh; tale quantità equivale al 60 % dell'energia prodotta.

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti.

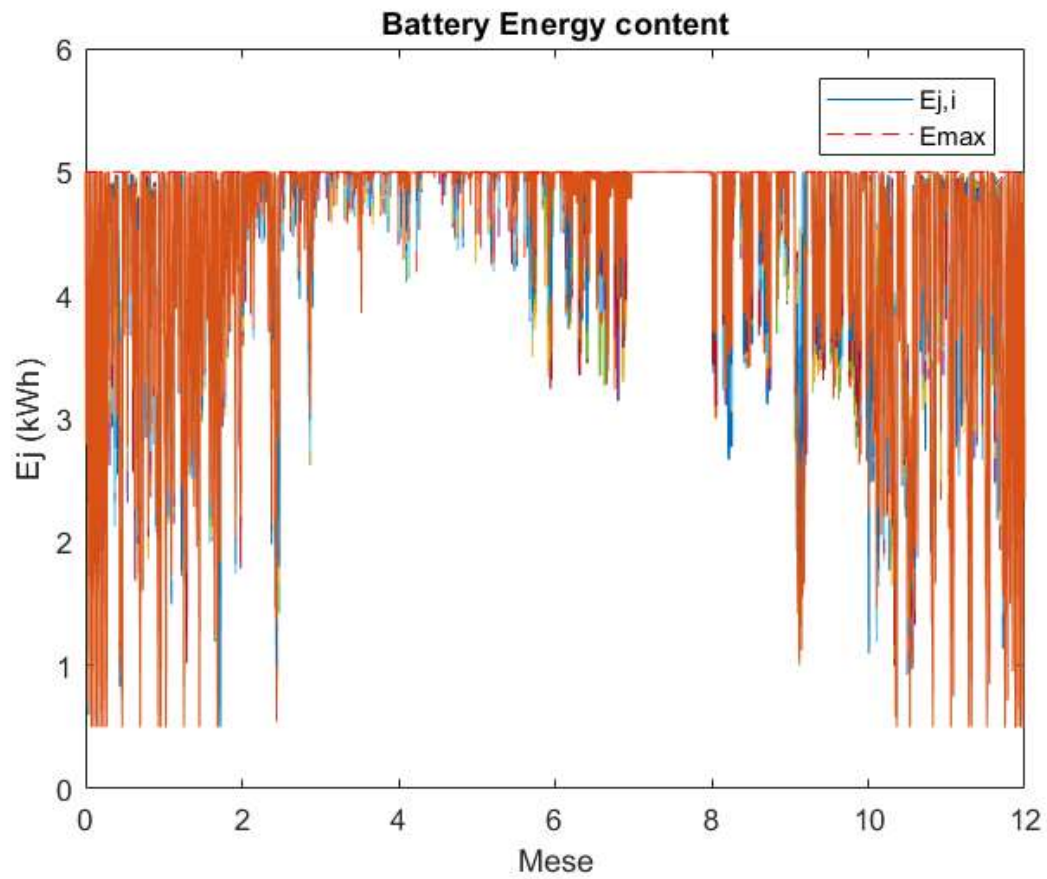


Figura 89 Andamento dell'energia presente nella batteria

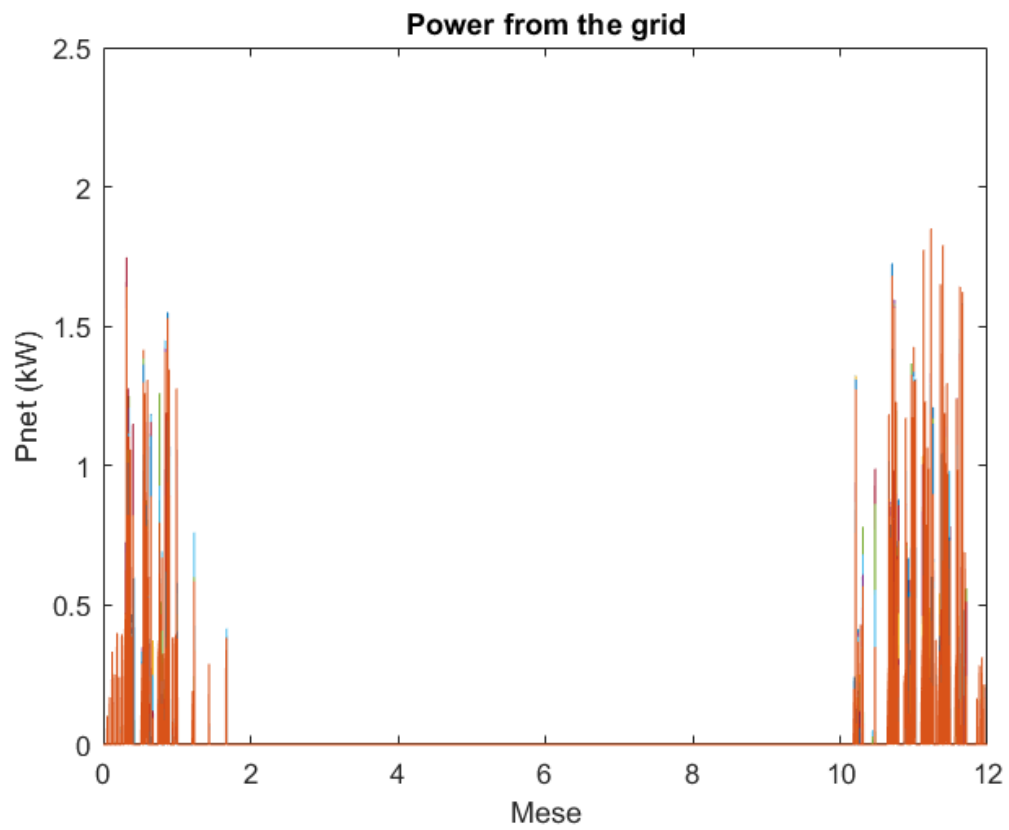


Figura 90 Andamento della potenza prelevata dalla rete P_{net}

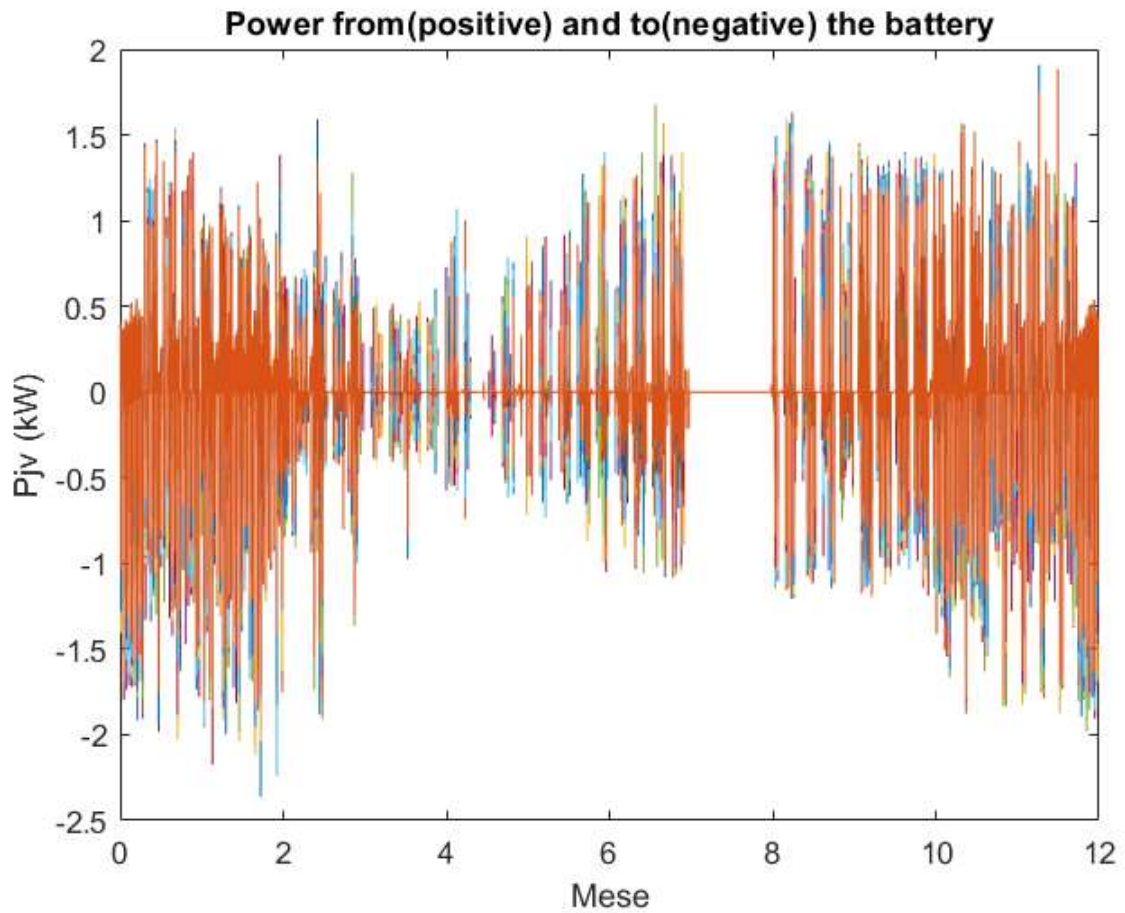


Figura 91 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

Simulazione XII – Calcolo statistico con $E_{B,max}$ pari a 2.5 kWh

Infine, ponendo la capacità energetica della batteria pari a 2.5 kWh, è stata ottenuta un'autonomia energetica del sistema pari al 91 %. L'energia generata e non utilizzata ammonta a 5544 kWh; tale quantità corrisponde circa al 61 % dell'energia fotovoltaica.

Di seguito sono mostrati i grafici caratteristici.

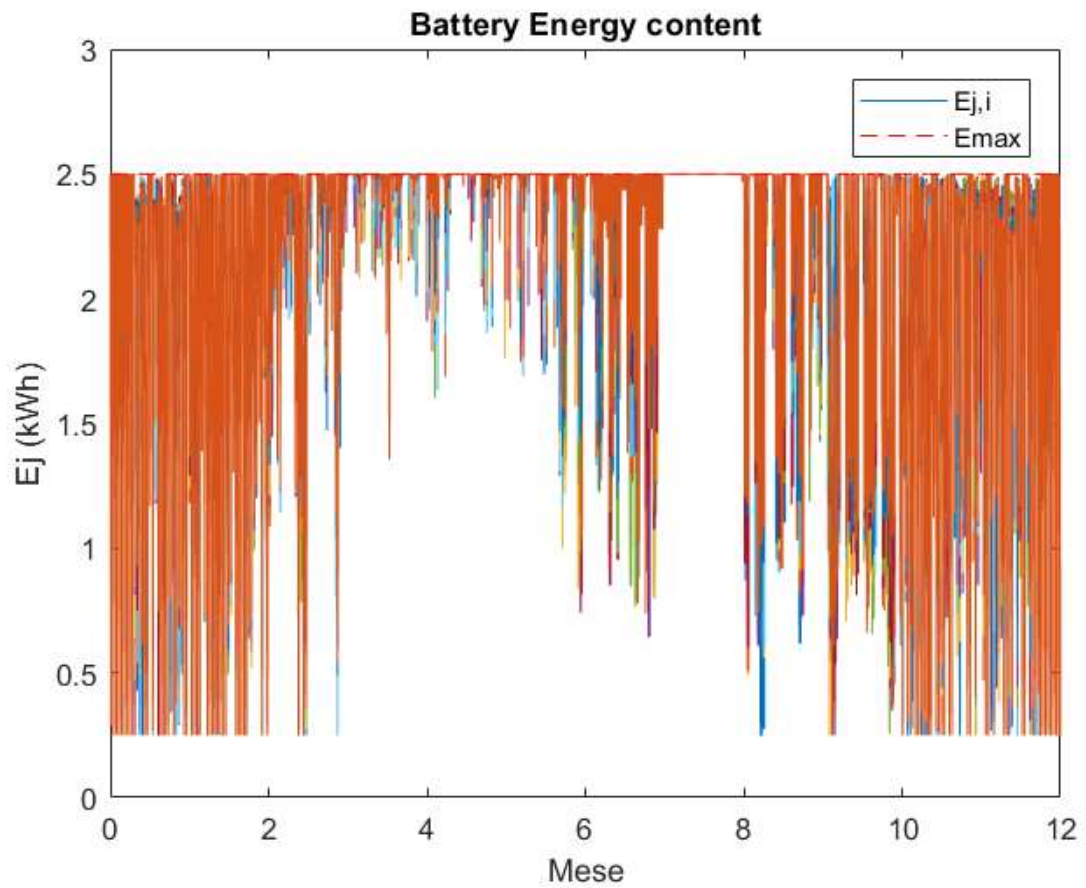


Figura 92 Andamento dell'energia presente nella batteria

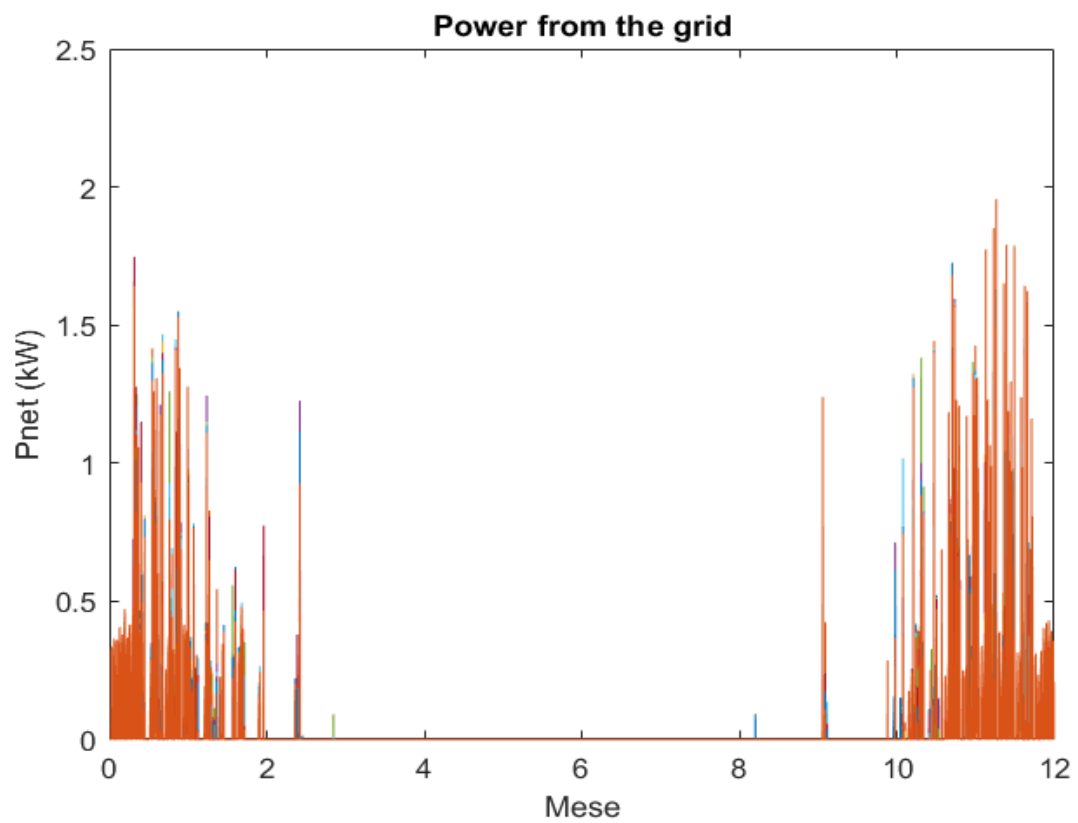


Figura 93 Andamento della potenza prelevata dalla rete P_{net}

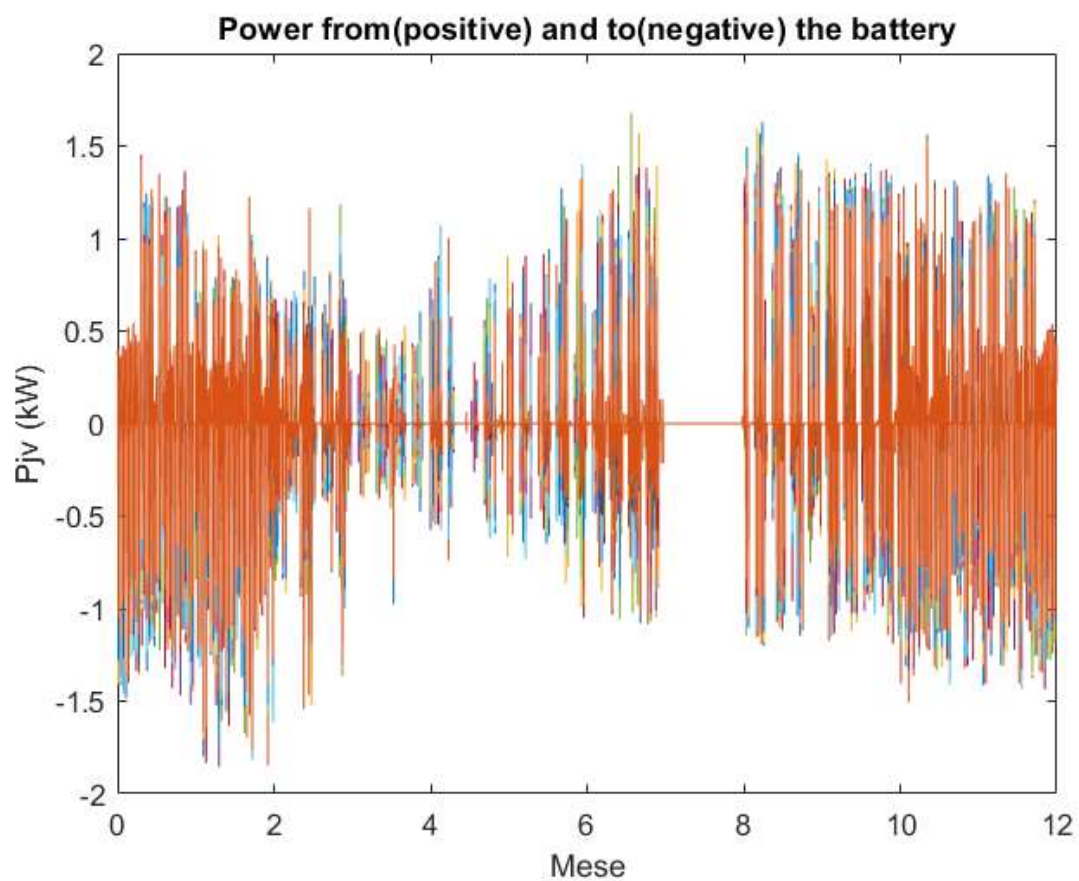


Figura 94 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

Confronto dei capitoli III e IV

Le simulazioni VII, VIII e IX differiscono dalle tre simulazioni del capitolo IV unicamente per quanto riguarda l'input fotovoltaico utilizzato: mentre nel capitolo III sono stati implementati dati reali relativi ad anni specifici, nel capitolo seguente sono stati generati diversi scenari stocastici a partire dai dati medi mensili elaborati dal software *PVGIS*.

I risultati ottenuti mostrano che la produzione fotovoltaica basata sui dati estratti dall'emulatore *PVGIS*, genera un'autonomia energetica più elevata. In particolare, si evidenzia che minore è il valore associato alla capacità energetica del sistema di accumulo, maggiore è il gap fra i risultati; ovvero le simulazioni IX e XII, dove $E_{B,max}$ vale 2.5 kWh, presentano valori percentuali di autonomia energetica che differiscono di circa il 10% mentre nelle simulazioni VII e X, dove $E_{B,max}$ equivale a 15 kWh, il valore di autonomia raggiunto è il medesimo.

Per quanto concerne il “surplus” energetico, si evidenzia che le simulazioni VII e X presentano il medesimo risultato anche per quanto riguarda l'energia non utilizzata in termini percentuali. Confrontando i risultati relativi alle simulazioni restanti invece, si evince che gli scenari stocastici, simulati a partire dai dati medi mensili, generano un “surplus” leggermente inferiore: il divario ammonta, al massimo, a quattro punti percentuali. Nonostante gli andamenti del sistema di accumulo riportati nelle figure 86, 89 e 92, riguardanti le simulazioni del capitolo IV, presentino uno sviluppo meno dinamico di quanto riportato nelle figure 63, 66, 69, 72, 75 e 78 del capitolo III, l'autonomia energetica maggiore conseguita utilizzando i dati estratti da *PVGIS* comporta un minor uso di energia proveniente dalla rete elettrica e dunque un maggior utilizzo della risorsa rinnovabile. Si conclude dunque, che l'input fotovoltaico relativo alle simulazioni del capitolo IV risulta essere maggiormente in fase con i consumi rispetto a quello del capitolo precedente.

Il confronto delle simulazioni mette in luce che qualora vengano utilizzati i dati estratti da *PVGIS* per un'analisi annuale con intervallo temporale orario, i risultati ottenuti possono mostrare scenari più ottimistici di quelli ottenuti con dati reali.

Si precisa infine, che il modello stocastico implementato in *AIMMS*, rimane valido qualora si vogliano usare previsioni meteorologiche come input di produzione fotovoltaica. Nel modello infatti, si considera che i valori siano meno attendibili con l'aumentare della distanza temporale dalla previsione.

Capitolo V

Descrizione di uno specifico caso di studio

L'analisi è dunque proseguita, considerando di posizionare l'edificio in una specifica area all'interno del Politecnico di Torino. La figura, di seguito riportata, illustra l'edificio con i pannelli fotovoltaici opportunamente orientati. Si precisa che, nell'area scelta, l'edificio è stato allineato alle strutture circostanti, dunque i pannelli fotovoltaici sono stati orientanti come segue:

- Sud-Ovest (impianto fotovoltaico della sala studio) con $P_N=3.6$ kW
- Sud-Est (impianto fotovoltaico della sala riunioni) con $P_N=1.8$ kW
- Nord-Ovest (impianto fotovoltaico della sala riunioni) con $P_N=1.8$ kW

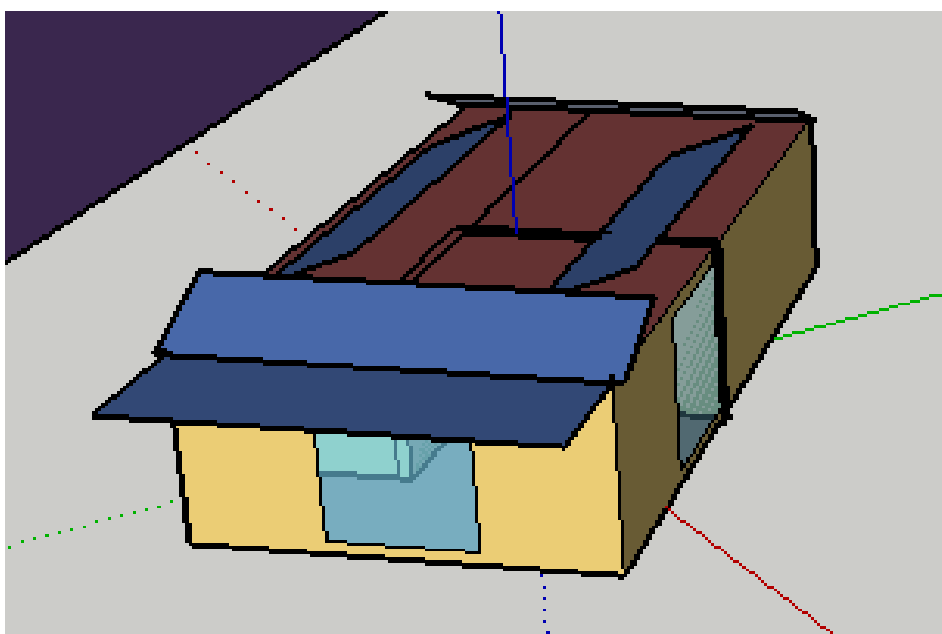


Figura 95 Edificio in 3D con pannelli fotovoltaici

Nelle simulazioni di seguito riportate, i dati utilizzati sono stati calcolati secondo le seguenti ipotesi:

- La schermatura data dagli alberi e dagli edifici circostanti si basa su misurazioni effettuate in loco.
- La produzione fotovoltaica si attiene alla radiazione di un anno tipo, ovvero un anno fittizio costruito grazie all'analisi di 20 anni storici. Tale produzione tiene altresì conto delle perdite date dall'ombreggiamento dei pannelli stessi.
- È stato considerato un sistema di ventilazione meccanica.

I profili di carico annuali sono stati costruiti considerando, come riportato in precedenza, di limitare l'utilizzo dell'edificio unicamente nei mesi di Gennaio, Febbraio, Novembre E Dicembre. È stato analizzato il comportamento del sistema facendo variare la capacità energetica della batteria da 20 kWh a 2.5 kWh. Il modello di riferimento utilizzato è quello riportato nel capitolo III.

Simulazione XIII – Caso studio con $E_{B,max}$ pari a 20 kWh

Di seguito sono riportati i risultati relativi all'utilizzo di una batteria di capacità pari a 20 kWh. L'autonomia energetica del sistema in tal caso risulta essere pari al 75 % mentre l'energia inutilizzata ammonta al 61%, pari a 3733 kWh.

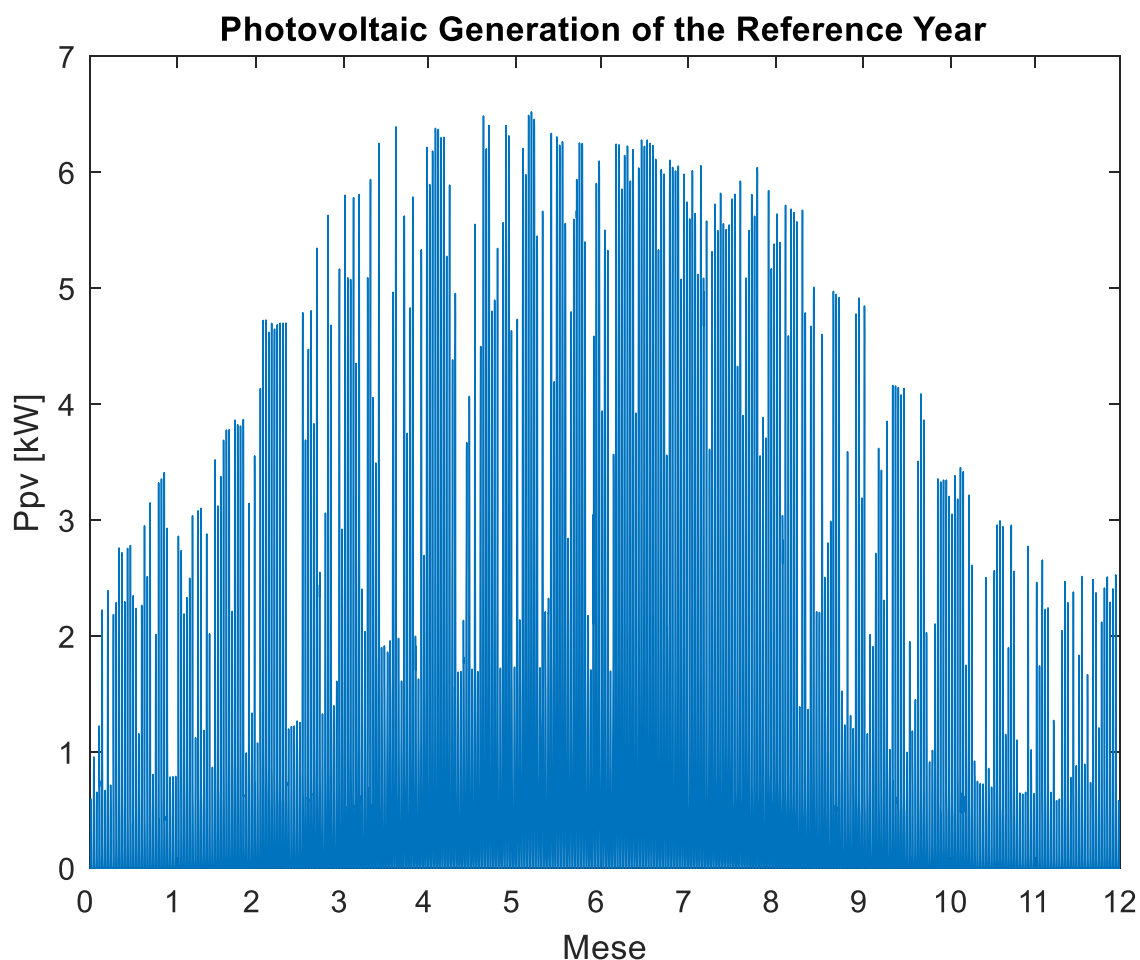


Figura 96 Produzione fotovoltaica riferita alla radiazione dell'anno tipo.

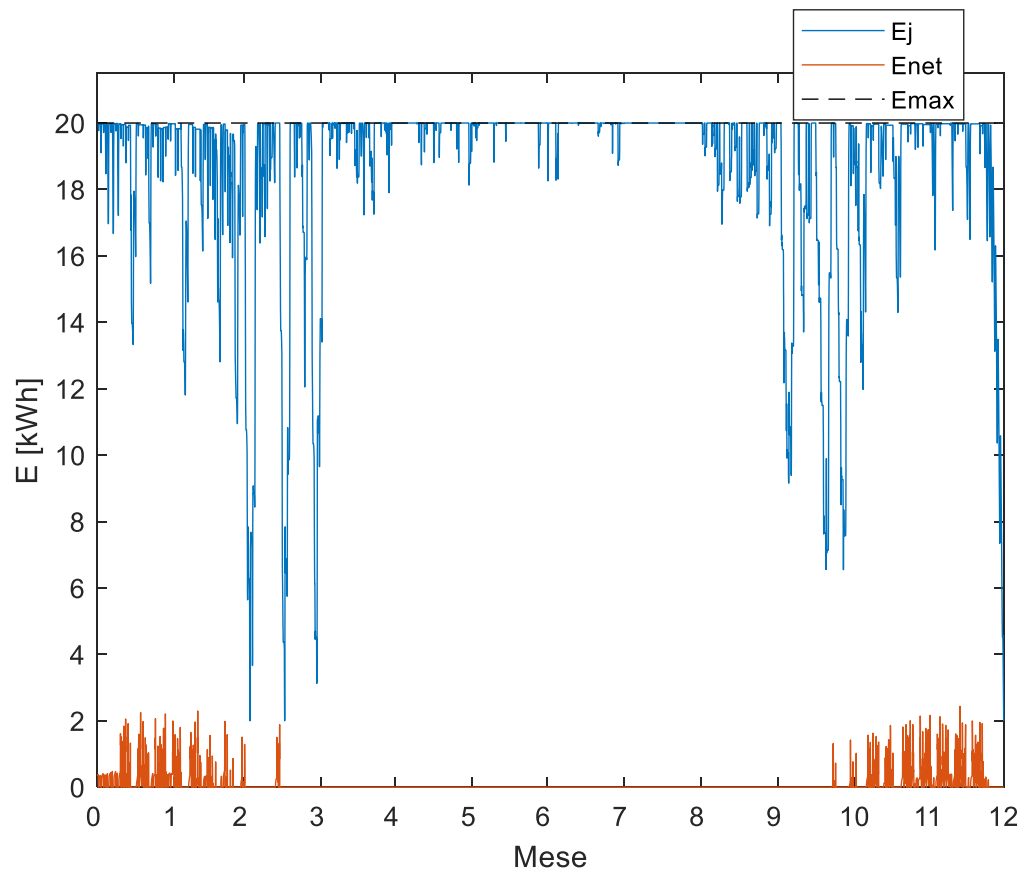


Figura 97 Andamento dell'energia presente nella batteria e di quella prelevata dalla rete

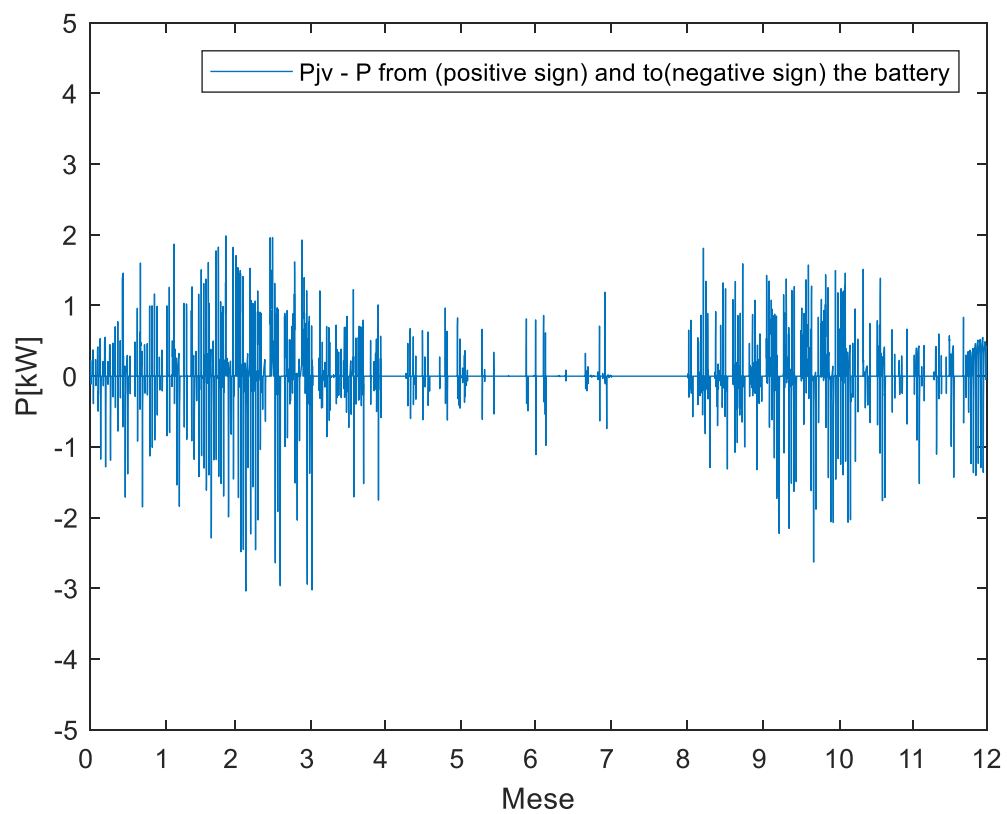


Figura 98 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

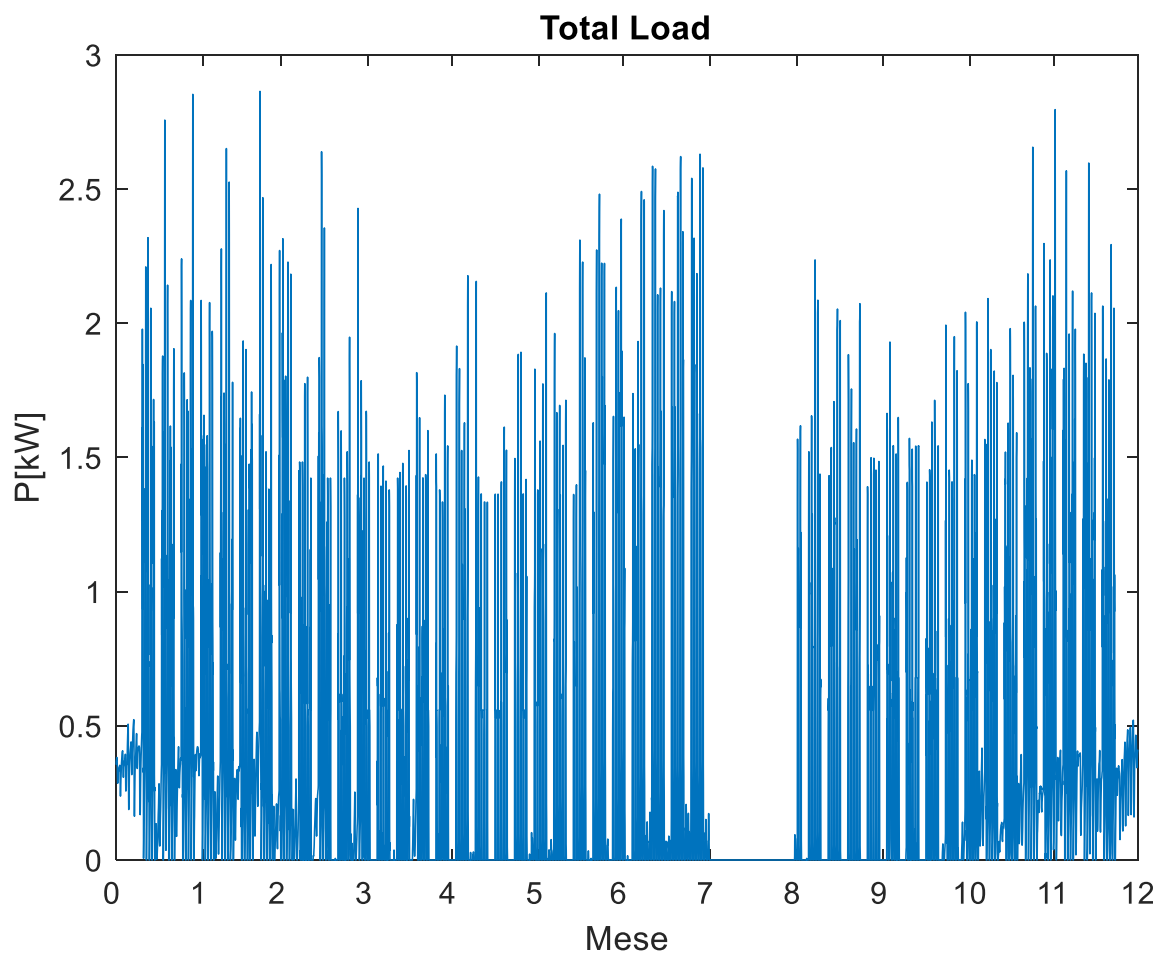


Figura 99 Carico totale dell'edificio

Simulazione XIV – Caso studio con $E_{B,max}$ pari a 15 kWh

È stata dunque ripetuta la simulazione supponendo di ridurre la capacità energetica del sistema di accumulo di 5 kWh; dunque con 15 kWh l'autonomia energetica risulta essere pari al 74%.

L'energia non utilizzata è pari a 3750 kWh che equivale al 62% dell'energia solare prodotta.

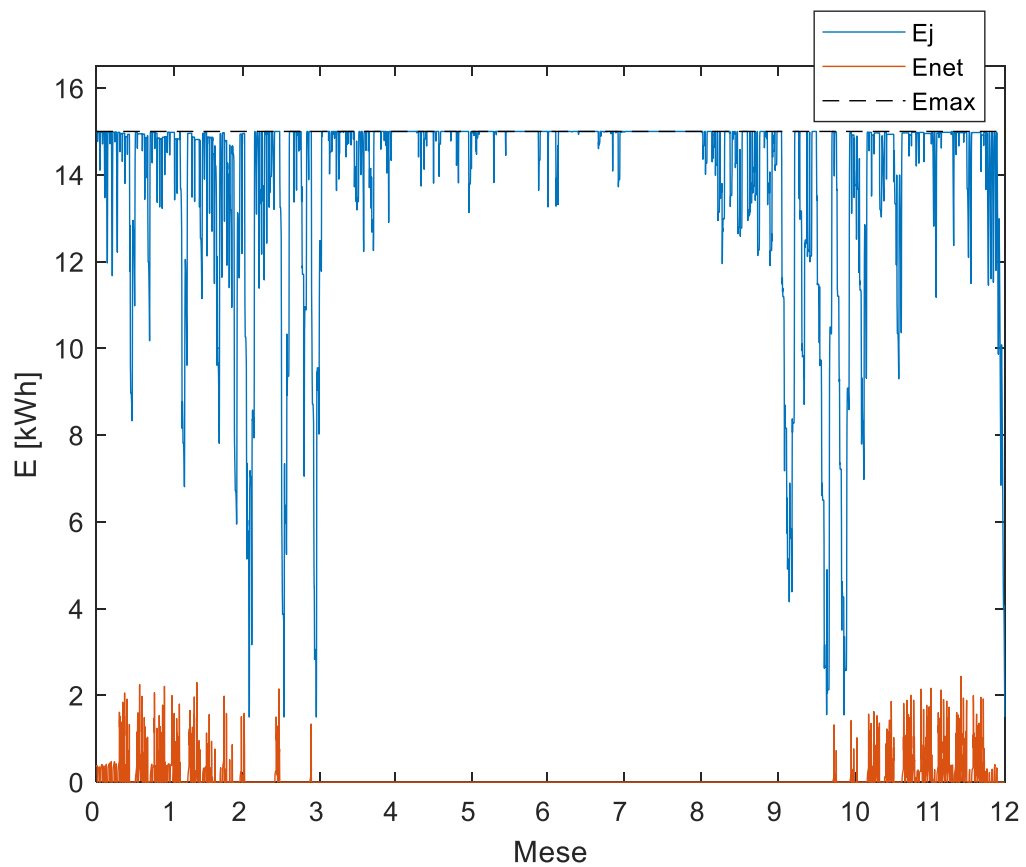


Figura 100 Andamento dell'energia presente nella batteria e di quella prelevata dalla rete

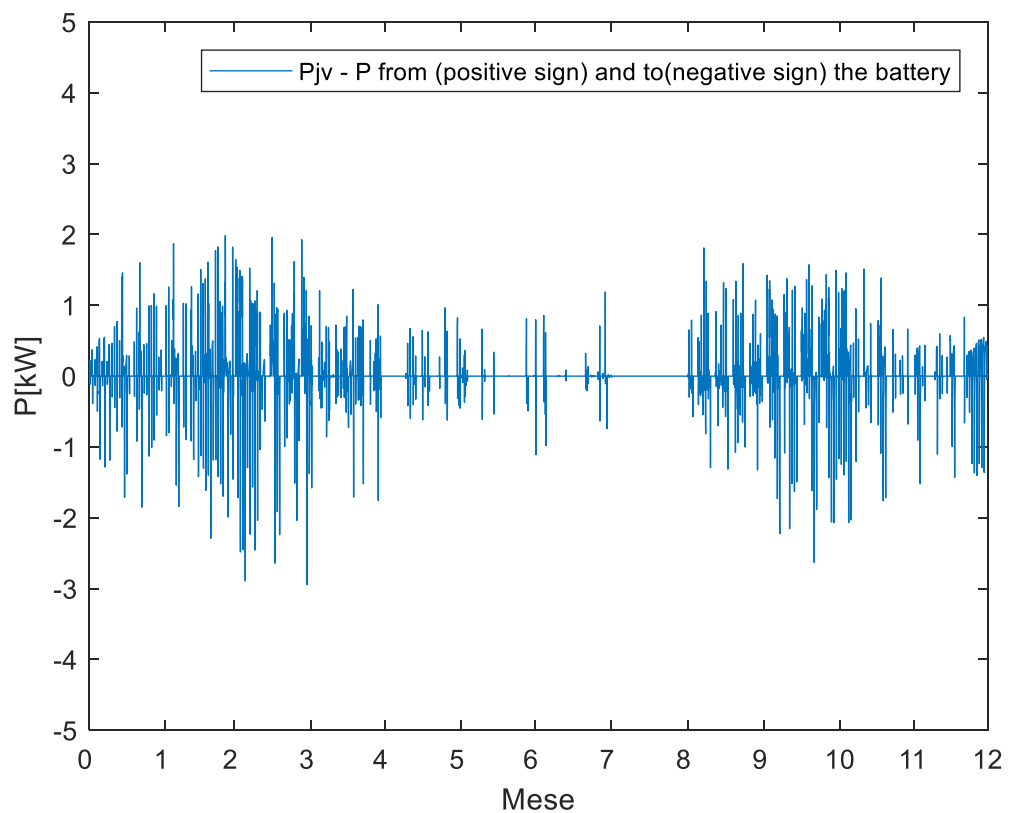


Figura 101 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

Simulazione XV – Caso studio con $E_{B,max}$ pari a 5 kWh

La taglia della batteria è stata ulteriormente ridotta; supponendo una capacità pari a 5 kWh, il sistema risulta avere un'autonomia energetica del 71 %. L'energia inutilizzata è pari a 3834 kWh che corrisponde al 63% dell'energia solare prodotta.

Di seguito sono riportati gli andamenti caratteristici.

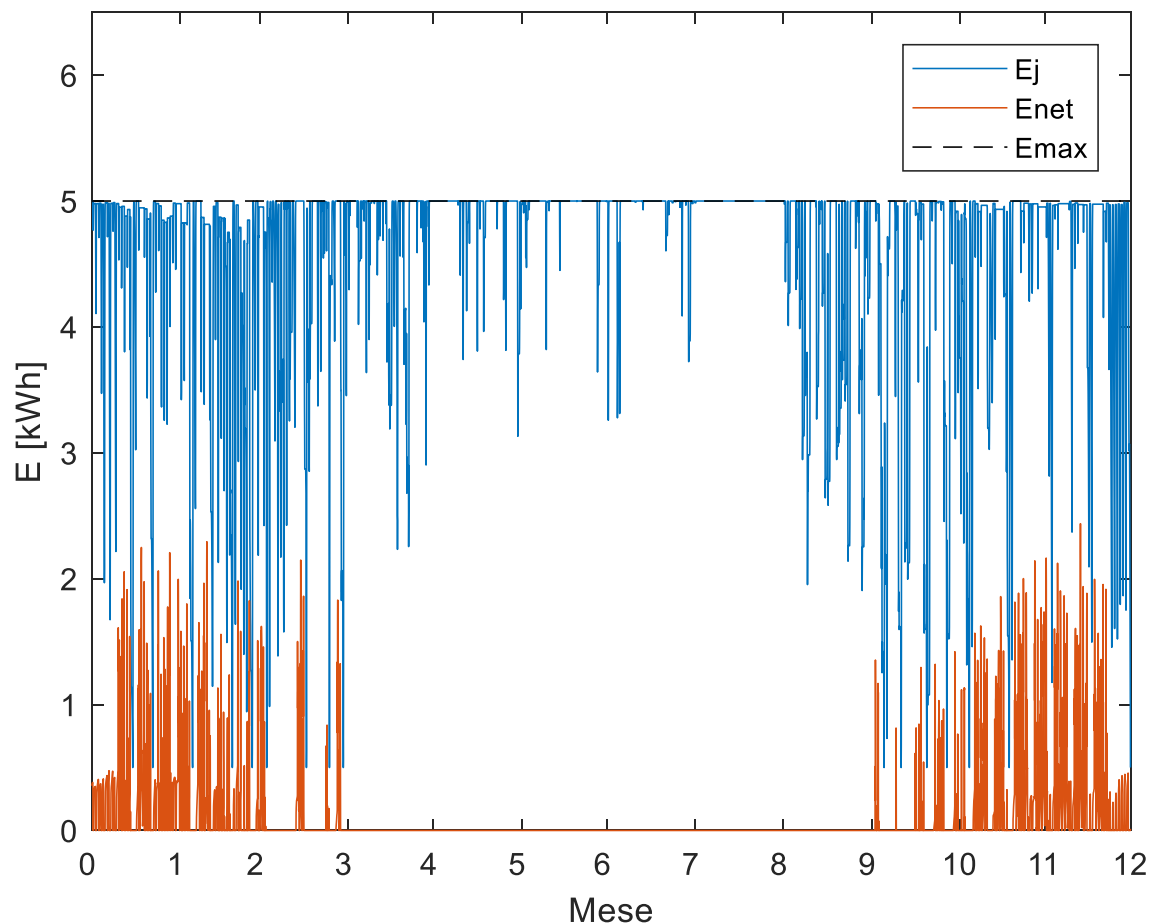


Figura 102 Andamento dell'energia presente nella batteria e di quella prelevata dalla rete

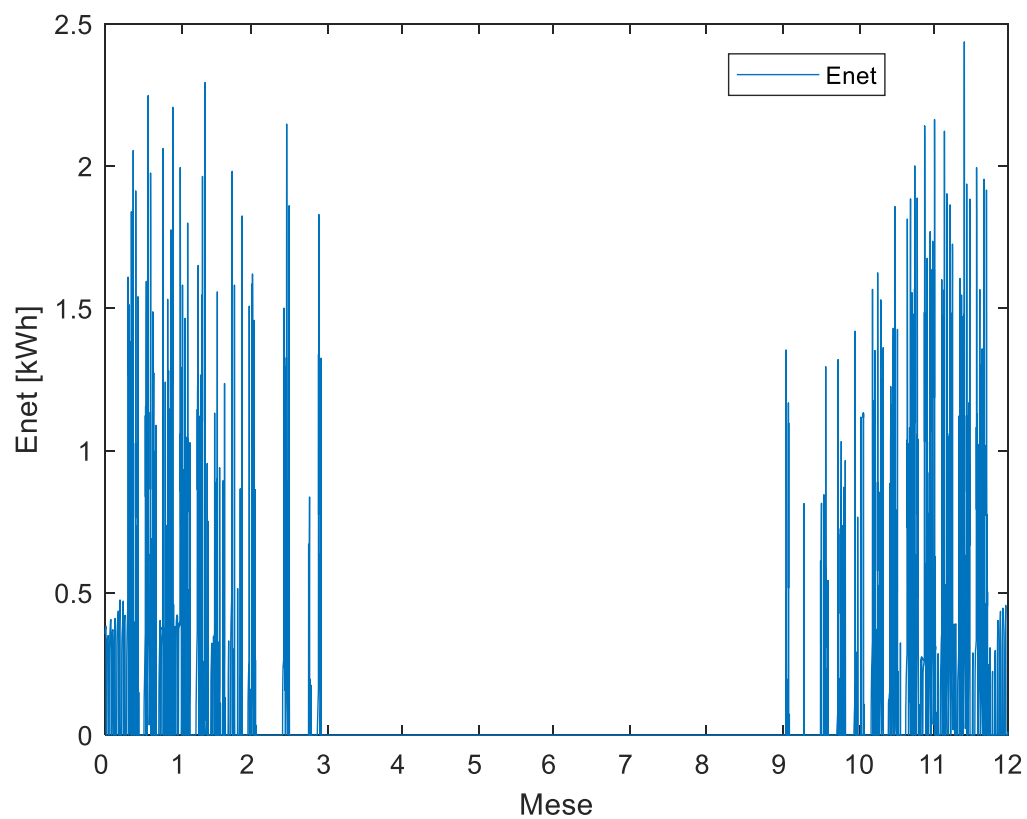


Figura 103 Andamento dell'energia prelevata dalla rete

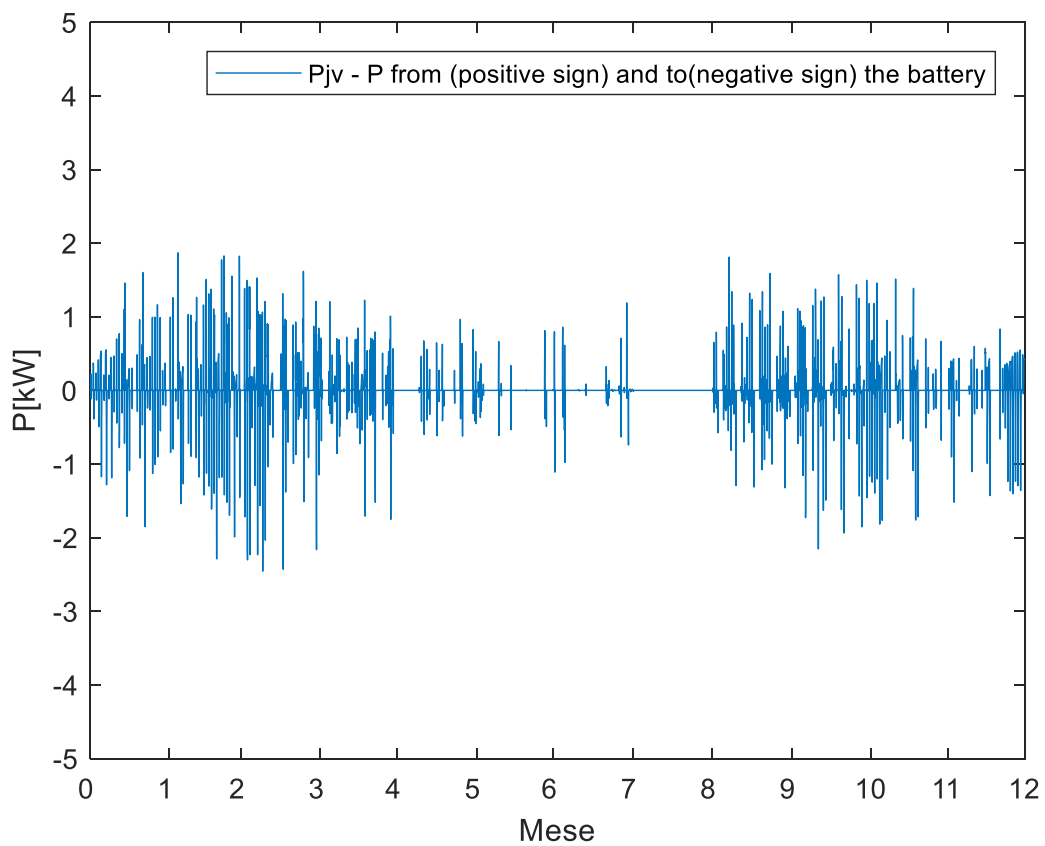


Figura 104 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

Simulazione XVI – Caso studio con $E_{B,max}$ pari a 2,5 kWh

Infine, è stato simulato il funzionamento del sistema qualora la capacità energetica sia dimezzata rispetto alla simulazione precedente. Ipotizzando dunque una capacità energetica pari a 2.5 kWh l'autonomia risulta essere pari al 69%, mentre l'energia non utilizzata è pari a 3750 kWh che equivale al 62% dell'energia solare prodotta.

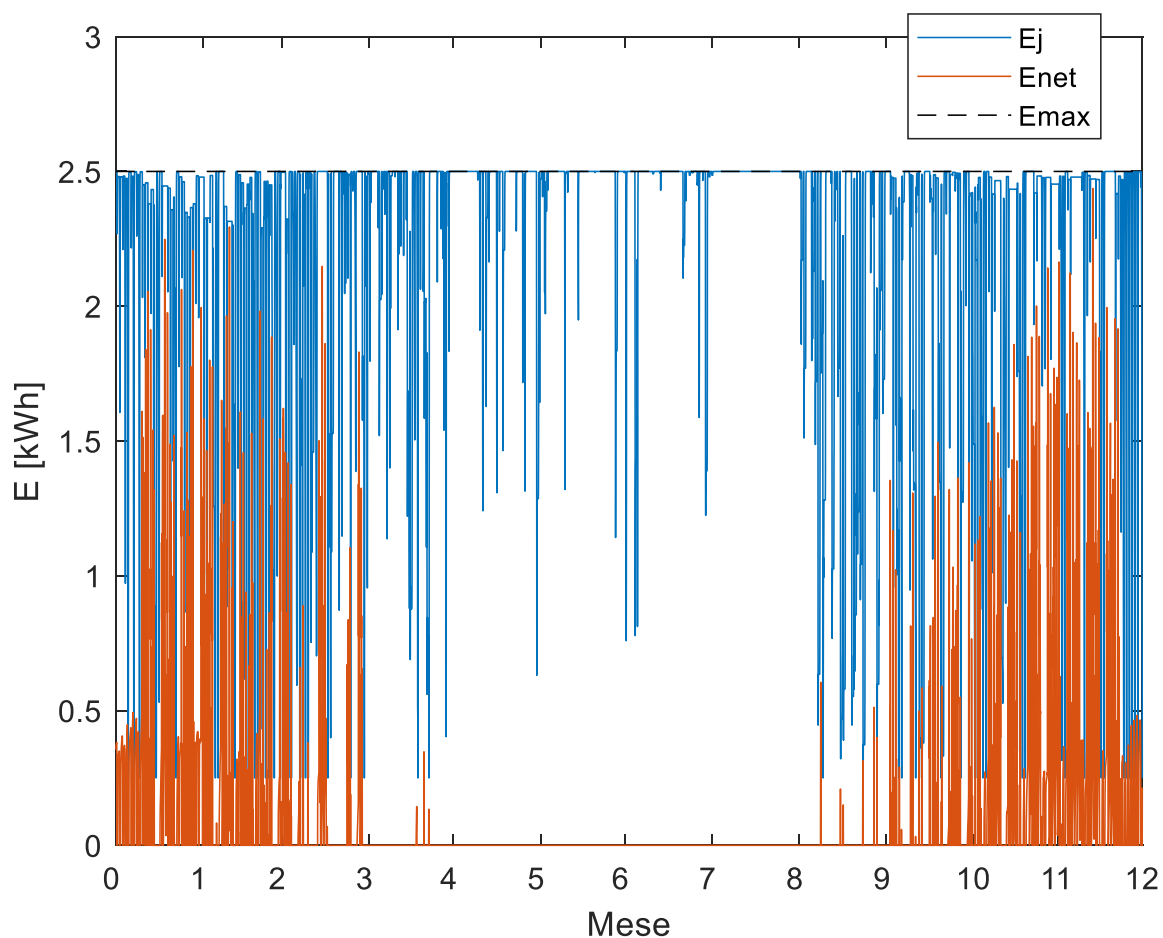


Figura 105 Andamento dell'energia presente nella batteria e di quella prelevata dalla rete

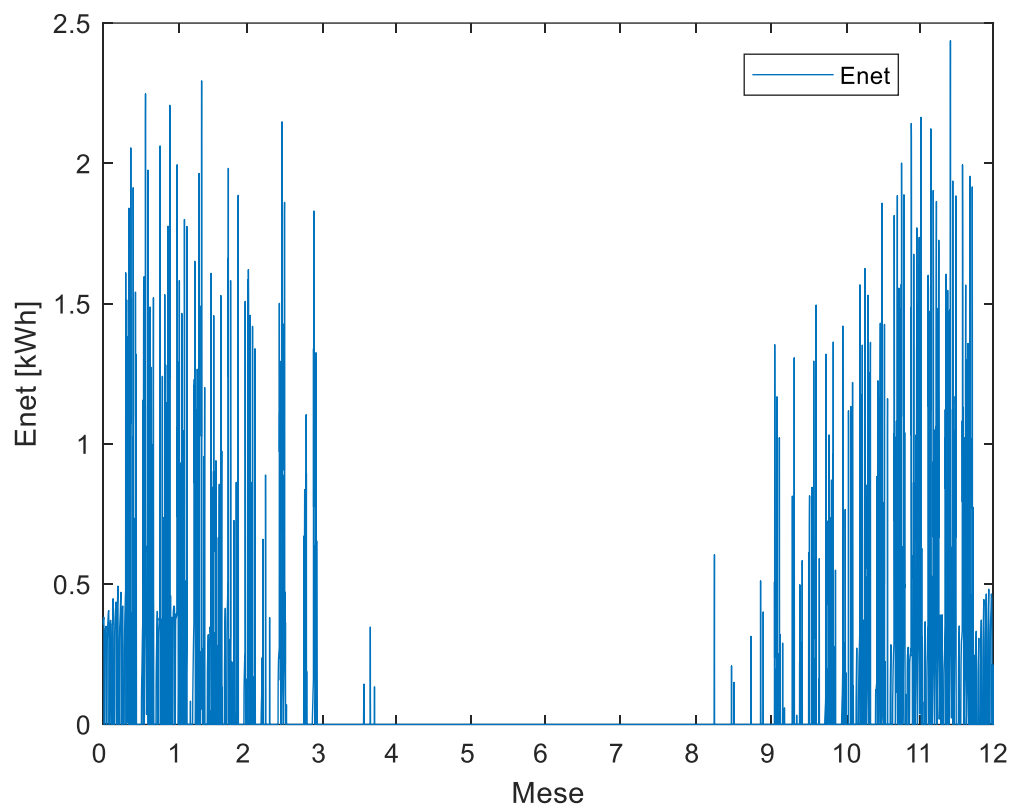


Figura 106 Andamento dell'energia prelevata dalla rete

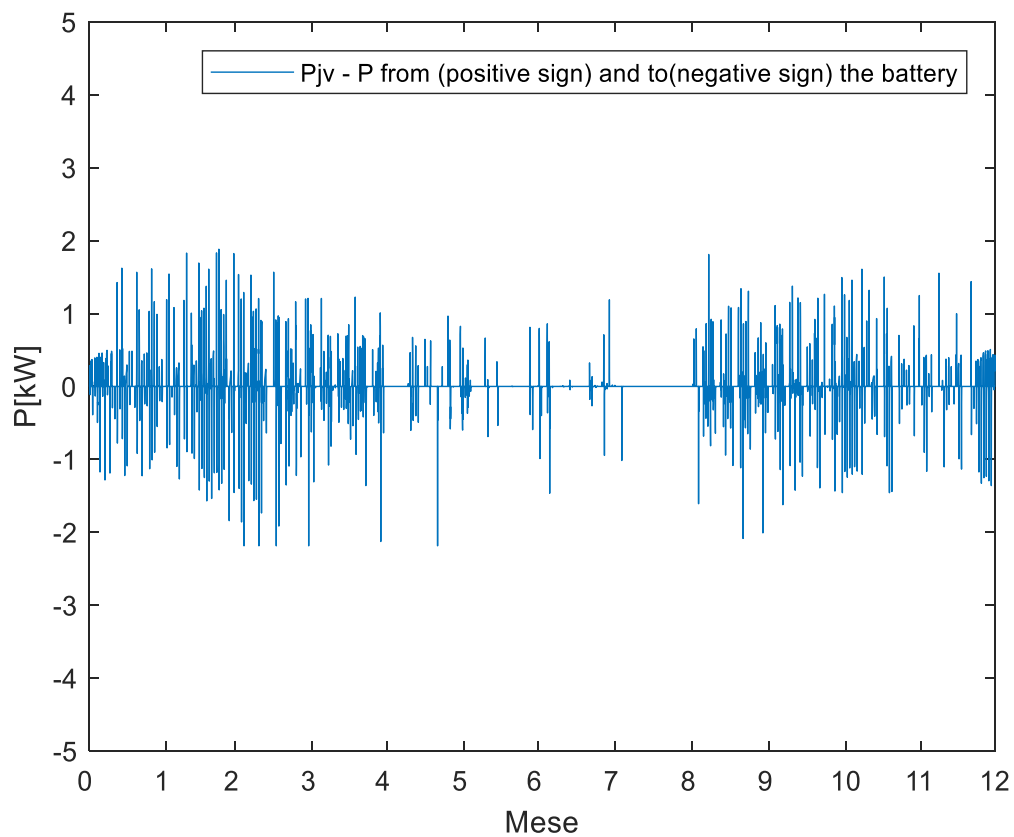


Figura 107 Andamento della potenza in ingresso e in uscita della batteria

Analisi tecnico-comparativa e valutazioni economiche

Osservando i risultati ottenuti nel capitolo V, si evidenzia che riducendo di 8 volte la taglia della batteria, cioè da 20 kWh a 2.5 kWh, non si rilevano eccessivi cambiamenti in termini di energia prelevata dalla rete e di energia inutilizzata. In particolare, l'autonomia energetica del sistema si riduce unicamente del 6 % mentre il "surplus" di produzione aumenta solo di 4 punti percentuali.

Si è ritenuto opportuno inoltre, confrontare i risultati ottenuti con quanto conseguito nelle simulazioni VII, VIII e IX. Di seguito vengono riportate le principali differenze tra le simulazioni del capitolo III e del capitolo V:

- Nel capitolo V, la schermatura data dagli alberi e dagli edifici circostanti si basa su misurazioni effettuate in loco mentre in precedenza tali dati sono stati calcolati in modo approssimativo tramite il software *Energy Plus*.
- La produzione fotovoltaica utilizzata nel presente capitolo si attiene alla radiazione di un anno tipo, ovvero un anno fittizio costruito grazie all'analisi di 20 anni storici. Tale produzione tiene altresì conto delle perdite date dall'ombreggiamento dei pannelli stessi. Nel capitolo III sono stati considerati i valori di radiazione, relativi ad anni specifici, estrapolati dal database *SODA* che non tiene conto delle perdite dovute all'ombreggiamento.
- Nel capitolo V è stato considerato un sistema di ventilazione meccanica, non precedentemente valutato.

Tali differenze hanno portato al conseguimento di risultati estremamente diversi in termini di autonomia energetica del sistema: i valori adottati nelle simulazioni del capitolo V mostrano che, a parità di capacità energetica del sistema di accumulo, l'edificio raggiunge un'autonomia inferiore di circa il 20 % rispetto a quanto ottenuto nelle simulazioni del capitolo III. In termini di energia inutilizzata invece non sono state rilevate particolari discrepanze.

Per quanto concerne l'analisi economica, di seguito è riportata una tabella riassuntiva relativa ai costi associati alle simulazioni XIII, XIV, XV, XVI.

Simulazione XIII		Simulazione XIV		Simulazione XV		Simulazione XVI	
C _{I,B} [€]	C _{Net} [€/y]	C _{I,B} [€]	C _{Net} [€/y]	C _{I,B} [€]	C _{Net} [€/y]	C _{I,B} [€]	C _{Net} [€/y]
10000-20000	262 - 314	7500-15000	272 - 326	2500-5000	303 - 364	1250-2500	323 - 388

Tabella 11 Costi di esercizio e di investimento delle simulazioni XIII-XVI.

Come riportato in precedenza, il costo di investimento della batteria è stato calcolato utilizzando un costo unitario nel range di 500 - 1000 € per ogni kWh di capacità installata [11], mentre il

costo operativo associato al consumo di energia prelevata dalla rete è stato posto pari a 0.25-0.30 €/kWh [12].

I risultati evidenziano che riducendo notevolmente l'investimento iniziale relativo al sistema di accumulo, si ottiene un notevole risparmio economico.

Infatti, riducendo di oltre 9000-17000 € l'investimento iniziale, si ha un aumento massimo di 70 €/y per il consumo di energia.

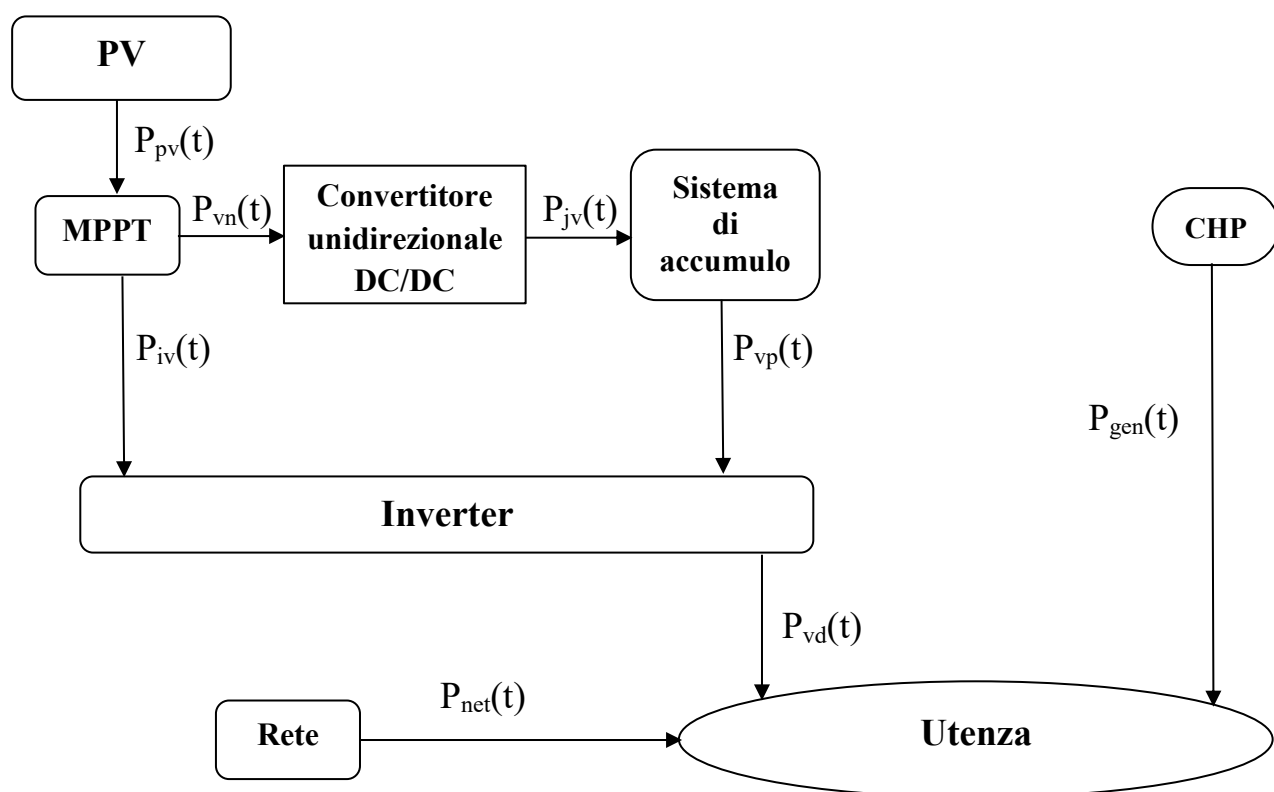
Si può concludere dunque che nell'edificio considerato il sistema di accumulo risulta molto più vantaggioso qualora abbia una piccola taglia.

Capitolo VI

Si è ritenuto interessante proseguire l'analisi valutando la possibilità di utilizzare anche un micro-CHP (Combined Heat and Power), alimentato a metano, per soddisfare la richiesta dell'utenza. L'impianto micro-cogenerativo produce energia elettrica e recupera energia termica sotto forma di acqua calda. Pertanto, al fine di integrare nel sistema il calore recuperato dal CHP, l'impianto di riscaldamento a cui si fa riferimento è ad acqua e la pompa di calore è del tipo aria/acqua.

Si precisa che l'input relativo alla produzione fotovoltaica e al consumo dell'utenza coincide con quanto riportato nel capitolo V.

Di seguito è riportato uno schema semplificato del sistema.



Schema del sistema e flussi semplificati.

Dati (input) del modello

$\Delta t = 1$ Intervallo temporale [h].

$\eta_{conv} = 0.95$ Efficienza del convertitore (carica batteria) [-].

$\eta_{inv} = 0.9$ Efficienza dell'inverter [-].

Dati della batteria

$V = 50$ Tensione nominale della batteria [V].

$E_{B,max}$ capacità della batteria in kWh. Sono state effettuate simulazioni con valori differenti di $E_{B,max}$; in particolare tale parametro è stato fatto variare nel range 5 – 40 kWh.

C_n Capacità della batteria in Ah; $C_n = \frac{E_{max} \cdot 1000}{V}$.

I Massima intensità di corrente della batteria [A]. $I = \frac{C_n}{ts}$.

$a = 2$ Massima velocità di carica [A/Ah].

$k = 10.62$ Costante di velocità della batteria [1/h].

$t_s = 1$ Tempo di carica (e scarica) della batteria [h].

$c = 0.5988$ Indice di capacità di una batteria agli ioni di litio [-].

$\eta_B = 0.89$ Efficienza della batteria [-].

$S_f = 0.1$ Minimo stato di carica della batteria [p.u.].

$N = 1$ Numero di batterie.

Dati relativi all'impianto CHP e alla conversione di energia

$P_n = 1.5$ Potenza nominale del micro CHP [kW].

$P_{min} = 0.45$ Potenza minima dell'impianto cogenerativo, corrispondente al 30 % della potenza nominale [kW].

$D = 2$ Parametro che indica il rapporto tra kW termici generati per ogni kW elettrico prodotto [kWth/kWel].

$COP_W = 3$ Valore del COP della pompa di calore relativo al riscaldamento [kWth/kWel].

Dati relativi ai costi operativi

$C_{rete} = 0.25$ Costo unitario relativo al consumo di energia elettrica prelevata dalla rete [€/kWh]. [12]

$C_{gen} = 0.139$ Costo unitario relativo al consumo di energia elettrica generata dal micro-CHP [€/kWh]. [14]

Dati relativi alla produzione e consumo di energia

P_{v1} Produzione dell'impianto fotovoltaico orientato a Sud-Ovest [p.u.].

P_{v2} Produzione dell'impianto fotovoltaico orientato a Sud-Est [p.u.].

P_{v3} Produzione dell'impianto fotovoltaico orientato a Nord-Ovest [p.u.].

$P_{n1} = 3.6 \text{ kW}$ Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico orientato a Sud-Ovest.

$P_{n2} = 1.8 \text{ kW}$ Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico orientato a Sud-Est.

$P_{n3} = 1.8 \text{ kW}$ Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico orientato a Nord-Ovest.

$Load_W$ Domanda relativa all'impianto di riscaldamento dell'intero edificio [kWel].

$Load_S$ Domanda relativa all'impianto di raffrescamento dell'intero edificio [kWel].

$Load_2$ Domanda relativa all'impianto elettrico dell'intero edificio [kWel].

Variabili:

- $P_{vn}(t)$ Potenza dal MPPT al convertitore unidirezionale al tempo t .
- $P_{jv}(t)$ Potenza dal convertitore unidirezionale alla batteria al tempo t .
- $P_{vp}(t)$ Potenza dalla batteria all'inverter al tempo t .
- $P_{iv}(t)$ Potenza dal MPPT all'inverter al tempo t .
- $P_{vd}(t)$ Potenza dall'inverter all'utenza al tempo t .
- $P_{net}(t)$ Potenza dalla rete all'utenza al tempo t .
- $P_{gen}(t)$ Potenza elettrica prodotta dal micro-CHP che alimenta l'utenza al tempo t .
 $P_{gen}(t)$ è stata implementata come variabile semicontinua nel range $[P_{min}, P_n]$ al fine di evitare variabili binarie nel programma.
- $P_{th}(t)$ Potenza termica prodotta dal micro-CHP al tempo t .
- $E_j(t)$ Energia presente nella batteria al tempo t .
- $E_d(t)$ Energia disponibile nella batteria al tempo t .
- $E_b(t)$ Energia limite della batteria al tempo t .
- $E_{dis}(t)$ Energia massima che la batteria può cedere al tempo t .
- $E_{char}(t)$ Energia massima che la batteria può assorbire al tempo t .
- $E_1(t)$ Quantità di energia non inferiore a $\eta_B \cdot E_{char}(t) \forall t$.
- $E_2(t)$ Quantità di energia non inferiore a $\eta_B \cdot E_{char}(t) \forall t$.
- E_3 Quantità di energia non inferiore a $\eta_B \cdot E_{char}(t) \forall t$.
- $C_{chp}(t)$ Costo associato alla produzione di energia del micro-CHP [€].
- $C_{net}(t)$ Costo associato all'energia prelevata dalla rete [€].

Vincoli:

Il vincolo (49) assicura che la domanda sia sempre soddisfatta. Si precisa che la quantità $P_{th}(t)/COP_W$ è stata sottratta alla domanda energetica richiesta dall'utenza in quanto rappresenta l'energia recuperata grazie all'impianto micro-cogenerativo.

$$P_{vd}(t) + P_{net}(t) + P_{gen}(t) = Load_W(t) + Load_2(t) + Load_S(t) - P_{th}(t)/COP_W \quad \forall t \quad (49)$$

Il vincolo (50) è stato implementato per tenere conto delle perdite di energia dovute all'efficienza dell'inverter.

$$P_{vd}(t) = \eta_{in} \cdot (P_{iv}(t) + P_{vp}(t)) \quad \forall t \quad (50)$$

Il seguente vincolo (51) riguarda le perdite di energia causate dall'efficienza del convertitore unidirezionale.

$$P_{vn}(t) \cdot \eta_{conv} = P_{jv}(t) \quad \forall t \quad (51)$$

Il vincolo di seguito riportato (52) riguarda la disponibilità della risorsa rinnovabile.

$$P_{vn}(t) + P_{iv}(t) \leq P_{vl}(t) \cdot P_{n1} + P_{v2}(t) \cdot P_{n2} + P_{v3}(t) \cdot P_{n3} \quad \forall t \quad (52)$$

I vincoli (53) e (54) definiscono rispettivamente i valori iniziali dell'energia presente nella batteria E_j e dell'energia disponibile E_d .

$$E_j(t) = E_{B,max} \quad \forall t = 0 \quad (53)$$

$$E_d(t) = c \cdot E_{B,max} \quad \forall t = 0 \quad (54)$$

La batteria non può avere uno stato di carica inferiore al valore minimo, dunque è stato imposto il vincolo (55).

$$E_j(t) \geq S_j \cdot E_{B,max} \quad \forall t \quad (55)$$

I seguenti vincoli definiscono l'energia disponibile e limite secondo il modello cinetico. La carica totale è data dalla somma dei due contributi.

$$E_j(t) = E_d(t) + E_b(t) \quad \forall t \quad (56)$$

$$E_d(t) = \frac{E_d(t-1) \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + (E_j(t-1) \cdot k \cdot c - P(t-1)) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{k} +$$

$$+ \frac{P(t-1) \cdot c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} \quad \forall t > 0 \quad (57)$$

$$E_b(t) = E_b(t-1) \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + E_j(t-1) \cdot (1-c) \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t}) +$$

$$+ \frac{P(t-1) \cdot (1-c) \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})}{k} \quad \forall t > 0 \quad (58)$$

con

$$P(t) = P_{jv}(t) - P_{vp}(t) \quad \forall t \quad (59)$$

Il vincolo (60) tiene conto della perdita di energia dovuta al processo di scarica η_B .

$$P_{vp}(t) \cdot \Delta t \leq E_{dis}(t) \cdot \eta_b \quad \forall t \quad (60)$$

$$E_{dis}(t) = \frac{E_d(t) \cdot k \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + E_j(t) \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad \forall t \quad (61)$$

Il vincolo (61) contiene la formula di massima scarica dove $E_{dis}(t)$, definita in accordo con il modello cinetico, rappresenta l'energia massima che la batteria può cedere nell'istante temporale t .

Per quanto riguarda la fase di carica, il vincolo (62) contiene la formula di massima carica dove $E_{char}(t)$, definita dal valore minimo dei termini $E_1(t)$, $E_2(t)$ e E_3 , rappresenta l'energia massima che la batteria può assorbire nell'istante temporale t . Al fine di rispettare l'equazione (63) sono stati implementati tre vincoli separati, ognuno dei quali si riferisce ad una variabile (67), (68), (69).

$$P_{jv}(t) \cdot \Delta t \leq E_{char}(t) \quad \forall t \quad (62)$$

$$E_{char}(t) = \frac{\text{Min}(E_1(t), E_2(t), E_3)}{\eta_B} \quad \forall t \quad (63)$$

con

$$E_1(t) = \frac{E_{B,max} \cdot k \cdot c - E_d(t) \cdot k \cdot e^{-k \cdot \Delta t} - E_j(t) \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad \forall t \quad (64)$$

$$E_2(t) = \frac{(1 - e^{-a \cdot \Delta t}) \cdot (E_{B,max} - E_j(t))}{\Delta t} \quad \forall t \quad (65)$$

$$E_3 = \frac{N \cdot I \cdot V}{1000} \quad (66)$$

$$E_{char} \leq \frac{E_1(t)}{\eta_B} \quad \forall t \quad (67)$$

$$E_{char} \leq \frac{E_2(t)}{\eta_B} \quad \forall t \quad (68)$$

$$E_{char} \leq \frac{E_3}{\eta_B} \quad \forall t \quad (69)$$

Il vincolo (70) definisce il valore della potenza termica recuperata nell'impianto micro-cogenerativo. Si precisa che la variabile $P_{th}(t)$ è espressa in kW termici.

$$P_{th}(t) = D \cdot P_{gen}(t) \quad \forall t \quad (70)$$

I vincoli di seguito riportati garantiscono che l'impianto micro-cogenerativo sia utilizzato unicamente per soddisfare la domanda dell'utenza; in particolare il vincolo (71) garantisce che il recupero di energia termica al massimo eguagli l'energia richiesta dall'impianto di riscaldamento mentre il vincolo (72) assicura che la produzione di energia elettrica del micro-CHP sia non superiore ai carichi rimanenti.

$$P_{th}(t) / COP_W \leq Load_W(t) \quad \forall t \quad (71)$$

$$P_{gen}(t) \leq Load_2(t) + Load_S(t) \quad \forall t \quad (72)$$

È stato inoltre inserito il vincolo (73) con il quale si massimizza l'utilizzo dell'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici.

If $Load_W(t) + Load_S(t) + Load_2(t) = 0$

then $P_{jv}(t) \leq P_{v1}(t) \cdot P_{n1} + P_{v2}(t) \cdot P_{n2} + P_{v3}(t) \cdot P_{n3} \quad \forall t \quad (73)$

else $P_{jv}(t) + P_{iv}(t) \leq P_{v1}(t) \cdot P_{n1} + P_{v2}(t) \cdot P_{n2} + P_{v3}(t) \cdot P_{n3}$

endif

Infine sono stati implementati i vincoli (74) e (75) con i quali vengono definiti i costi associati all'energia generata dal micro-CHP e all'energia prelevata dalla rete.

$$C_{chp}(t) = C_{gen} \cdot P_{gen}(t) \cdot \Delta t \quad \forall t \quad (74)$$

$$C_{net}(t) = C_{rete} \cdot P_{net}(t) \cdot \Delta t \quad \forall t \quad (75)$$

Funzione obiettivo

La funzione obiettivo che si intende minimizzare è

$$\sum_t C_{\text{chp}}(t) + \sum_t C_{\text{net}}(t) + \\ + \sum_t (P_{v1}(t) \cdot P_{n1} + P_{v2}(t) \cdot P_{n2} + P_{v3}(t) \cdot P_{n3} - P_{jv}(t) - P_{iv}(t))$$

Tale funzione permette di trovare la minima quantità di energia che deve essere prelevata dalla rete e/o generata dal CHP garantendo al contempo che la batteria mantenga il massimo stato di carica possibile in ogni istante temporale t .

Simulazione XVII– Sistema con micro-CHP e $E_{B,max}$ pari a 40 kWh

Inizialmente è stata fatta una simulazione con una capacità energetica della batteria elevata, $E_{B,max}$ pari a 40 kWh, per vedere se in tal caso con l’ausilio del micro-CHP fosse possibile azzerare l’energia prelevata dalla rete.

I risultati di seguito riportati mostrano che l’autonomia energetica risulta esser pari all’83%. In particolare, 437 kWh vengono forniti dall’impianto CHP di cui 175 corrispondono a quelli recuperati. Dalla rete si preleva solamente l’8% del carico totale che equivale a 270 kWh.

L’eccesso di energia ammonta a 3348 kWh; tale quantità corrisponde al 55% dell’energia prodotta dai pannelli fotovoltaici.

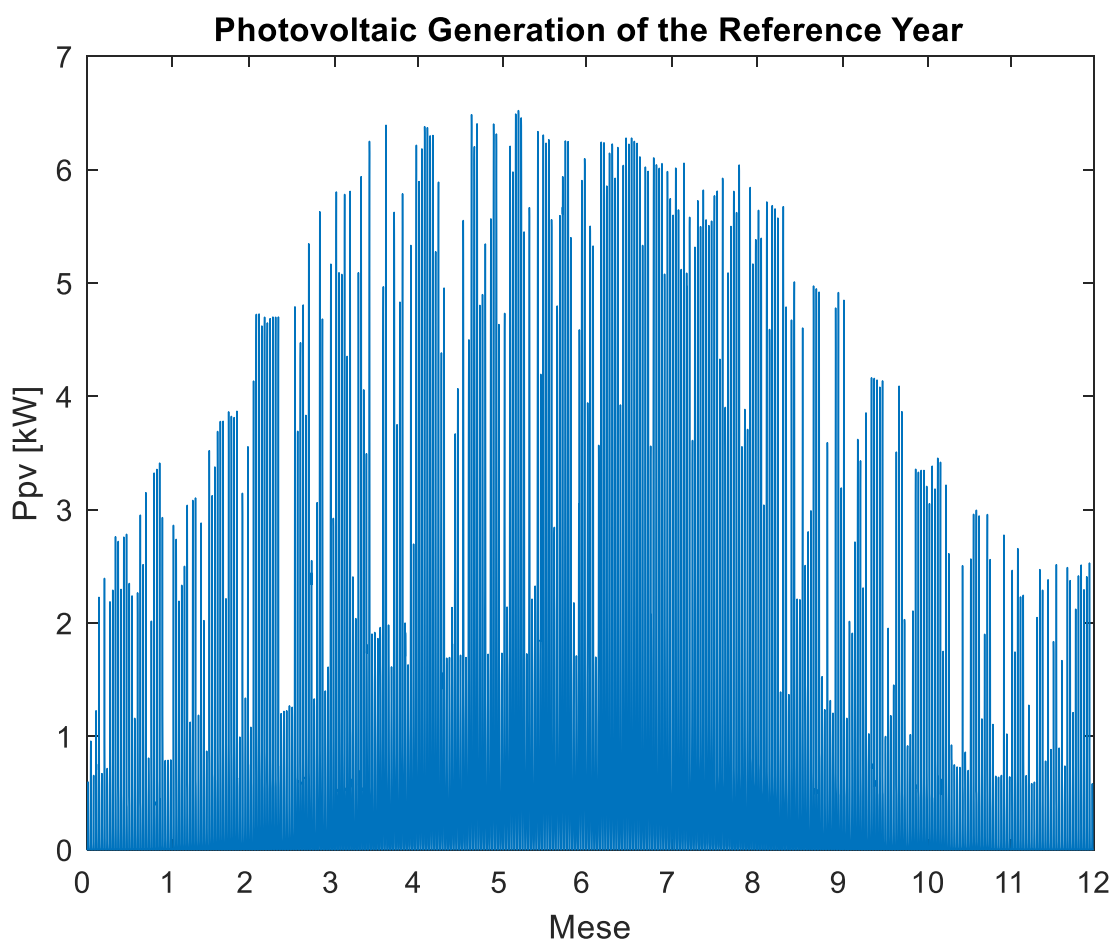


Figura 108 Produzione fotovoltaica riferita alla radiazione dell’anno tipo

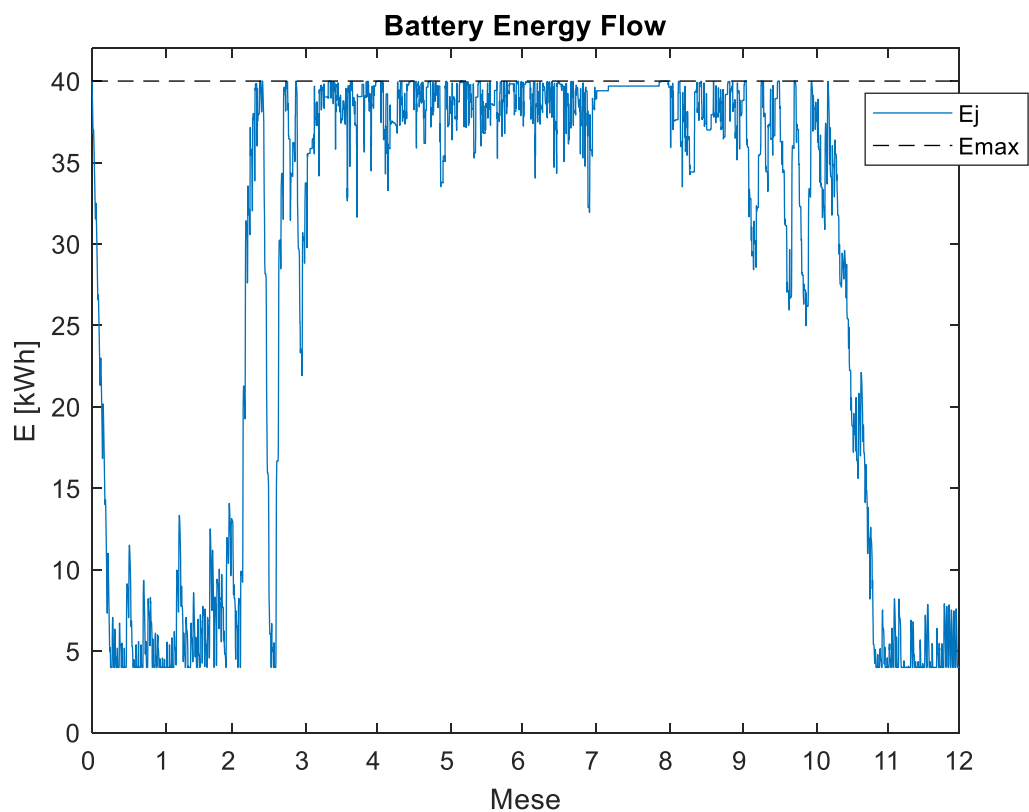


Figura 109 Andamento dell'energia presente nella batteria

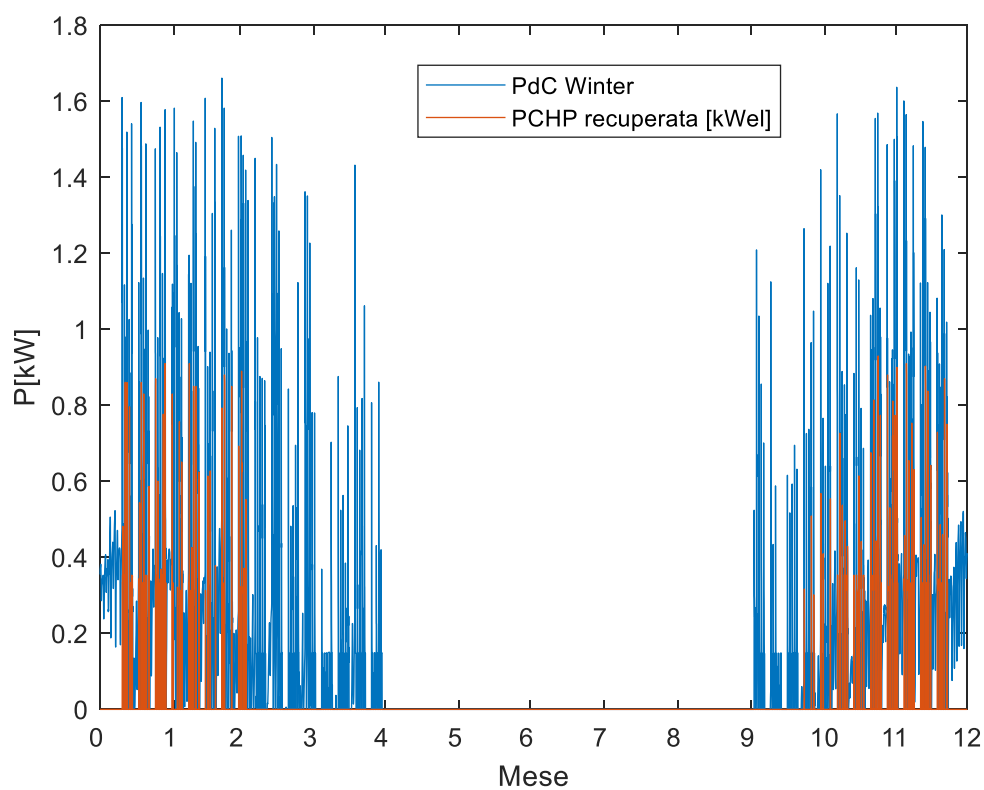


Figura 110 Andamento della potenza richiesta dal sistema di riscaldamento e della potenza recuperata nel CHP

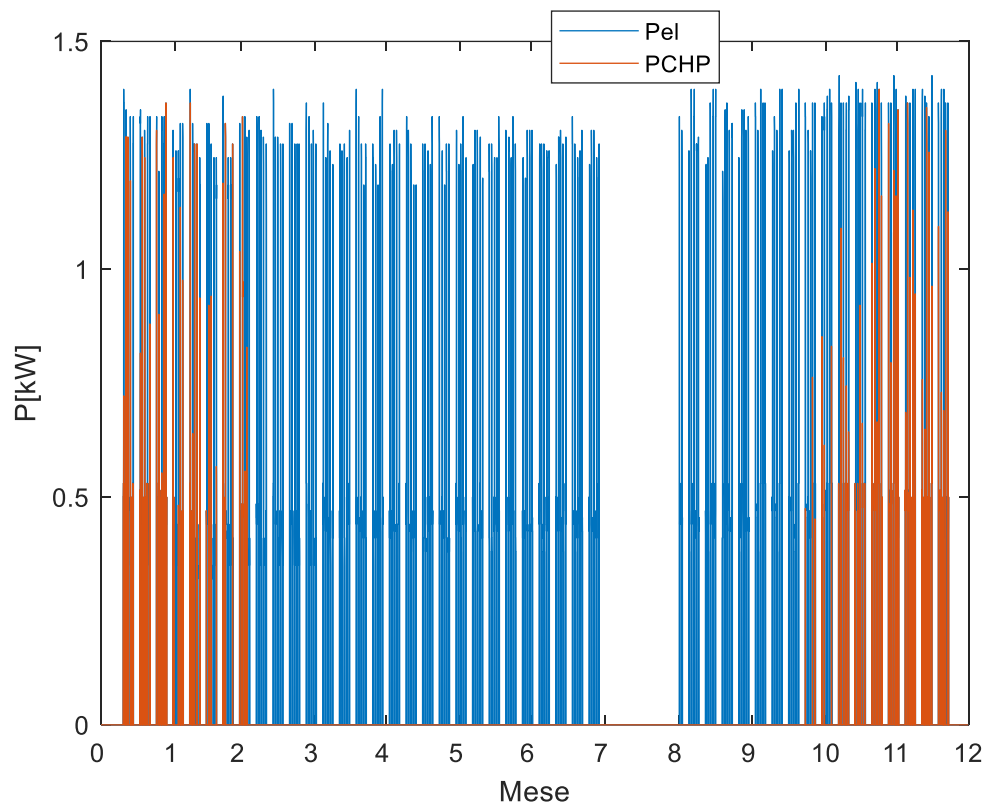


Figura 111 Andamento della potenza richiesta dal sistema elettrico e della potenza generata dal CHP

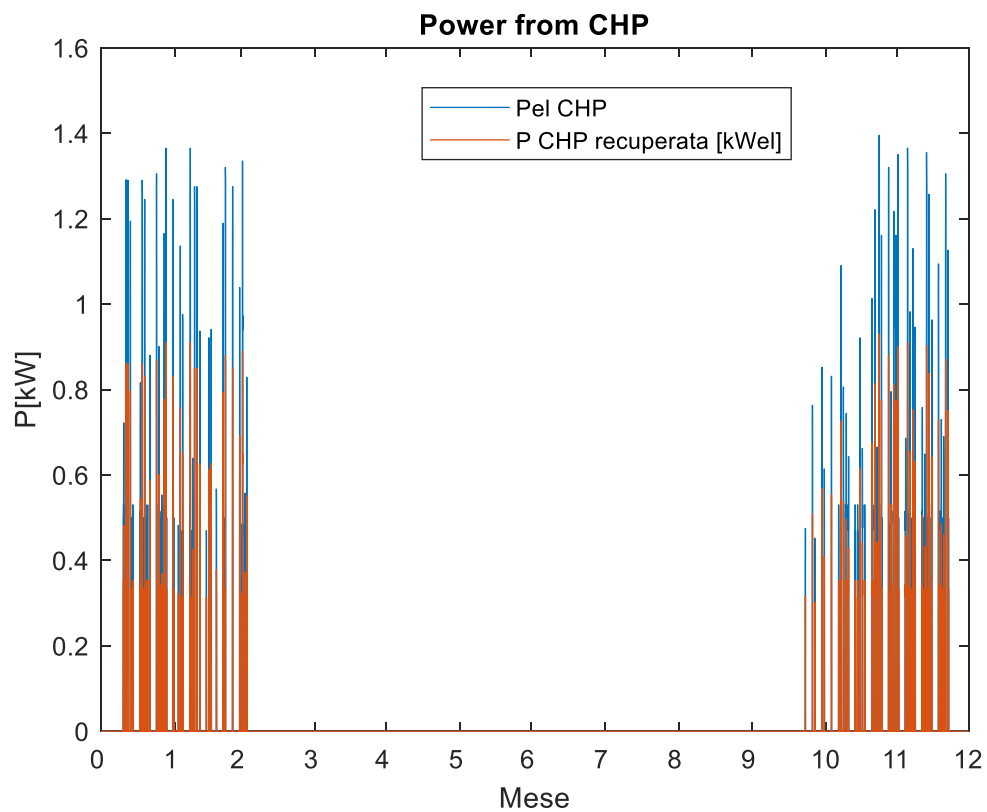


Figura 112 Andamento della potenza elettrica totale (generata e recuperata) del CHP

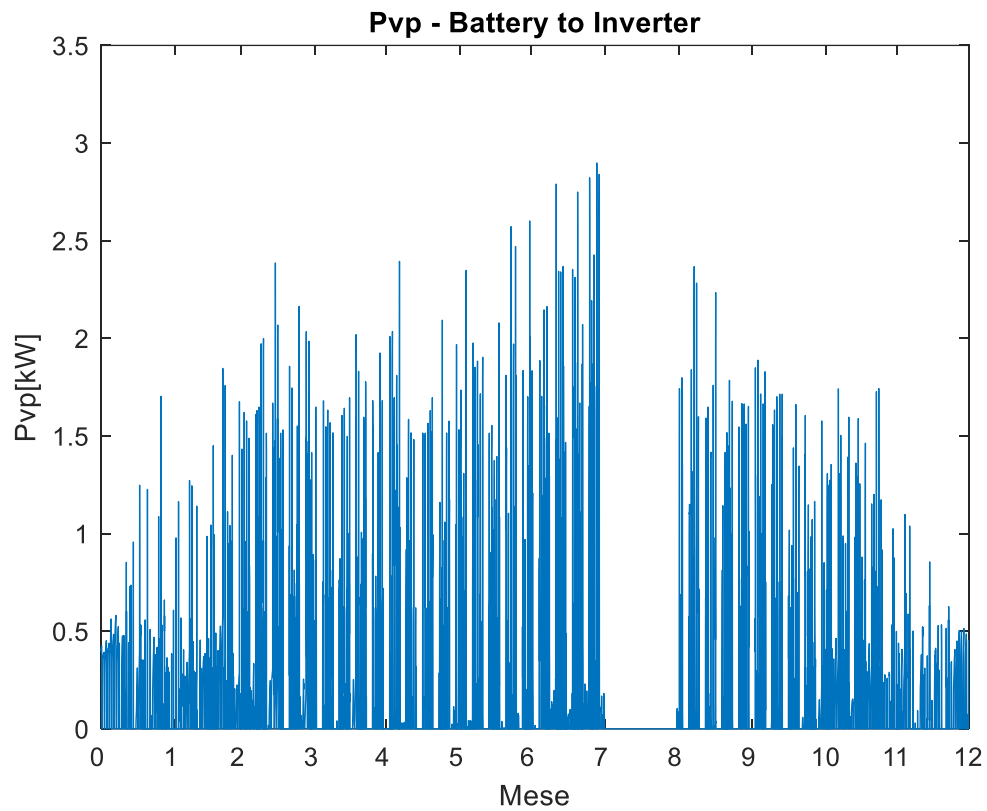


Figura 113 Andamento della potenza in uscita della batteria

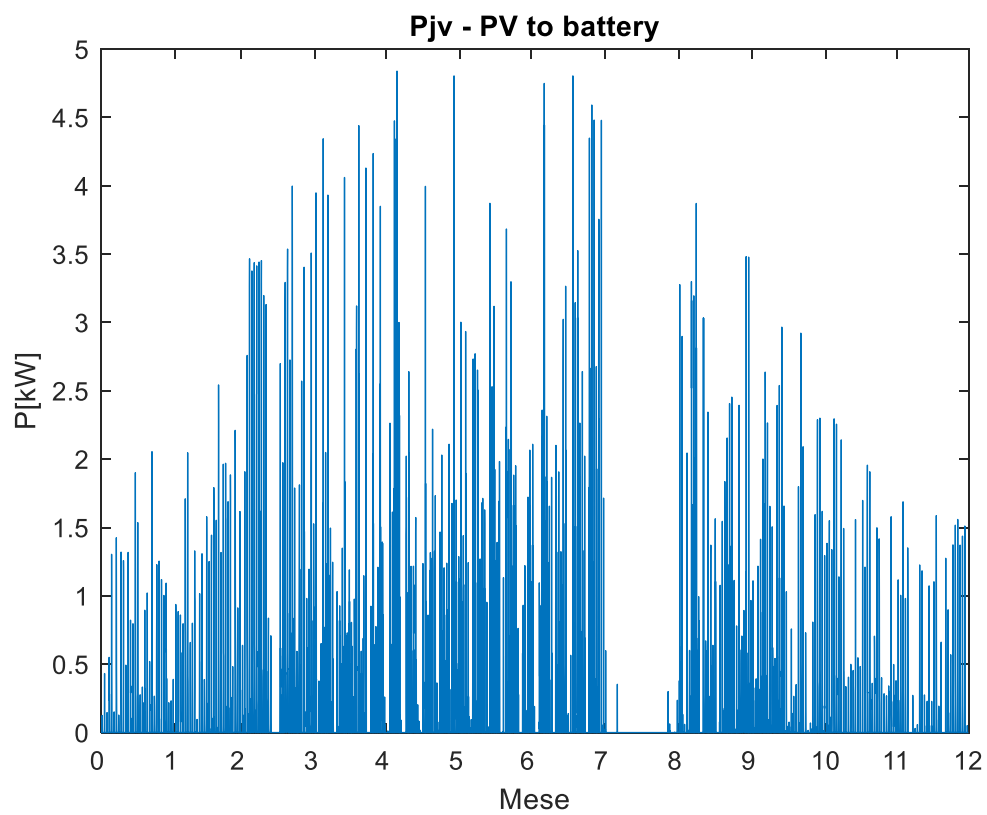


Figura 114 Andamento della potenza in ingresso nella batteria

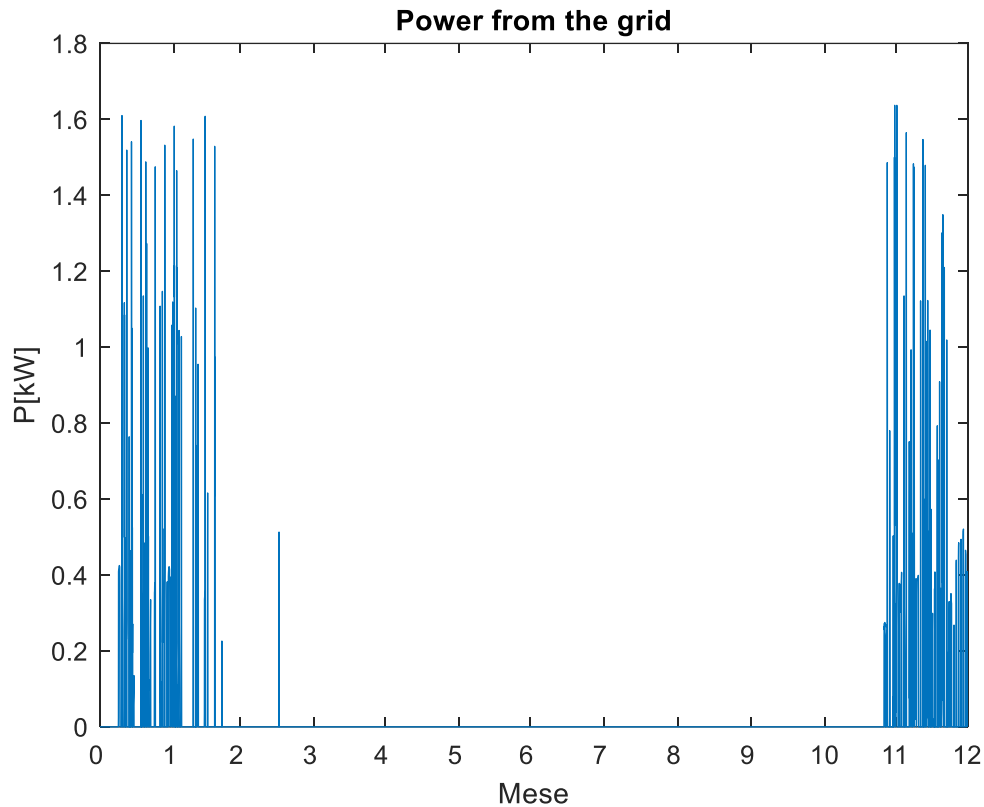


Figura 115 Andamento della potenza prelevata dalla rete

Simulazione XVIII– Sistema con micro-CHP e $E_{B,max}$ pari a 20 kWh

Ponendo la capacità energetica della batteria $E_{B,max}$ pari a 20 kWh, l'autonomia energetica risulta esser pari all'81%. In particolare, 458 kWh vengono forniti dall'impianto CHP di cui 189 corrispondono a quelli recuperati. Dalla rete si preleva solamente il 10% del carico totale che equivale a 309 kWh.

L'energia inutilizzata risulta essere pari a 3394 kWh; tale quantità corrisponde al 56% dell'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici.

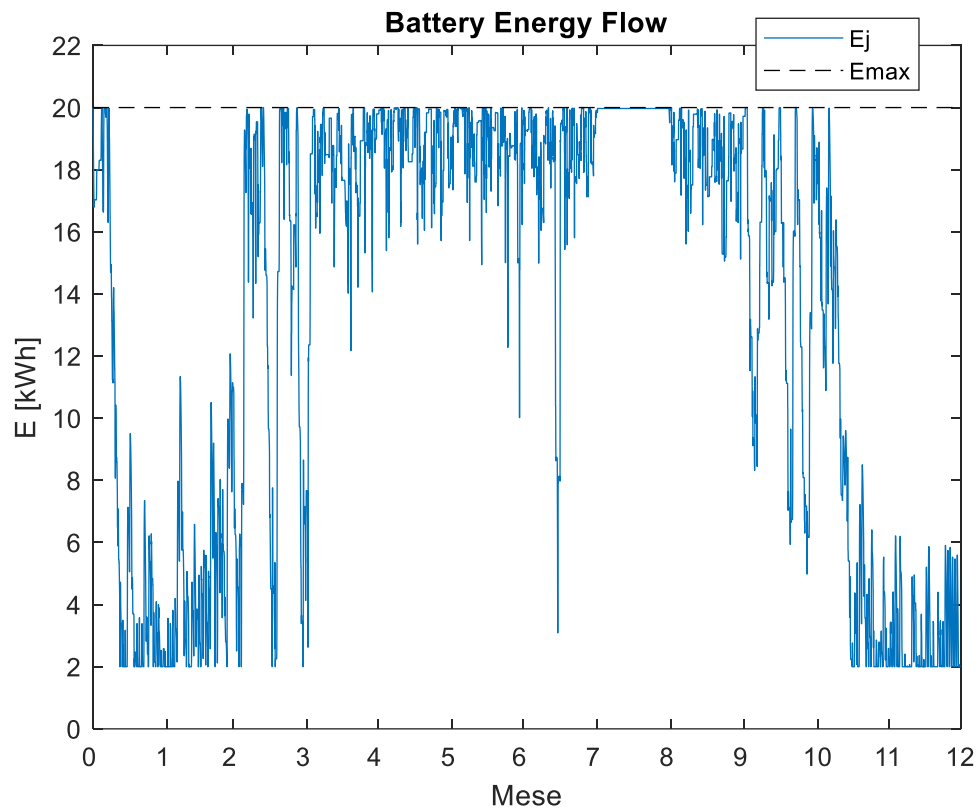


Figura 116 Andamento dell'energia presente nella batteria

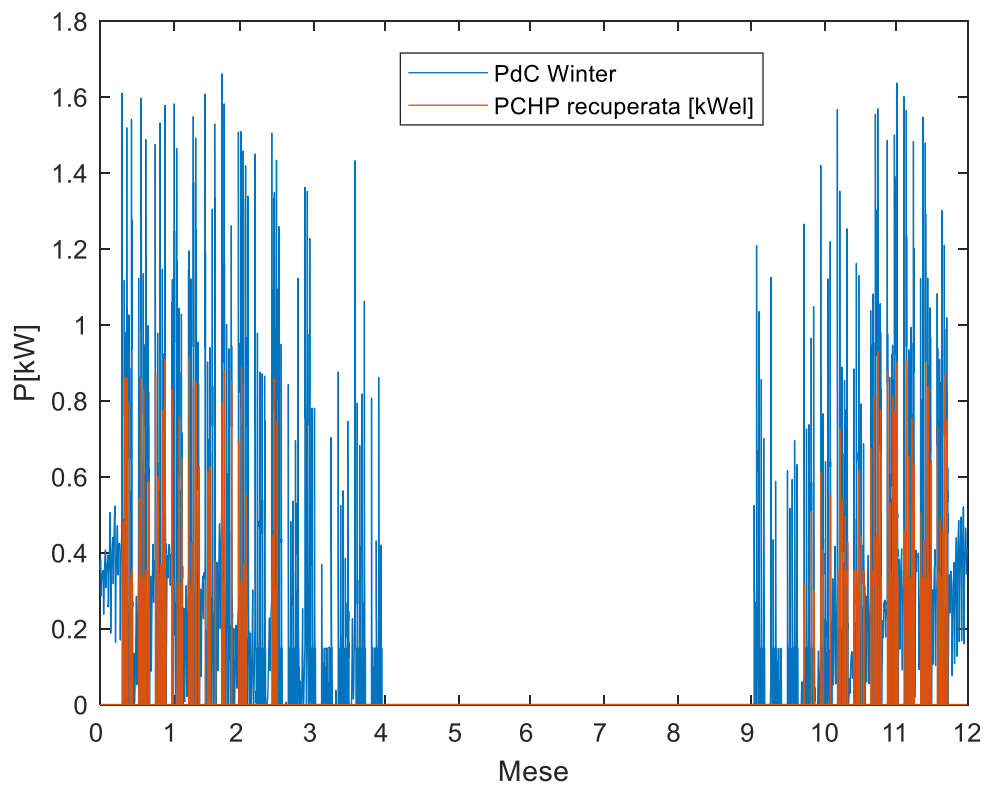


Figura 117 Andamento della potenza richiesta dal sistema di riscaldamento e della potenza recuperata nel CHP

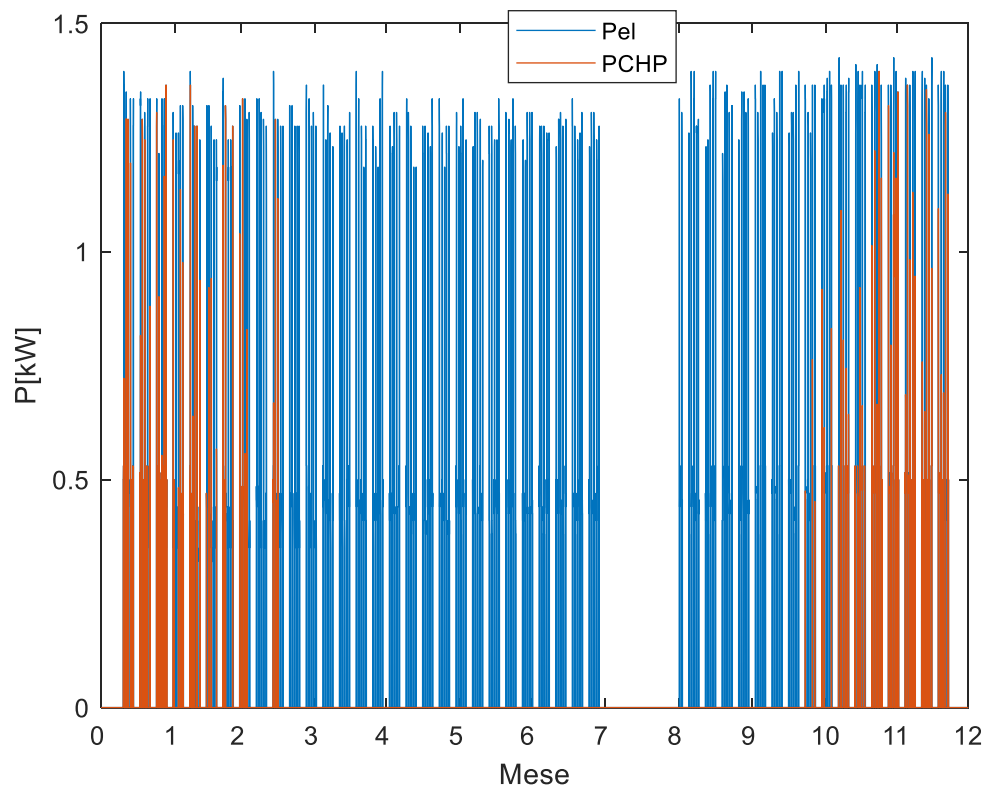


Figura 118 Andamento della potenza richiesta dal sistema elettrico e della potenza generata dal CHP

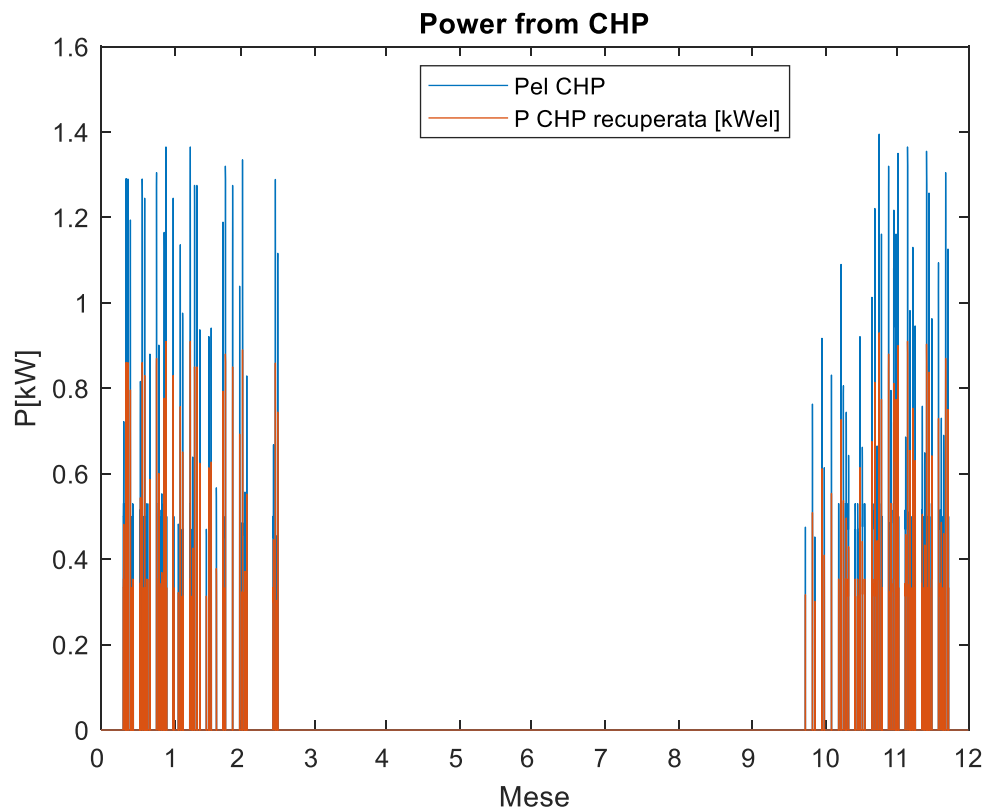


Figura 119 Andamento della potenza elettrica totale (generata e recuperata) del CHP

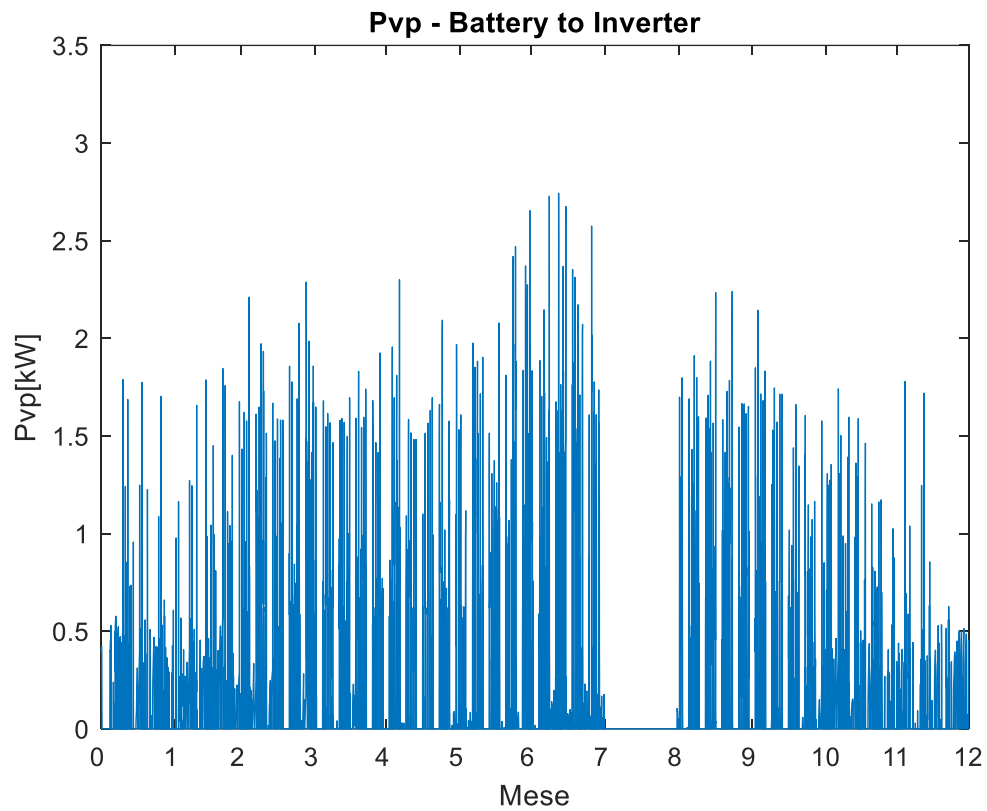


Figura 120 Andamento della potenza in uscita della batteria

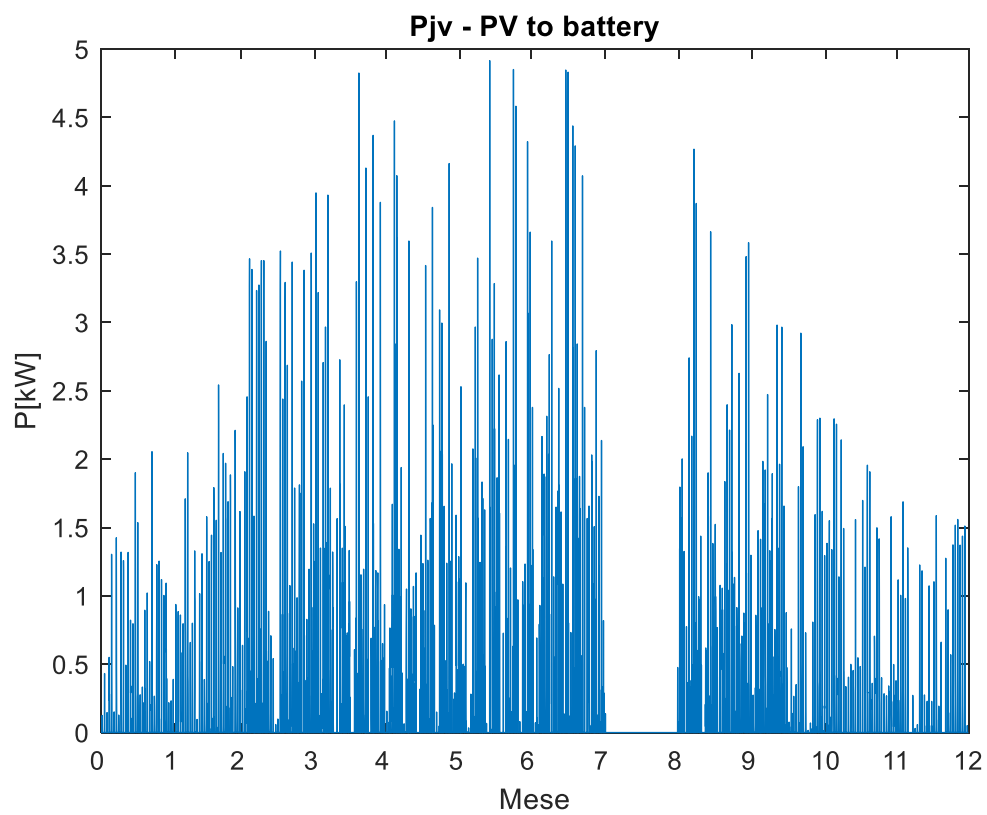


Figura 121 Andamento della potenza in ingresso nella batteria

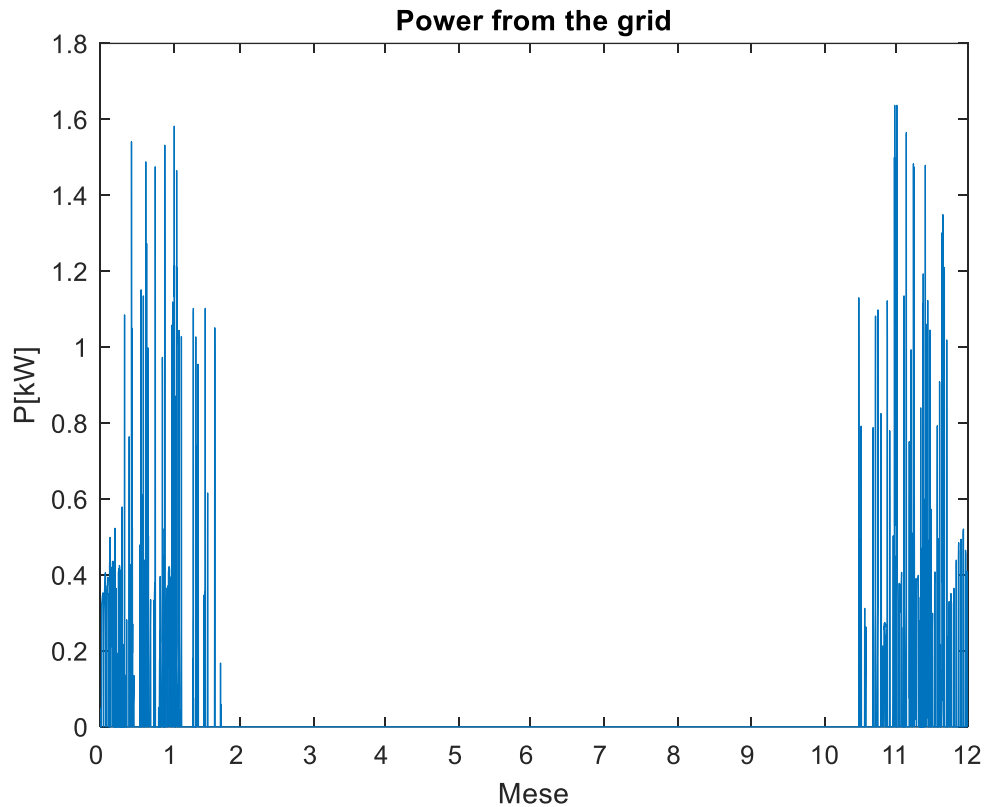


Figura 122 Andamento della potenza prelevata dalla rete

Simulazione XIX– Sistema con micro-CHP e $E_{B,max}$ pari a 10 kWh

La capacità energetica della batteria $E_{B,max}$ è stata ulteriormente ridotta e posta pari a 10 kWh. L'autonomia energetica risulta esser pari all'80%; l'impianto CHP fornisce 481 kWh di cui 192 corrispondono a quelli recuperati. Dalla rete si preleva solamente l'11% del carico totale che equivale a 343 kWh.

L'energia inutilizzata risulta essere pari a 3442 kWh, che equivale al 57% dell'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici.

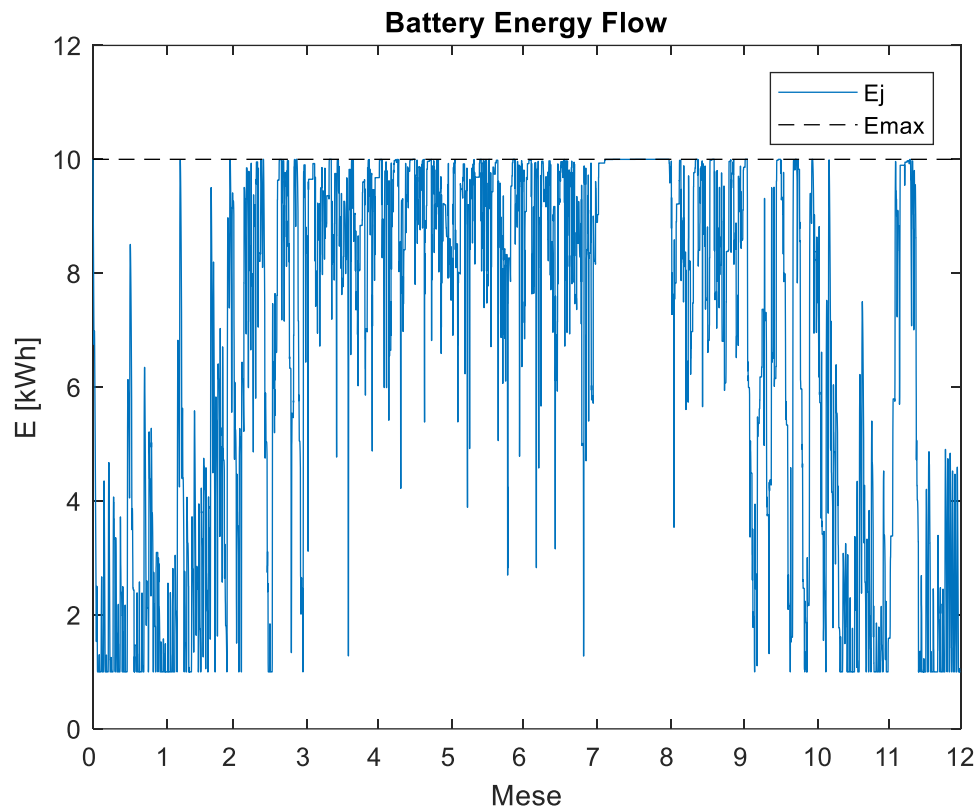


Figura 123 Andamento dell'energia presente nella batteria

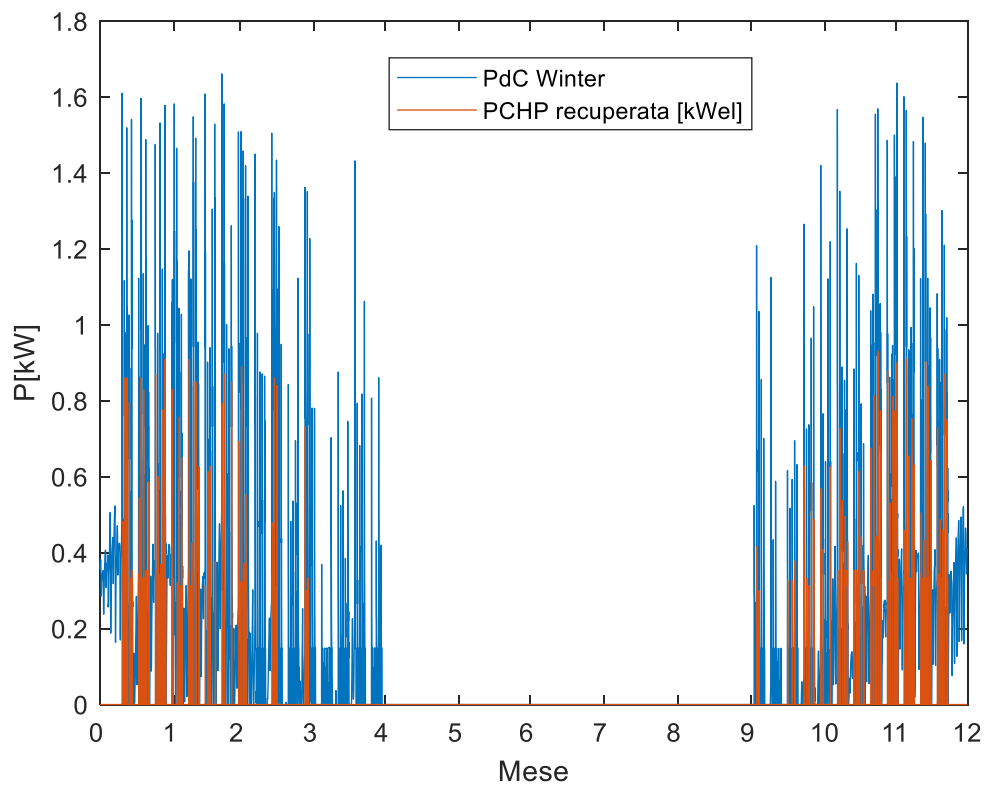


Figura 124 Andamento della potenza richiesta dal sistema di riscaldamento e della potenza recuperata nel CHP

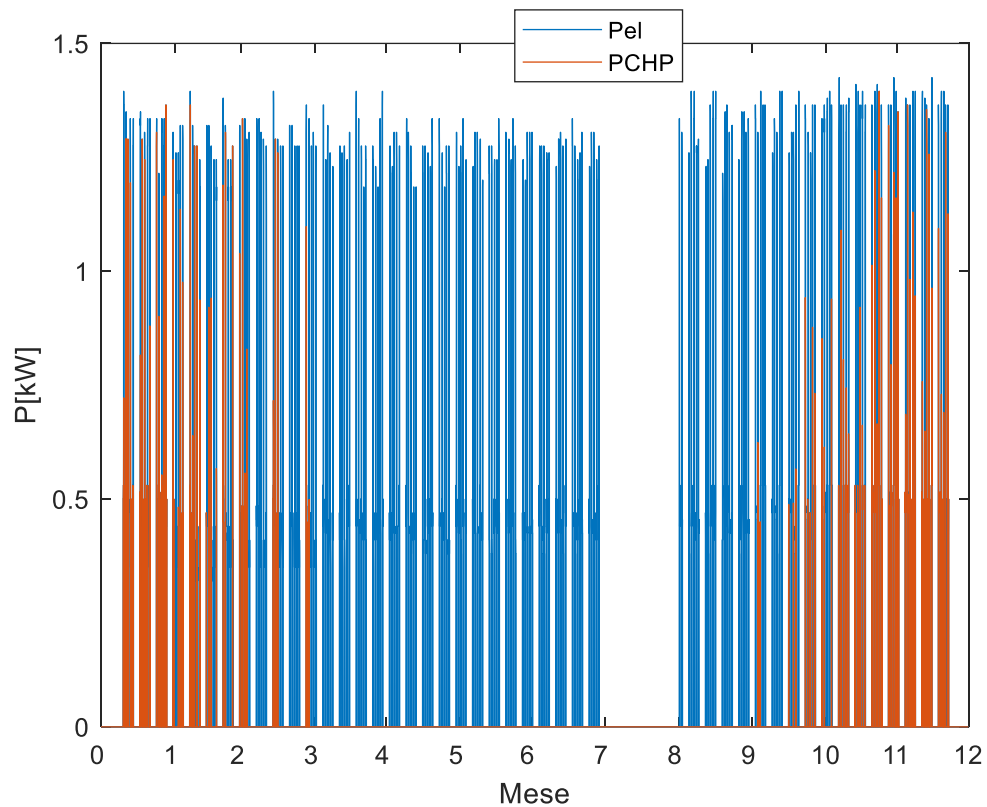


Figura 125 Andamento della potenza richiesta dal sistema elettrico e della potenza generata dal CHP

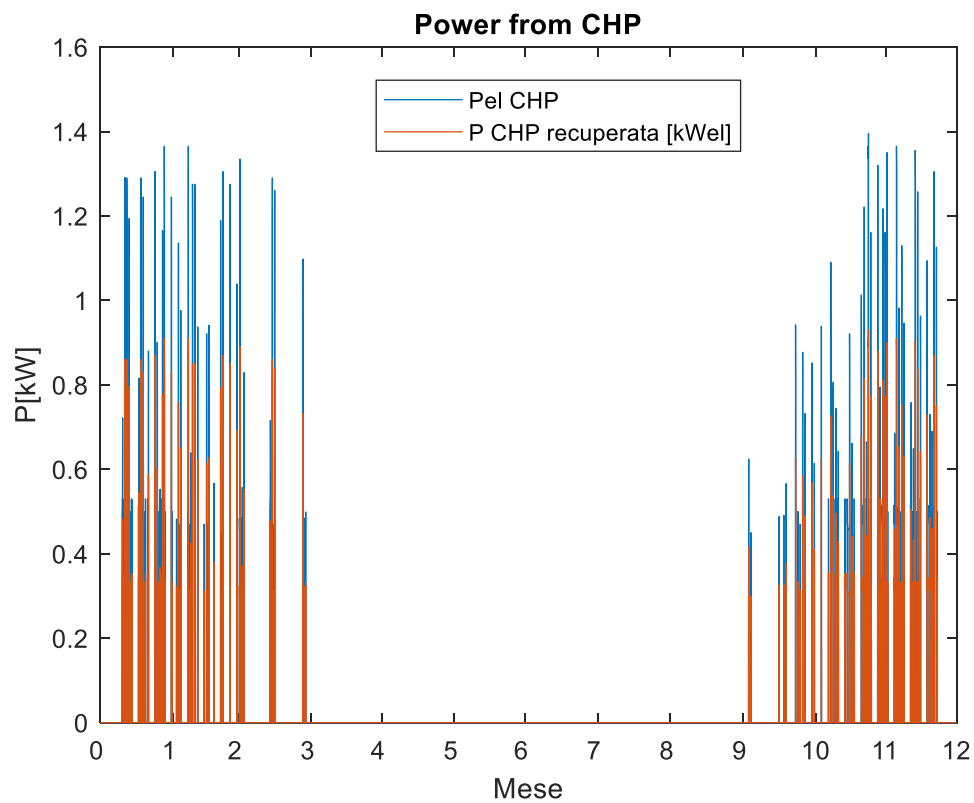


Figura 126 Andamento della potenza elettrica totale (generata e recuperata) del CHP

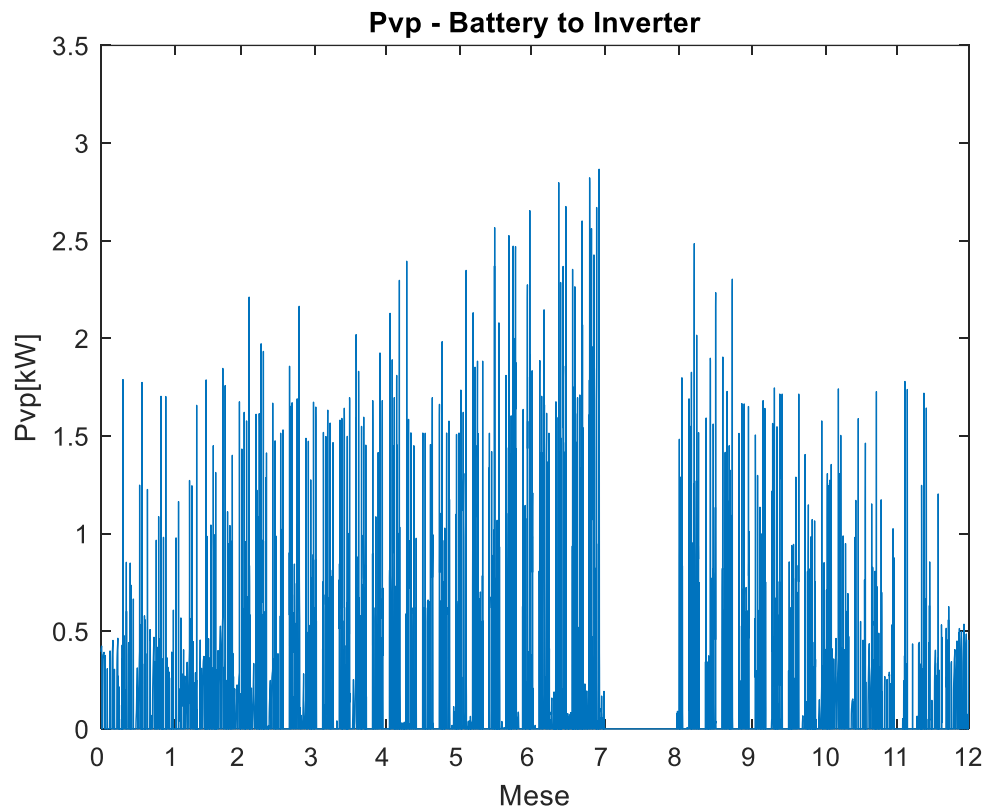


Figura 127 Andamento della potenza in uscita della batteria

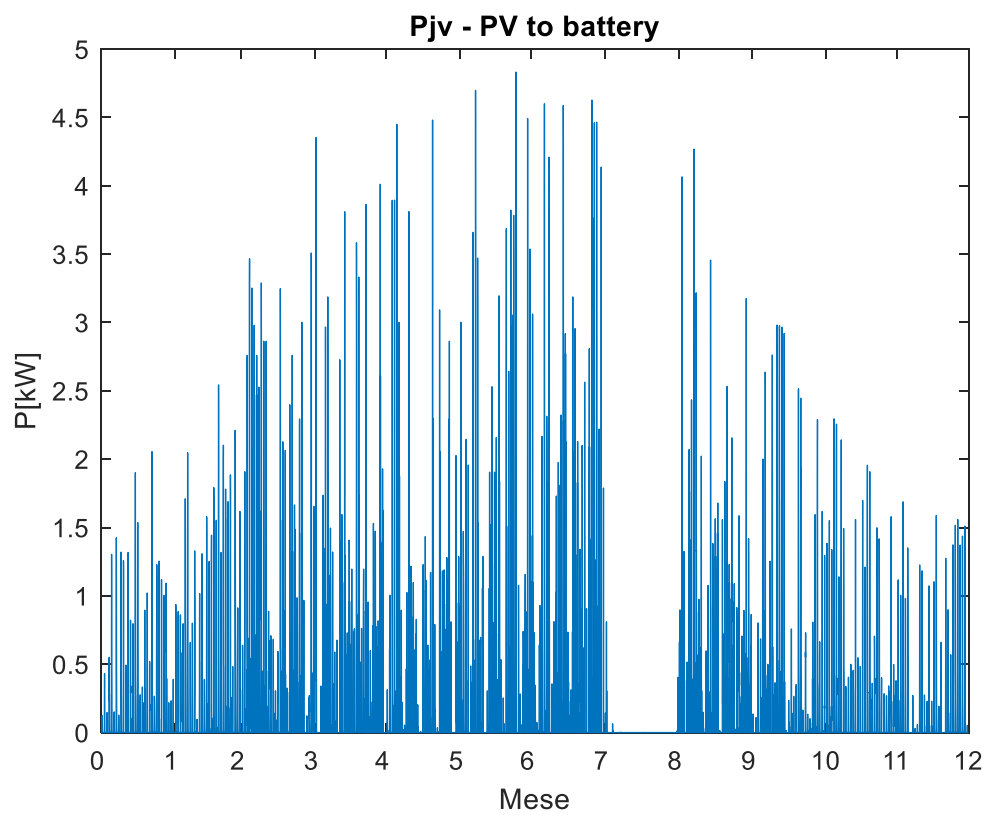


Figura 128 Andamento della potenza in ingresso nella batteria

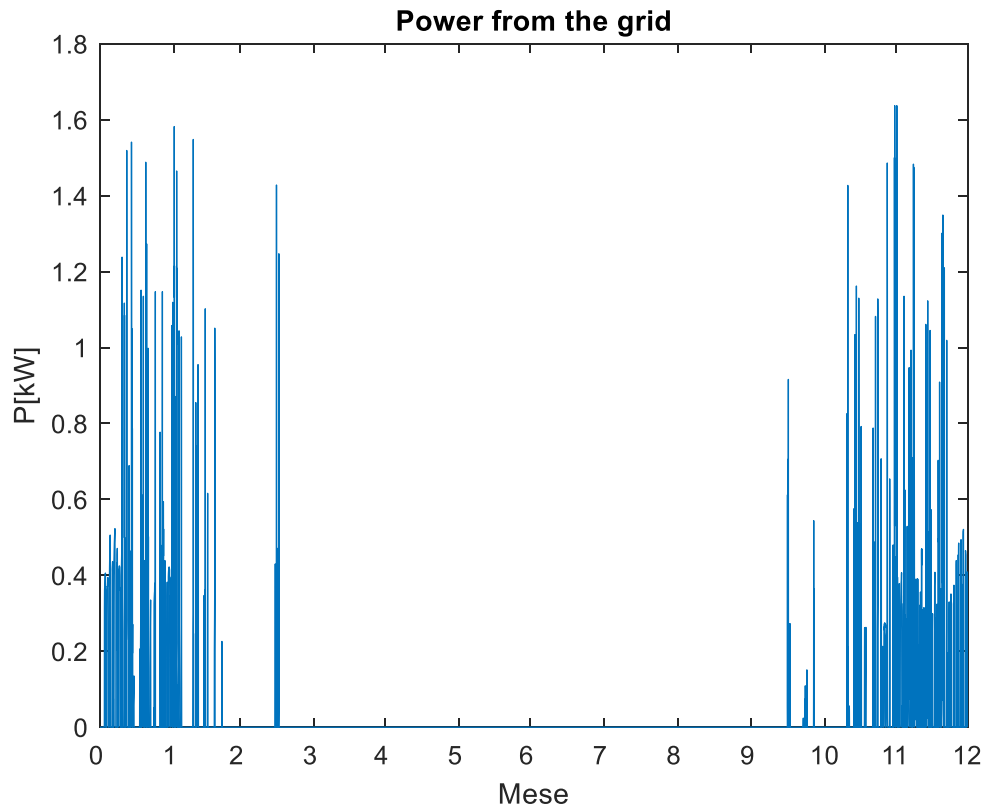


Figura 129 Andamento della potenza prelevata dalla rete

Simulazione XX – Sistema con micro-CHP e $E_{B,max}$ pari a 5 kWh

Infine, la capacità energetica della batteria $E_{B,max}$ è stata posta pari a 5 kWh. L'autonomia energetica risulta esser pari al 78%; l'impianto CHP fornisce 496 kWh di cui 198 corrispondono a quelli recuperati. Dalla rete si preleva solamente il 13% del carico totale che equivale a 395 kWh.

L'energia inutilizzata risulta essere pari a 3528 kWh; tale quantità corrisponde al 58% dell'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici.

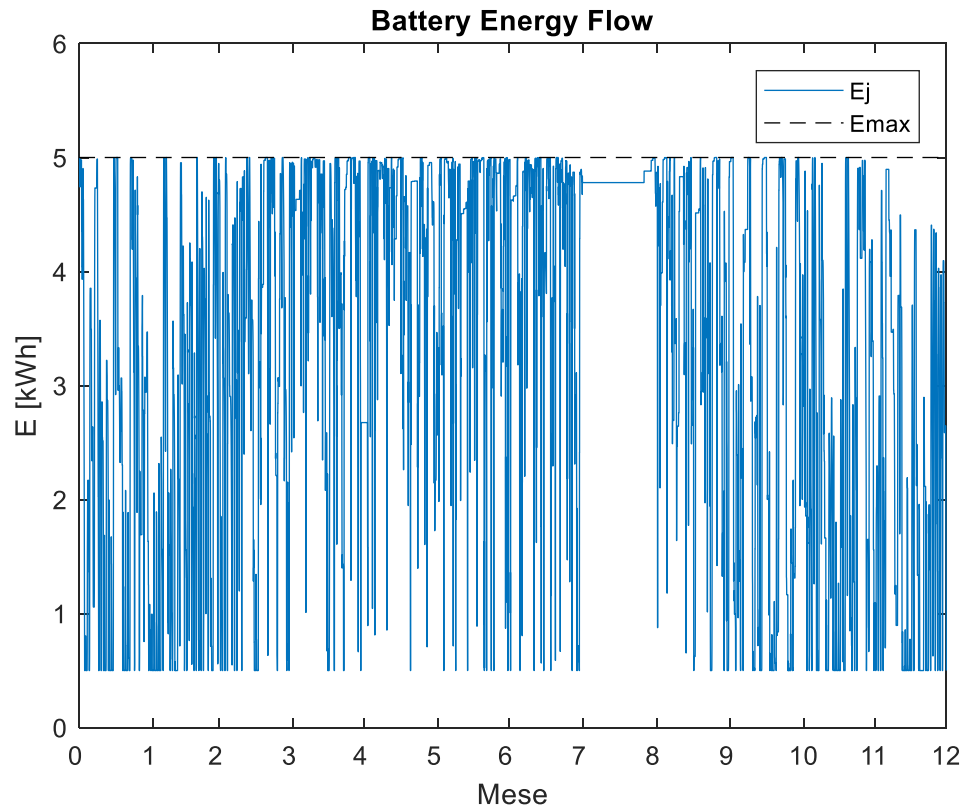


Figura 130 Andamento dell'energia presente nella batteria

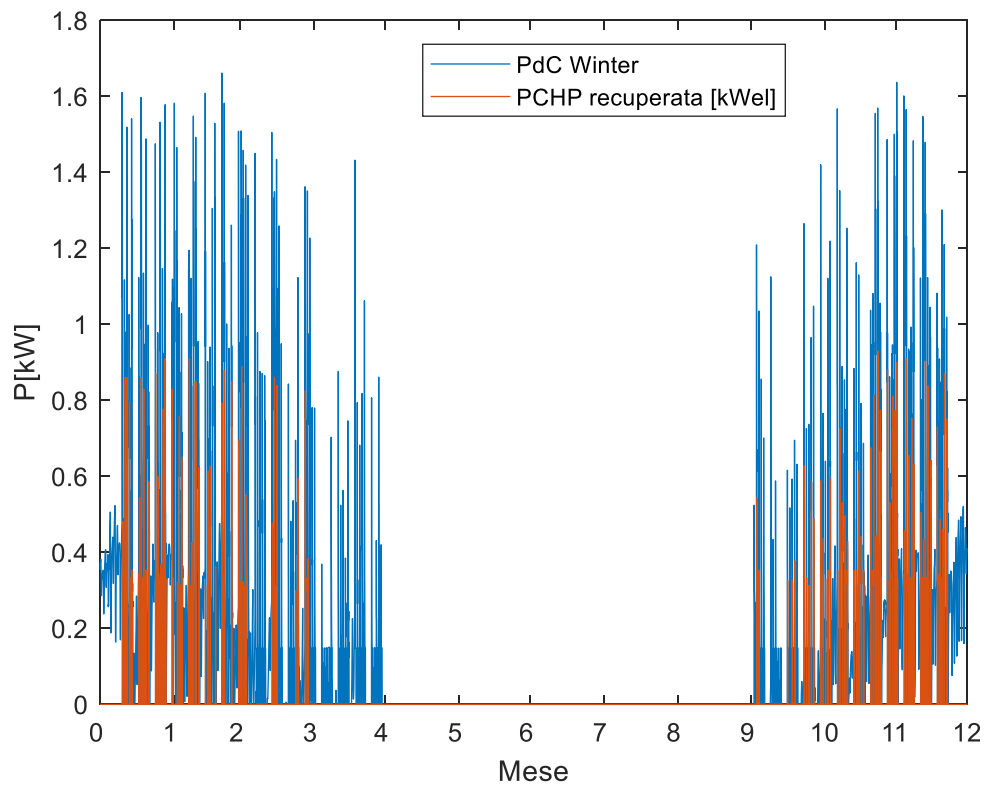


Figura 131 Andamento della potenza richiesta dal sistema di riscaldamento e della potenza recuperata nel CHP

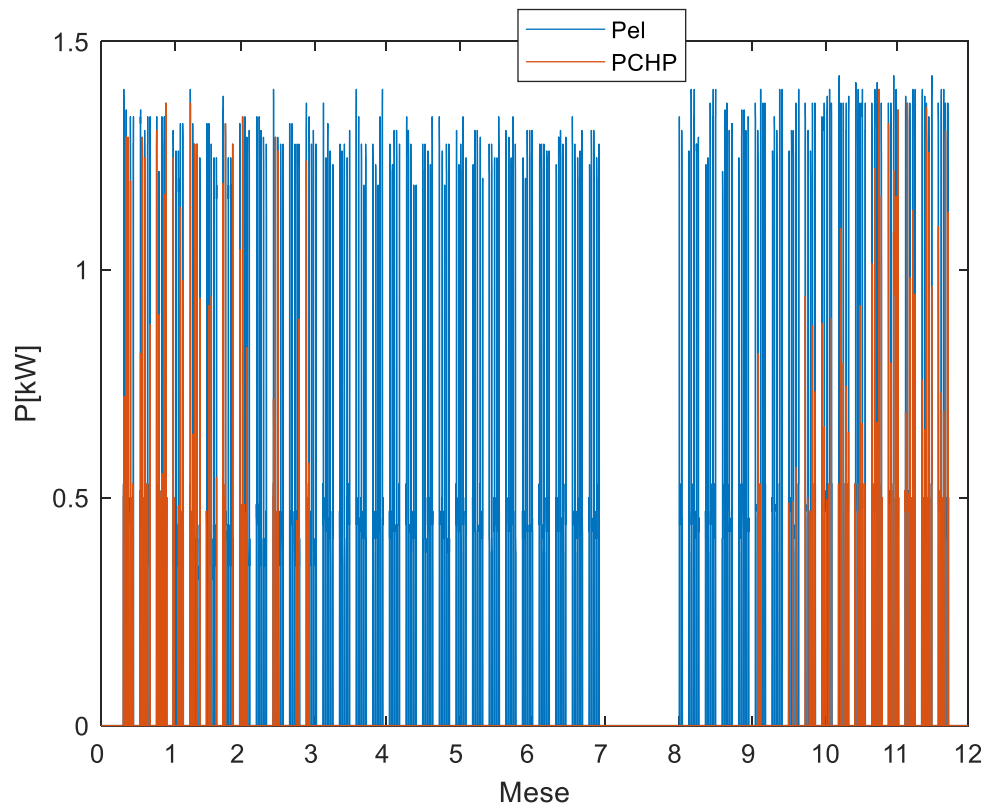


Figura 132 Andamento della potenza richiesta dal sistema elettrico e della potenza generata dal CHP

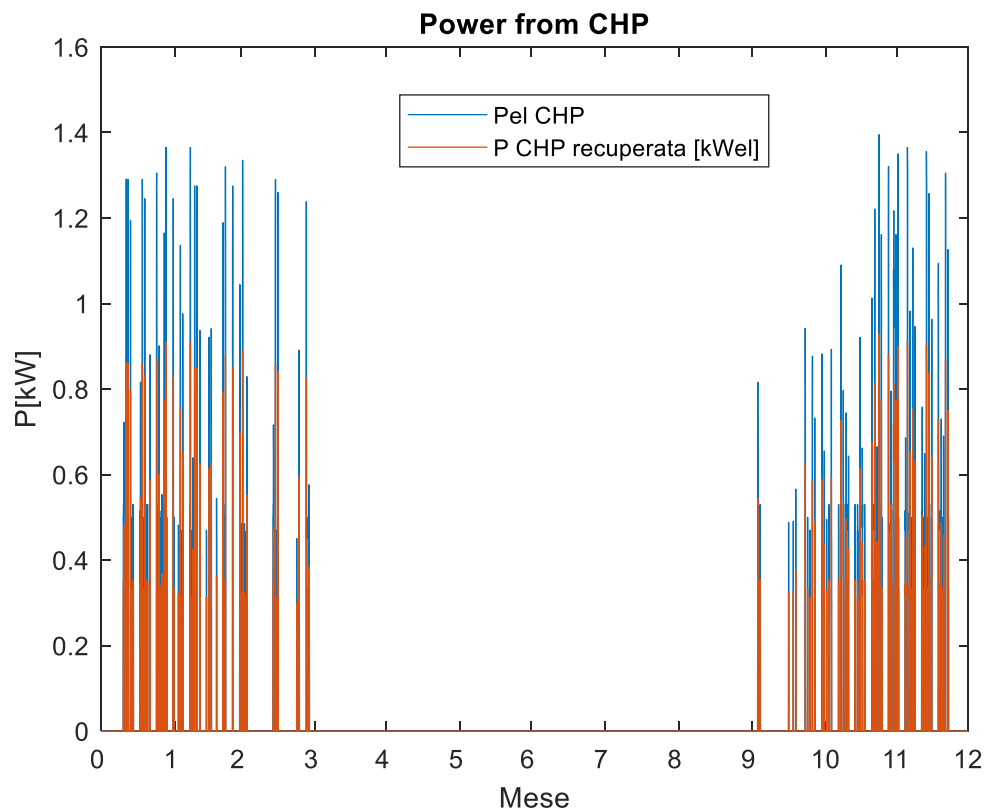


Figura 133 Andamento della potenza elettrica totale (generata e recuperata) del CHP

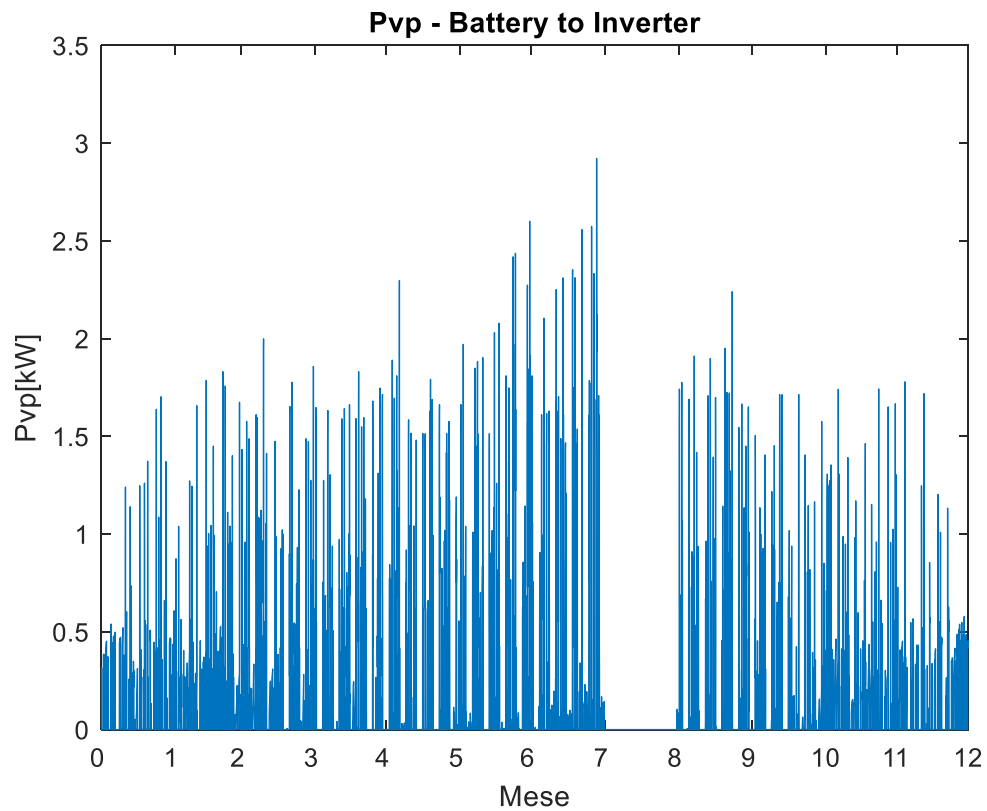


Figura 134 Andamento della potenza in uscita della batteria

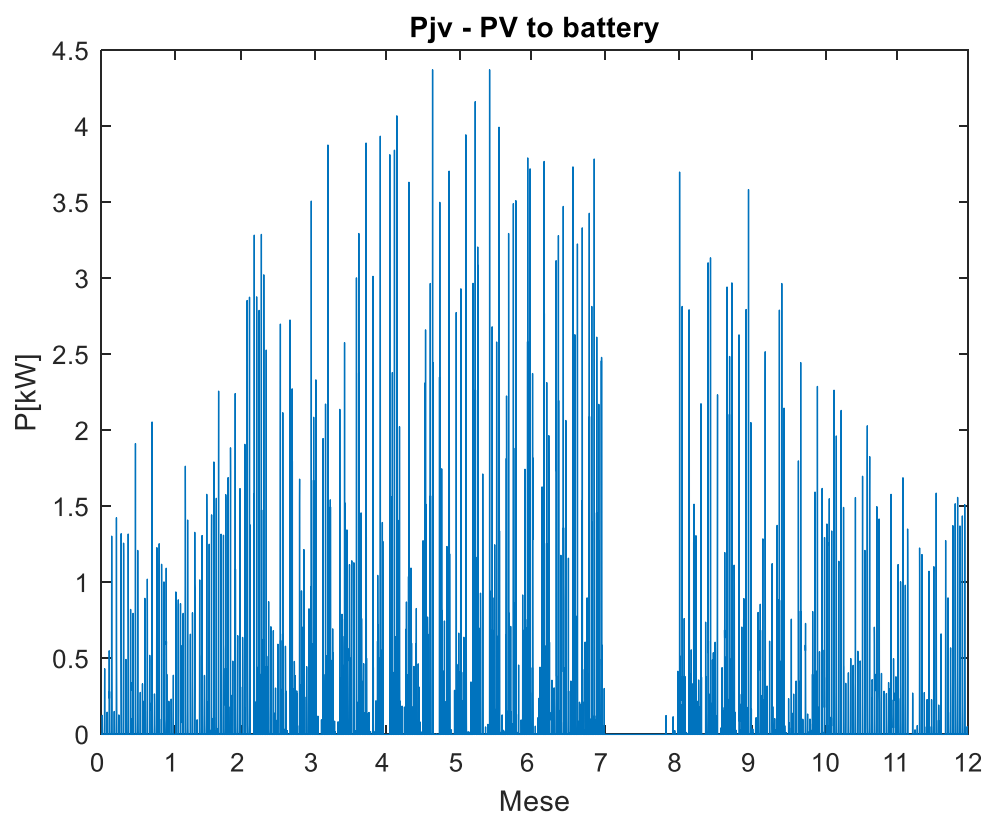


Figura 135 Andamento della potenza in ingresso nella batteria

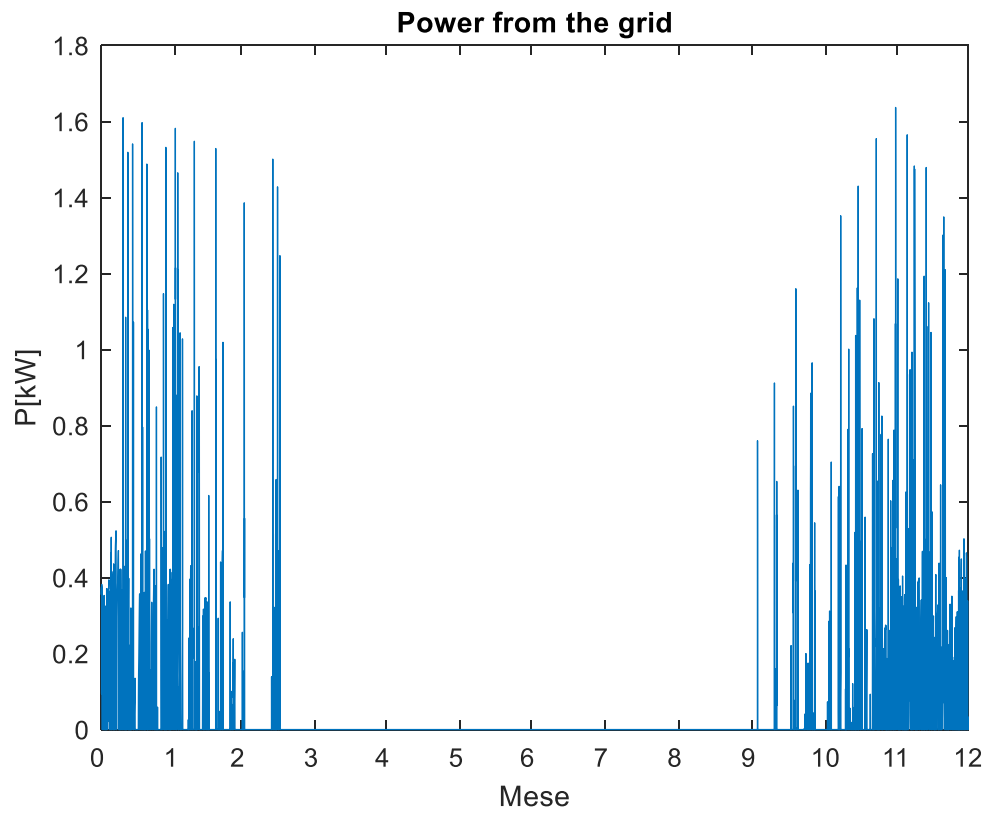


Figura 136 Andamento della potenza prelevata dalla rete

Considerazioni energetiche ed economiche

Analizzando i risultati ottenuti nelle simulazioni XVII, XVIII, XIX e XX si evidenzia che pur variando considerevolmente la capacità energetica del sistema di accumulo, non si ottiene un cambiamento notevole in termini di autonomia del sistema e di “surplus” di produzione dello stesso.

Il valore della capacità energetica della batteria, $E_{B,max}$, è stato fatto variare da 40 kWh fino a 5 kWh; i risultati mostrano che le variazioni, in termini di autonomia energetica ed energia utilizzata, sono trascurabili. In particolare, nel caso in cui $E_{B,max}$ sia pari a 40 kWh, l'autonomia energetica risulta raggiungere circa l'83% mentre l'eccesso di energia solare ammonta al 55%; qualora invece $E_{B,max}$ valga 5 kWh, l'autonomia conseguita è pari al 78% mentre l'eccesso di energia equivale al 58% dell'energia fotovoltaica prodotta. I dati riportati dimostrano che riducendo di 8 volte il valore di $E_{B,max}$, il sistema varia solamente di 5 punti percentuali la sua autonomia energetica mentre l'eccesso di energia incrementa del 3%.

Si evidenzia altresì, che la connessione con la rete elettrica risulta indispensabile anche qualora il sistema di accumulo abbia un'elevata capacità energetica. L'energia prelevata dalla rete subisce variazioni trascurabili nelle simulazioni effettuate: nella simulazione XVII la percentuale di energia prelevata dalla rete è pari all'8% mentre nella simulazione XX tale valore risulta essere pari al 13%.

Nelle figure raffiguranti l'andamento dell'energia presente nella batteria, si evidenzia che a Gennaio e a Dicembre si ha un drastico calo dello stato di carica; tale risultato è dovuto non solo alla criticità dei mesi in questione bensì anche al fatto che quando l'edificio rimane chiuso (dal 24 Dicembre al 10 Gennaio) i carichi illuminotecnici sono nulli mentre quelli termici no. Dunque, l'impianto micro-cogenerativo, vincolato a utilizzare tutta l'energia prodotta e recuperata, non può contribuire a soddisfare i carichi.

Nelle figure 110, 111, 117, 118, 124, 125, 131 e 132 si evidenzia che, il micro CHP può soddisfare solo in parte i carichi termici; i carichi elettrici al contrario possono essere assicurati completamente dall'impianto. Sebbene l'output termico dell'impianto sia il doppio di quello elettrico, in termini di kWh elettrici la potenza termica recuperata non può essere superiore all'unità, utilizzando un coefficiente di conversione pari a 3.

Nella figura 115, che si riferisce alla simulazione in cui la batteria offre una capacità pari a 40 kWh, si osserva che la potenza prelevata dalla rete si concentra prevalentemente nei mesi di Dicembre e Gennaio. Nelle simulazioni successive si nota che, al diminuire della capacità energetica del sistema di accumulo, la potenza prelevata dalla rete non solo aumenta in termini quantitativi ma amplia anche la finestra temporale di interesse.

Confrontando i risultati ottenuti con quanto esposto nel capitolo precedente si evidenzia che utilizzando un impianto micro-cogenerativo, l'autonomia energetica aumenta di circa il 6%. Tale evidenza è dovuta al fatto che producendo energia elettrica con un CHP, si recupera al contempo energia termica.

Una più elevata autonomia comporta un minor “surplus” di produzione; anche in termini di energia inutilizzata, la differenza rispetto alle simulazioni del capitolo precedente, ammonta circa a cinque punti percentuali.

Per quanto concerne l’analisi economica, di seguito è riportata una tabella riassuntiva relativa ai costi associati alle simulazioni XVII, XVIII, XIX e XX.

Simulazione XVII		Simulazione XVIII		Simulazione XIX		Simulazione XX	
$C_{I,B+CHP}$ [€]	$C_{Net+CHP}$ [€/y]	$C_{I,B+CHP}$ [€]	$C_{Net+CHP}$ [€/y]	$C_{I,B+CHP}$ [€]	$C_{Net+CHP}$ [€/y]	$C_{I,B+CHP}$ [€]	$C_{Net+CHP}$ [€/y]
25000- 50000	128 - 142	15000- 30000	141 - 153	10000- 20000	153 - 170	7500- 15000	167 - 187

Tabella 12 Costi di esercizio e di investimento delle simulazioni XVII-XX.

Si precisa che, $C_{I,B+CHP}$ indica il costo di investimento del sistema di accumulo e dell’impianto cogenerativo, mentre $C_{Net+CHP}$ rappresenta il costo operativo dato dal consumo di energia prelevata dalla rete e generata dal micro-CHP.

Come riportato in precedenza, il costo di investimento della batteria è stato calcolato utilizzando un costo unitario nel range 500-1000 € per ogni kWh di capacità installata [11], mentre il costo d’investimento del micro CHP di potenza nominale pari a 1,5 kW ammonta a 10000 € [15]. Il costo di esercizio relativo al consumo di energia prelevata dalla rete BT, includendo tasse e oneri di sistema, è stato posto pari a 0.25-0.30 €/kWh [12] mentre il costo di esercizio relativo al funzionamento dell’impianto micro-cogenerativo prevede una tariffa pari a 0.139 €/kWh [14].

I risultati evidenziano che diminuendo notevolmente l’investimento iniziale, si ottiene un notevole risparmio economico. Infatti, riducendo di 17000-35000 € l’investimento iniziale, si ha un aumento massimo di 45 €/y per il consumo di energia.

Si può concludere dunque che nell’edificio considerato il sistema di accumulo risulta molto più vantaggioso qualora abbia una piccola taglia poiché anche un aumento considerevole in termini di capacità energetica non comporta un altrettanto incremento in termini di autonomia energetica.

Si evidenzia inoltre che è stato calcolato il risparmio economico annuale dovuto all’energia recuperata e alla differenza dei costi operativi tra l’utilizzo della rete elettrica e il funzionamento del CHP: annualmente tale risparmio ammonta a 95 - 105 €.

Conclusioni

La tesi descrive la messa a punto di un modello di una microrete, destinata ad essere installata presso il Politecnico di Torino, costituita nella sua essenza da un numero di pannelli fotovoltaici e da un sistema di accumulo a batteria agli ioni di litio; tale microrete è destinata a soddisfare i consumi energetici di due ambienti differenti: una sala studio e una sala riunioni.

Il modello è stato sviluppato al fine di consentire l'esercizio ottimale della risorsa solare che consente la minimizzazione del prelievo di energia elettrica dalla rete e del costo del sistema di accumulo (e di gestione della microrete), nel rispetto di vincoli tecnici, quali il mantenimento di un determinato stato di carica della batteria in determinati intervalli temporali.

Si è proceduto utilizzando una tecnica di programmazione lineare e lineare stocastica nel software *AIMMS* al fine di ottenere valori ottimali delle grandezze in questione.

Il sistema è stato analizzato in un arco temporale annuale con intervallo orario; l'analisi si articola in più fasi di seguito elencate:

- La gestione del sistema di accumulo in *stand-alone condition* e l'individuazione della minima capacità energetica necessaria.
- La gestione del sistema di accumulo con una predeterminata capacità energetica in *ON-GRID condition*.
- L'analisi stocastica della generazione fotovoltaica, applicabile ad eventuali dati previsionali.
- Lo studio di uno specifico caso di interesse valutando oltre alla connessione con la rete anche la possibilità di installare un micro impianto cogenerativo.

I risultati mostrano con evidenza l'impossibilità di rendere autonomo il sistema, costituito unicamente da pannelli fotovoltaici e batterie agli ioni di litio.

Inoltre, per ciascuna simulazione è stata individuata la percentuale di energia solare effettivamente sfruttata; l'enorme quantità di energia non utilizzata, superiore quasi sempre al 50%, suggerisce la possibilità di vendere tale eccesso alla rete elettrica, qualora sia prevista una connessione, e/o alimentare un sistema di accumulo termico (ad esempio un boiler per l'utilizzo di acqua calda sanitaria).

L'analisi sviluppata nel capitolo III riporta un'elevata autonomia energetica in termini percentuali (83-96%); tale valore risulta tuttavia particolarmente ridotto qualora vengano considerati fattori quali l'ombreggiamento dei pannelli e l'implementazione di un sistema di ventilazione meccanico per le due sale.

Il capitolo VI, nel quale si è ipotizzato di aggiungere al sistema un micro impianto cogenerativo, offre altresì una visione decisamente migliore in termini di autonomia energetica e “surplus” di produzione.

Si evidenzia che l'inclinazione dei pannelli fotovoltaici presa in considerazione, risulta essere pari a 25° per una questione di conformità con i tetti degli edifici circostanti; tuttavia, sarebbe interessante valutare l'ipotesi di inclinare almeno di 50° i pannelli orientati a Sud. Tale soluzione migliorerebbe sicuramente i risultati ottenuti in termini di autonomia energetica, poiché nel periodo invernale, durante il quale il sistema si trova in condizioni critiche, la produzione fotovoltaica risulterebbe essere decisamente più elevata, essendo i raggi solari molto bassi all'orizzonte nella zona di interesse.

Si indica infine la possibilità di implementare due sistemi di accumulo: una tecnologia a breve termine, la batteria agli ioni di litio simulata nella presente tesi, ed una a lungo termine di diversa tecnologia, che permette di immagazzinare energia per i periodi invernali più critici. In particolare, come si è evinto dall'analisi riportata, i mesi che compromettono maggiormente la stabilità del sistema sono Gennaio, Febbraio, Novembre e Dicembre. In questa prospettiva, anche l'energia prodotta nel mese di Agosto, che risulta esser inutilizzata nelle simulazioni effettuate, può essere immagazzinata in un sistema di accumulo quale ad esempio un impianto ad idrogeno.

Bibliografia

- [1] Nouredine Hadjsaid, Jean-Claude Sabonnadière, “SmartGrids”, Wiley, Gran Bretagna, pp. 1-94, 2012.
- [2] J. A. Pecas Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, “Integrating distributed generation into electric power systems. A review of drivers, challenges and opportunities”, *Electric Power System Research*, Vol. 77, pp. 1189–1203, 2007.
- [3] B. Aluisio, M. Dicorato, G. Forte, M. Trovato, “An optimization procedure for Microgrid day-ahead operation in the presence of CHP facilities”, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Vol. 11, pp. 34-45, 2017.
- [4] Amit Kumar Rohit, Ksh. Priyalakshmi Devi, Saroj Rangnekar, “An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector. Part I – Technologies and Comparison”, *Journal of Energy Storage*, Vol. 13, pp. 10-23, 2017.
- [5] ANIE Energia, “Guida Tecnica sui Sistemi di accumulo”, ANIE Federazione, pp.32-38, 2016.
- [6] Mathew Aneke, Meihong Wang, “Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review”, *Applied Energy*, Vol. 179, pp. 350-377, 2016.
- [7] Mara Cammarota, “Statistiche metereologiche. Anni 2000-2002”, *Annuario ISTAT* n.29, pp. 220-241, 2005.
- [8] Nikolaos Daniil, David Drury e Phil H. Mellor, “Performance Comparison of Diffusion, Circuit-based and Kinetic Battery Models”, *Conference Paper: IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pp.1382-1389, 2015.
- [9] Chiara Bordin, Harold Oghenetejiri Anuta, Andrew Crossland, Isabel Lascurain Gutierrez, Chris J. Dent, Daniele Vigo, “A linear programming approach for battery degradation analysis and optimization in offgrid power systems with solar energy integration”, *Renewable Energy*, Vol. 101, pp. 417-430, 2017.
- [10] Shujun Liu, Zaijun Wu e Xiaobo Dou, “Optimal Configuration of Hybrid Solar-Wind Distributed Generation Capacity in a Grid Connected Microgrid”, *Conference Paper: Innovative Smart Grid Technologies*, pp.1-6, 2013.
- [11] Grigorios L. Kyriakopoulos, Garyfallos Arabatzis, “Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 56, pp. 1044-1067, 2016.

- [12] ANIE Energia, “Il sistema elettrico italiano al 2030: scenari ed opportunità”, ANIE Federazione, pp. 60-69, 2017.
- [13] D. T. Nguyen, L. B. Le, “Optimal Energy Management for Cooperative Microgrids With Renewable Energy Resources,” Conference Paper: *IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, pp. 678–683, 2013.
- [14] Prof. Ruscica, Prof. Badami, Ing. A. Portoraro (Politecnico di Torino – Dipartimento di Energetica), “Micro - cogenerazione nel settore residenziale con l’utilizzo di motori a combustione interna: Sviluppo di un modello matematico per la simulazione oraria e analisi di un caso reale”, ENEA, pp. 5-42, 2010.
- [15] Iain Staffell, Richard Green, “The cost of domestic fuel cell micro-CHP systems”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 38, pp. 1088-1102, 2013.