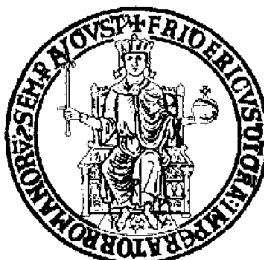


Università degli Studi di Napoli Federico II



Dipartimento di Ingegneria Elettrica e delle Tecnologie dell'Informazione

*Classe delle Lauree Magistrali in Ingegneria Elettronica,
Classe n. LM-29*

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettronica

Elaborato Finale d'esame di Elettronica Industriale di Potenza

*Progettazione e simulazione in ambiente PLECS di un sistema di
generazione e conversione di energia elettrica da sorgente
fotovoltaica con accumulo integrato*

Professore:

Ch.mo Prof.re Marino Coppola

Candidati:

Borrelli Pierpaolo, Matr. M61000891

Campanile Pasquale, Matr. M61000895

Matrone Francesco, Matr. M61000859

Moccia Francesco, Matr. M61000865

Anno Accademico

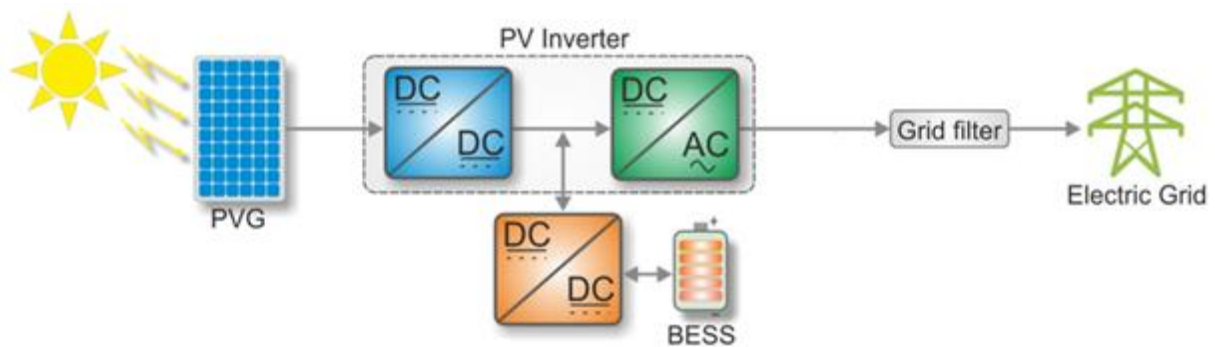
2024/2025

INDICE

INTRODUZIONE	2
Capitolo 1	4
Sistema di generazione fotovoltaica: analisi del funzionamento operativo del modulo PVG.....	4
Dimensionamento del valore di capacità C_{pv} e suo ruolo all'interno del sistema di conversione fotovoltaica	8
Capitolo 2	9
Implementazione del DC-DC Boost Converter e suo ruolo all'interno del sistema di conversione fotovoltaica	9
Analisi e simulazione degli algoritmi di MPPT utilizzati	10
Implementazione del sistema di controllo per il pilotaggio dello switch all'interno del DC-DC Boost Converter	13
Capitolo 3	16
Implementazione del DC-AC Converter (Inverter) e suo ruolo all'interno del sistema di conversione fotovoltaica	16
Capitolo 4	22
Implementazione del BESS e suo ruolo all'interno del sistema di conversione fotovoltaica.....	22

INTRODUZIONE

Attraverso tale elaborato viene descritta la struttura di un sistema di generazione e conversione di energia elettrica da sorgente fotovoltaica con accumulo integrato. Dopo aver progettato opportunamente, secondo le specifiche richieste, il sistema in esame, quest'ultimo è stato simulato in ambiente PLECS. La struttura che è stata implementata è mostrata all'interno della figura appena successivamente riportata.



L'obiettivo designato consiste nel trasferire potenza elettrica alla rete a partire da un sistema di generazione fotovoltaica; ciò suggerisce che il segnale di tensione elettrica generato da quest'ultimo dovrà essere compatibile in ampiezza ($230\text{ V}_{\text{rms}}$) e fase (50 Hz) col segnale di tensione elettrica di rete.

Il primo blocco del sistema implementato consta di un generatore fotovoltaico (PVG – PhotoVoltaic Generator), il quale avrà il compito di convertire l'energia proveniente dalle radiazioni solari in energia elettrica fruibile dagli stadi successivi che devono essere connessi al PVG all'interno del sistema progettato.

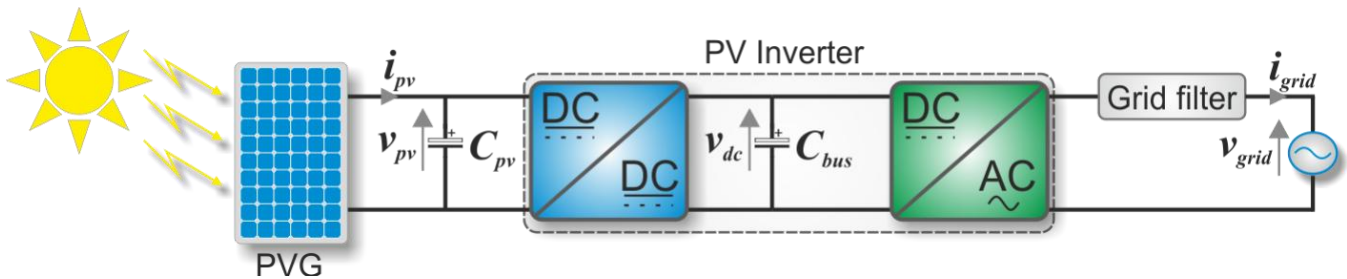
Il secondo blocco del sistema implementato consta invece di un così detto Inverter fotovoltaico a doppio stadio, realizzato a sua volta da due sezioni:

- 1) Stadio DC-DC : Coincide con lo stadio d'ingresso dell'Inverter fotovoltaico e si occupa dell'inseguimento dell'MPP (Maximum Power Point); esso fa in modo che il sistema di generazione fotovoltaica operi in corrispondenza di un intorno associato al punto per il quale riesce ad essere generato il massimo valore di potenza elettrica. In particolare, all'interno del sistema complessivamente implementato verrà utilizzato un DC-DC Boost Converter (chopper di tipo elevatore).
- 2) Stadio DC-AC : Coincide con lo stadio d'uscita dell'Inverter fotovoltaico e si occupa di realizzare il collegamento tra il sistema di generazione fotovoltaica e la rete elettrica, interfacciando appunto i due tra di loro. In particolare, all'interno del

sistema complessivamente implementato verrà utilizzato un DC-AC Converter, ovvero un vero e proprio Inverter.

Ovviamente è stata prevista anche l'implementazione di appositi sistemi di controllo che si occupano di generare dei segnali di pilotaggio, sia per lo switch presente all'interno della struttura che definisce il DC-DC Boost Converter sia per gli switch presenti all'interno della struttura che definisce l'Inverter.

Inoltre, nel sistema complessivamente implementato è stato utilizzato anche un BESS (Battery Energy Storage System); il compito di quest'ultimo consiste nel sopperire ai problemi intrinseci legati all'impredicibilità di generazione d'energia elettrica da parte di un sistema PVG. Infatti, tale sistema di accumulo a batterie entra in gioco, venendo dunque scaricato, nel momento in cui si verificano dei mismatch energetici tra il quantitativo di potenza elettrica richiesta dalla rete ed il quantitativo di potenza elettrica che il sistema fotovoltaico riesce effettivamente a generare. Al contrario, nel momento in cui il sistema fotovoltaico riesce a sopperire completamente alla richiesta energetica avanzata dalla rete elettrica, l'accumulo in eccesso d'energia elettrica generata consentirà di ricaricare il sistema d'accumulo a batterie.



Infine, avendo mostrato all'interno della figura appena precedentemente riportata il sistema complessivo implementato più nello specifico, in assenza però di BESS, è possibile notare anche l'inserimento di due condensatori. Il primo, avente capacità pari a C_{pv} , funge da DC-Link per interfacciare il sistema di generazione fotovoltaica col DC-DC Boost Converter; il secondo, avente capacità pari a C_{bus} , funge da DC-link ed è stato disposto tra il DC-DC Boost Converter ed il DC-AC Converter (Inverter). Nello specifico, il ruolo di tali due ulteriori capacità sarà maggiormente chiarito e spiegato nel prosieguo dei capitoli trattati in tale elaborato.

Capitolo 1

Sistema di generazione fotovoltaica: analisi del funzionamento operativo del modulo PVG

Il sistema che è stato progettato e simulato utilizza come generatore fotovoltaico (PVG – PhotoVoltaic Generator) una stringa di 12 moduli connessi in serie tra di loro. Di seguito, all'interno della figura Fig.[1.1] è mostrato il circuito di testing implementato in ambiente PLECS per la simulazione del generatore fotovoltaico.

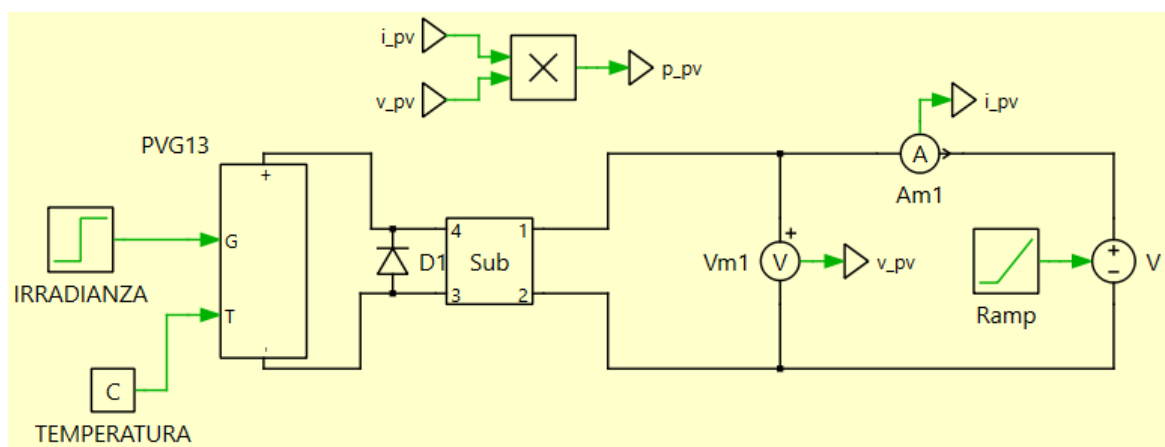


Fig.[1.1]: Implementazione in ambiente PLECS del circuito di testing per la simulazione del generatore fotovoltaico.

Il subsystem denominato come “Sub “ si occupa di realizzare il collegamento in serie dei 12 moduli PVG. La struttura che modella in ambiente PLECS il singolo modulo PVG è mostrata invece all'interno della figura Fig.[1.2].

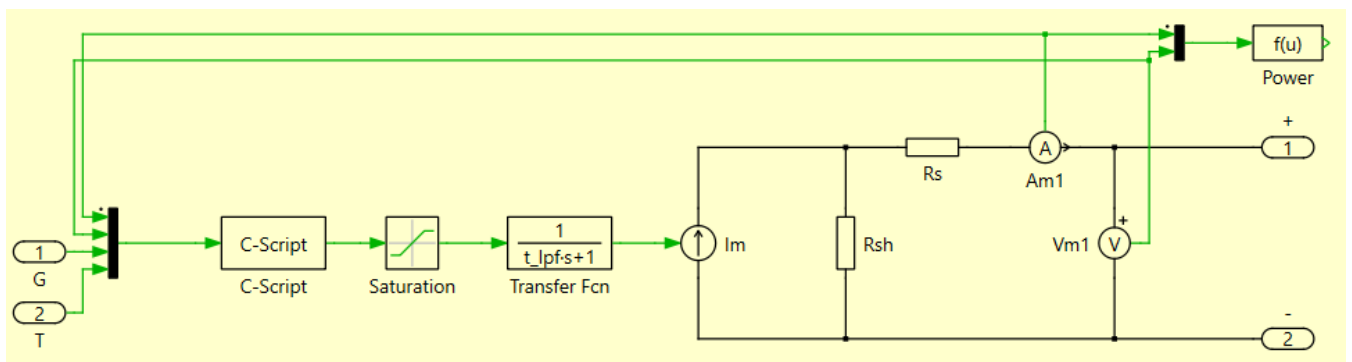


Fig.[1.2]: Implementazione in ambiente PLECS del modello del singolo modulo PVG.

Il modello che definisce un singolo modulo PVG è basato sull'utilizzo di 5 parametri; sulla base di ciò, di seguito è possibile osservare all'interno della figura Fig. [1.3] le rappresentazioni grafiche associate alle caratteristiche di tipo I-V e P-V dell'intera stringa fotovoltaica.

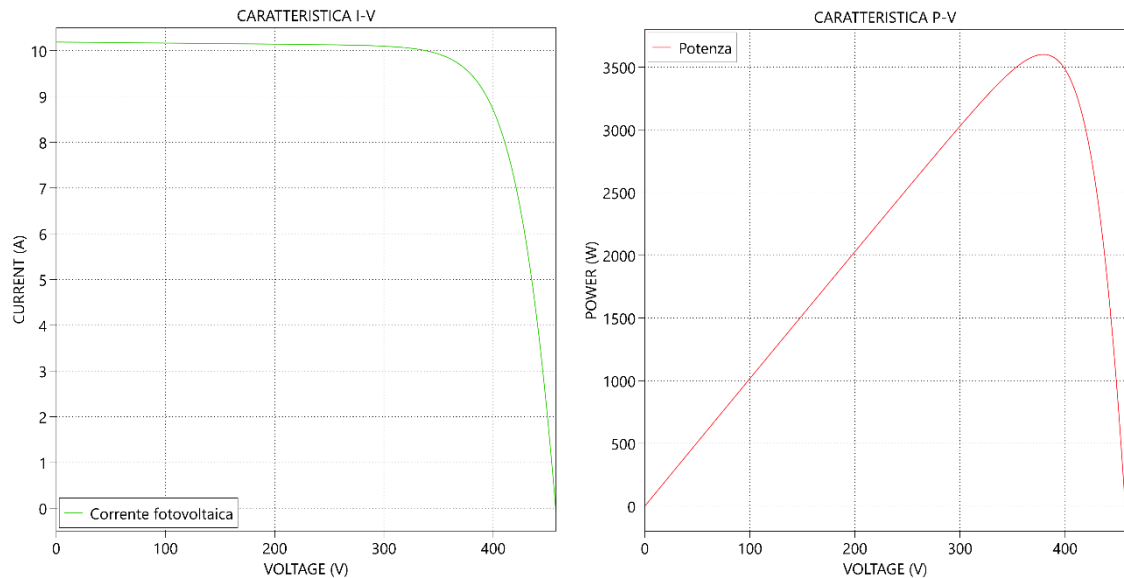


Fig.[1.3]: Andamenti rappresentativi associati alle caratteristiche grafiche di tipo I-V e P-V del sistema di generazione fotovoltaica.

Ovviamente, da un punto di vista ideale si desidera che il sistema di generazione fotovoltaica operi sempre in corrispondenza nel punto di lavoro nel quale riesce ad essere erogato il massimo valore possibile di potenza elettrica (MPP – Maximum Power Point). In particolare, nel caso in esame che è stato analizzato le simulazioni sono state condotte in condizioni nominali (ovvero considerando una temperatura pari a quella ambiente, ovvero $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, ed un valore d'irradianza luminosa pari a $G = 1000\text{ W/m}^2$), avendo ottenuto in corrispondenza dell'MPP i seguenti valori d'intensità di corrente elettrica, tensione elettrica e potenza elettrica istantaneamente erogata:

$$I_{\text{MPP}} \approx 9.4\text{ A}; V_{\text{MPP}} \approx 379.4\text{ V}; P_{\text{MPP}} \approx 3600\text{ Wp}.$$

In seguito, al fine di analizzare e mostrare il comportamento del sistema PVG se sottoposto a repentine variazioni d'irradianza luminosa oppure di temperatura sono state condotte ulteriori simulazioni; i risultati ottenuti a valle di queste ultime sono stati salvati in file di formato “.mat”, per poi essere processati in ambiente MATLAB. Dopo di che, post-processing sono state ottenute le rappresentazioni grafiche mostrate all'interno delle successive figure; le figure Fig.[1.4] e Fig. [1.5] rappresentano gli andamenti rispettivamente associati alle caratteristiche di tipo I-V e P-V al variare del parametro

associato all'irradianza luminosa G , fissato invece quello associato alla temperatura T (con T costante e pari a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$); invece, le figure Fig.[1.6] e Fig. [1.7] rappresentano gli andamenti rispettivamente associati alle caratteristiche di tipo I-V e P-V al variare del parametro associato alla temperatura T , fissato invece quello associato all'irradianza luminosa G (con G costante e pari a 1000 W/m^2).

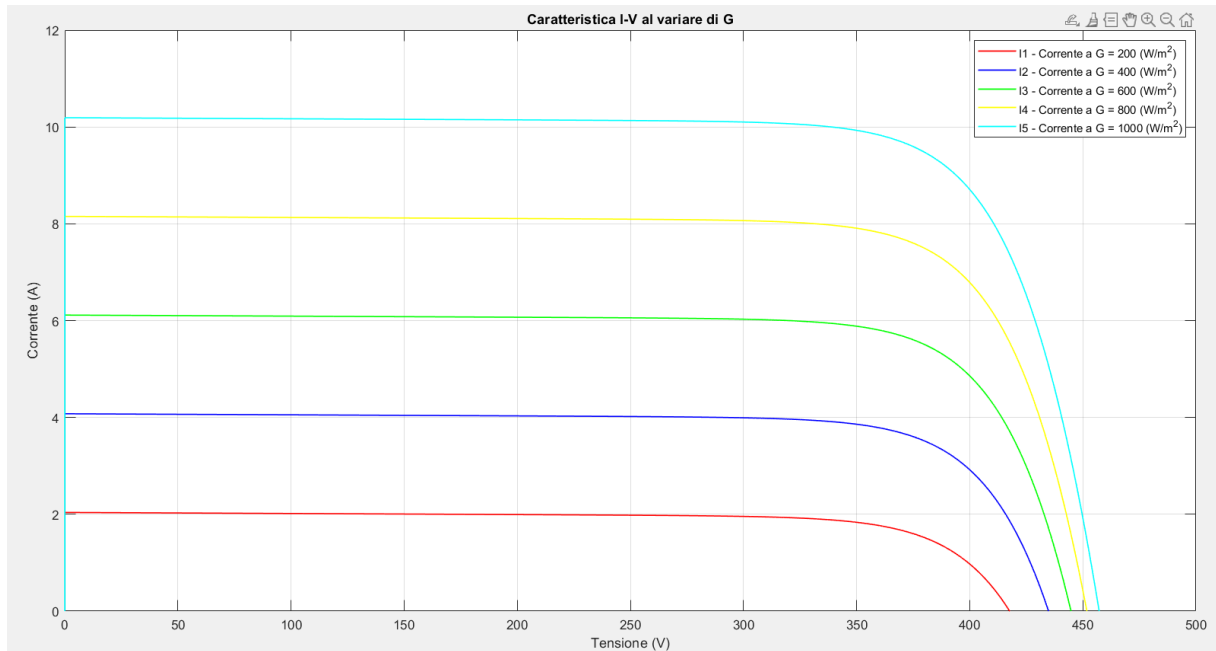


Fig.[1.4]: Andamenti rappresentativi associati alla caratteristica grafica di tipo I-V del sistema PVG, al variare dell'irradianza luminosa G .

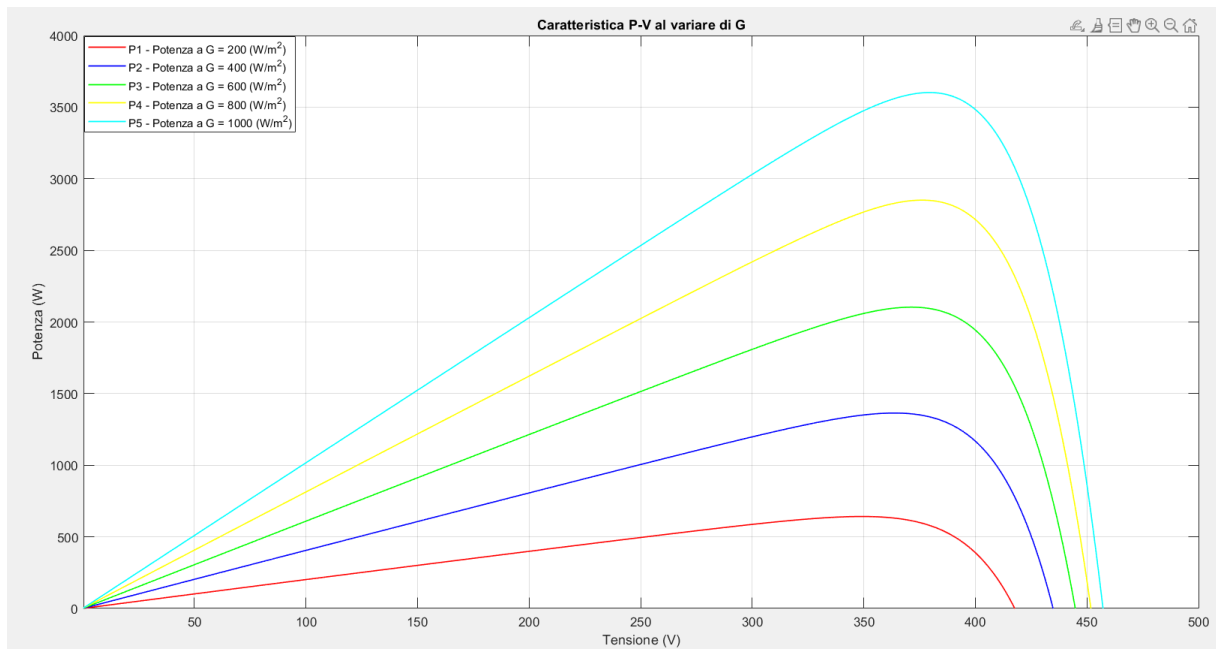


Fig.[1.5]: Andamenti rappresentativi associati alla caratteristica grafica di tipo P-V del sistema PVG, al variare dell'irradianza luminosa G .

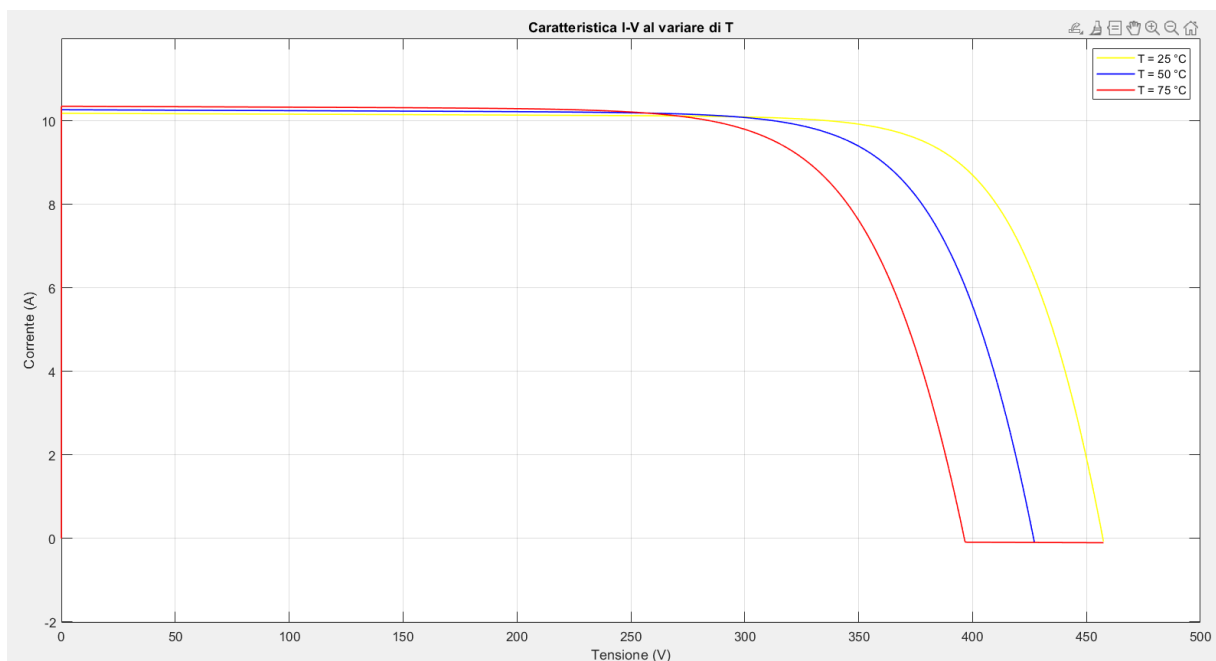


Fig.[1.6]: Andamenti rappresentativi associati alla caratteristica grafica di tipo I-V del sistema PVG, al variare della temperatura T.

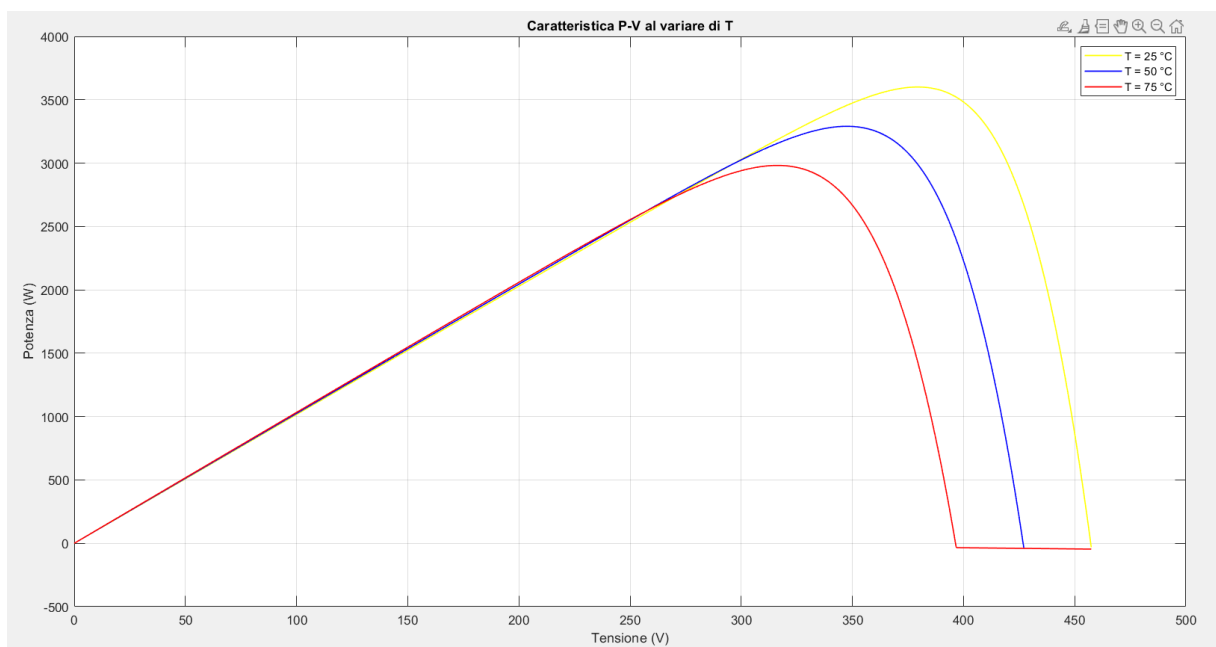


Fig.[1.7]: Andamenti rappresentativi associati alla caratteristica grafica di tipo P-V del sistema PVG, al variare della temperatura T.

Infine, è stata realizzata una tabella riepilogativa riportante, in corrispondenza dell'MPP, i valori d'intensità di corrente elettrica, tensione elettrica e potenza elettrica istantaneamente erogata dal sistema PVG in dipendenza delle variazioni osservate sull'irradianza luminosa G e sulla temperatura T . Tale tabella è stata riportata all'interno della figura Fig. [1.8].

T (°C)	G (W/m ²)	I _{mpp} (A)	V _{mpp} (V)	P _{mpp} (W)
25	200	1.84	349.12	641.81
25	400	3.75	363.68	1363.81
25	600	5.67	370.87	2102.87
25	800	7.57	376.48	2849.92
25	1000	9.49	379.43	3600.76
50	1000	9.46	347.86	3290.72
75	1000	9.42	316.42	2981.83

Fig. [1.8]: Rappresentazione della tabella riepilogativa, mostrante gli effetti delle variazioni sui parametri caratteristici del modulo PVG.

Dimensionamento del valore di capacità C_{pv} e suo ruolo all'interno del sistema di conversione fotovoltaica

Il condensatore di capacità C_{pv} , connesso in parallelo tra il sistema PVG ed il DC-DC Boost Converter, ha il compito di filtrare il ripple di corrente Δi_L che fluisce all'interno dell'induttore posto in ingresso al DC-DC Boost Converter, generato dalla commutazione di quest'ultimo. Mediante l'utilizzo di un apposito script MATLAB è stata automatizzata la procedura matematica per il dimensionamento della capacità C_{pv} , avendo implementato grazie ad esso direttamente la formula appena mostrata di seguito:

$$C_{pv} = \frac{\Delta i_L}{\Delta v_{pv}} \frac{T_{sw}}{8} = \frac{\Delta i_L}{2\hat{v}_{pv}} \frac{T_{sw}}{8}$$

Lì dove \hat{v}_{pv} , ovvero il ripple di tensione elettrica che ricade ai capi del sistema PVG, è stato calcolato attraverso la relazione matematica appena di seguito mostrata, avendo considerato un'efficienza $\eta_{MPPT} \geq 98\%$:

$$\hat{v}_{pv} = \sqrt{\frac{(\eta_{MPPT} - 1) \cdot 2P_{MPP}}{-\frac{I_0}{(nN_s V_T)} e^{\frac{V_{MPP}}{nN_s V_T}} \left[\frac{V_{MPP}}{2} \frac{1}{nN_s V_T} + 1 \right]}}$$

Di seguito, tramite la figura appena successivamente riportata è stato mostrato uno screenshot di una porzione di script eseguito in ambiente MATLAB, a valle della cui esecuzione è stato ottenuto come valore minimo per la capacità $C_{pv} \approx 0.1 \mu F$.

```
>> Cpv
Valore di Pmpp: 3601.9999
Valore di Vmpp: 379.389
Il valore della capacità Cpv è pari a: 1.0179e-07 F
```

Capitolo 2

Implementazione del DC-DC Boost Converter e suo ruolo all'interno del sistema di conversione fotovoltaica

Il primo stadio dell'Inverter fotovoltaico consta di un DC-DC Boost Converter, il quale ha il compito di far in modo che il sistema PVG operi sempre in corrispondenza di un intorno dell'MPP. Inoltre, esso deve anche fornire in uscita un valore di tensione elettrica al condensatore C_{bus} posto al DC-Link pari a 450 V, ovvero un valore che sia comunque maggiore di quello associato all'ampiezza della tensione elettrica di rete, il quale si ricorda essere pari a $230 V_{rms} \cdot \sqrt{2} \approx 325 V_p$. Di seguito, all'interno della figura Fig.[2.1] è mostrato il circuito che implementa in ambiente PLECS il DC-DC Converter.

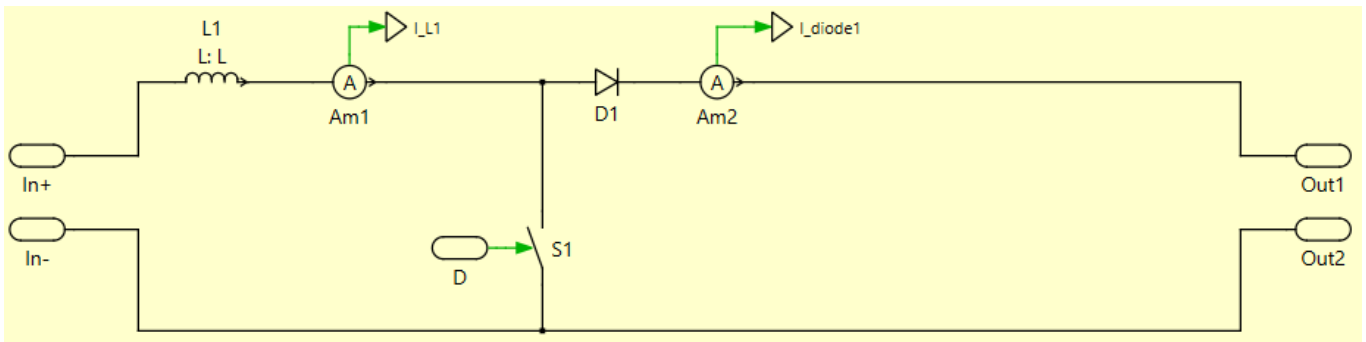


Fig.[2.1]: Implementazione in ambiente PLECS del DC-DC Boost Converter.

Dunque, per quanto riguarda i valori dei parametri di interesse con i quali il DC-DC Boost Converter deve operare, questi ultimi sono tutti elencati appena di seguito:

- $V_{in} = V_{MPP} \approx 379.4 V$, in condizioni nominali (STC – Standard Test Conditions).
- $D = 1 - V_{in} / V_o \approx 0.157$, con $V_o = V_{DC-Link} = 450 V$.
- $\Delta I_{pk-pk} = \Delta i_L = 10\% I_L = 10\% I_{MPP} = 0.94 A$.
- $f_s = 20 kHz \Rightarrow$ Frequenza di switching del DC-DC Boost Converter.
- $L_{min} \geq \frac{V_{in} \cdot D}{\Delta I_L \cdot f_s} \approx 3.1 mH$

Il valore d'induttanza che alla fine è stato scelto è pari ad $L = 3.6 mH$, in modo tale da garantire il funzionamento del DC-DC Boost Converter nella condizione di tipo CCM (Continuous Conduction Mode), e di conseguenza il rispetto della condizione sulla quota desiderata di ripple in corrente elettrica. A valle della procedura di dimensionamento effettuata, in ambiente PLECS è stato poi simulato il funzionamento

del DC-DC Boost Converter. I risultati ottenuti sono stati mostrati attraverso gli scope riportati all'interno della figura Fig. [2.2]; in particolare, è possibile notare che in quest'ultima è stato riportato anche l'andamento associato al ripple d'intensità di corrente elettrica che viene assorbito dal condensatore di capacità C_{pv} .

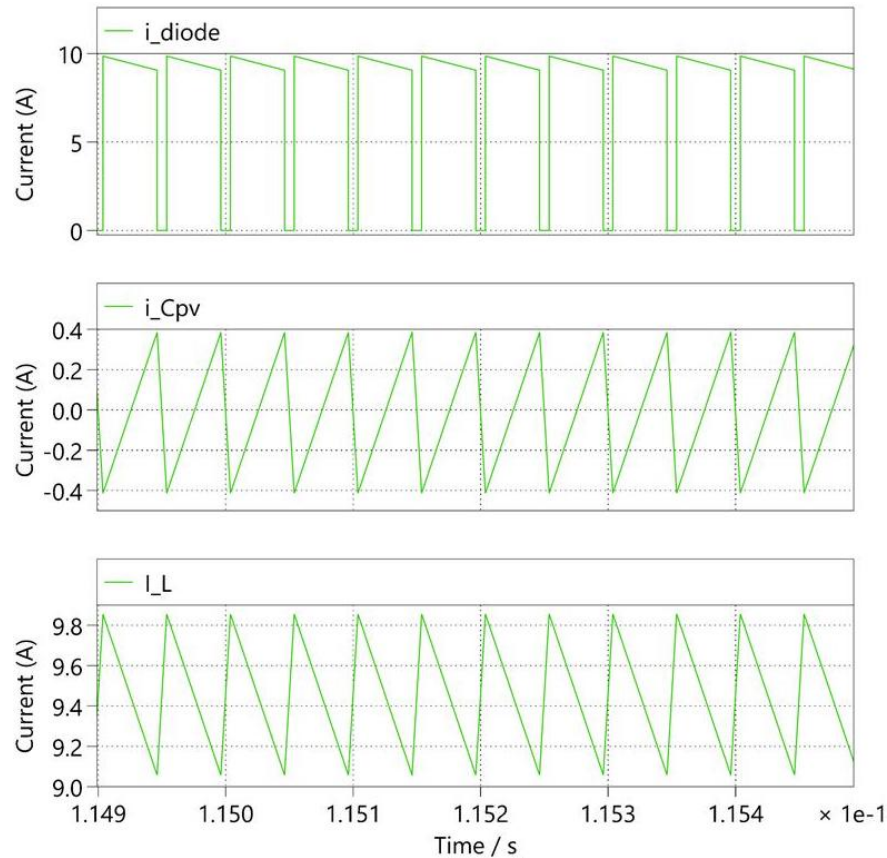


Fig.[2.2]: Rappresentazioni grafiche associate agli andamenti a regime delle intensità di corrente elettrica caratteristiche per un DC-DC Boost Converter, ottenute a valle di un'apposita simulazione in ambiente PLECS.

Analisi e simulazione degli algoritmi di MPPT utilizzati

Al fine di controllare il DC-DC Boost Converter, facendo in modo tale che quest'ultimo possa indirizzare il sistema PVG ad operare in corrispondenza del punto di lavoro dell'MPP, sono state implementate due tipologie di algoritmi di MPPT (Maximum Power Point Tracking) ad inseguimento iterativo: quello di tipo P&O (Perturbe & Observe) e quello di tipo IC (Incremental Conductance). Partendo con l'analizzare il principio di funzionamento del primo algoritmo, quest'ultimo si basa sull'implementazione della relazione matematica appena riportata di seguito:

$$v_{ref} = v_{ref,old} + \text{segno} \left(\frac{dp_{pv}}{dv_{pv}} \right) \cdot \Delta v_{pv}$$

Lì dove, in corrispondenza dell'esecuzione della prima iterazione del ciclo il riferimento in tensione elettrica v_{ref_init} viene assegnato esattamente ad un valore pari a $v_{ref} = V_{MPP}$. Di seguito all'interno della figura Fig. [2.3] è riportata l'implementazione in ambiente PLECS dei blocchi circuitali utilizzati per simulare la logica di funzionamento dell'algoritmo di MPPT di tipo P&O.

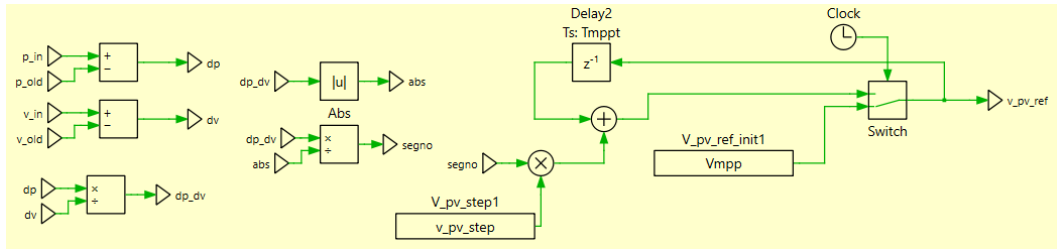


Fig. [2.3]: Implementazione in ambiente PLECS dell'algoritmo di MPPT di tipo P&O.

Dopo di che, è stato simulato il funzionamento dell'algoritmo conducendo una simulazione della durata totale di 15 secondi, al variare del parametro associato all'irradianza luminosa G che incide sul sistema PVG. In particolare, si è partiti dal caso nominale di STC (dunque considerando $G = 1000 \text{ W/m}^2$), stazionando in sua corrispondenza per i primi 5 secondi di simulazione; dopo di che, è stato ridotto il valore dell'irradianza luminosa a $G = 800 \text{ W/m}^2$ per i successivi 5 secondi di simulazione; infine, il valore dell'irradianza luminosa è stato riportato in corrispondenza del caso nominale di STC ($G = 1000 \text{ W/m}^2$) per gli ultimi 5 secondi di simulazione. I risultati ottenuti sono stati mostrati graficamente all'interno della figura Fig. [2.4].

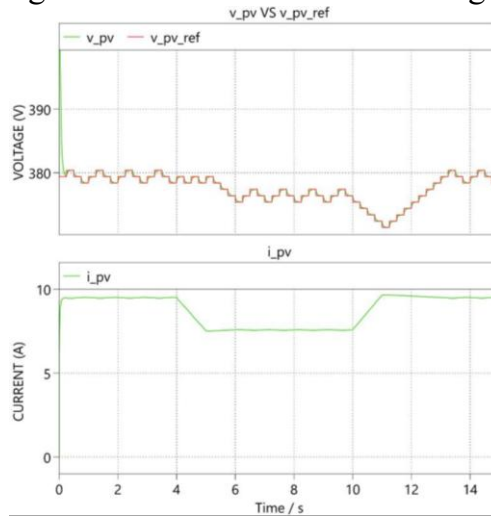


Fig. [2.4]: Risultati della simulazione in ambiente PLECS mostranti l'inseguimento dell'MPP per il sistema PVG, utilizzando un algoritmo di MPPT di tipo P&O.

Il secondo algoritmo di MPPT che è stato implementato, ovvero quello di tipo IC, opera invece secondo la seguente logica di funzionamento:

- Se $i_{pv}/v_{pv} > -g_{pv} \Rightarrow$ il segno della perturbazione associata alla modifica del valore del Duty-Ratio D , ovvero ΔD , sarà positivo.
- Se $i_{pv}/v_{pv} < -g_{pv} \Rightarrow$ il segno della perturbazione associata alla modifica del valore del Duty-Ratio D , ovvero ΔD , sarà negativo.

Nel momento in cui viene poi raggiunta la condizione riportata nella relazione matematica appena mostrata di seguito, a meno che di un certo valore di soglia che è stato fissato ad $\varepsilon = 0.001 \text{ V} = 1 \text{ mV}$, ovvero:

$$\frac{I_{MPP}}{V_{MPP}} = -g_{pv,MPP}$$

Allora l'algoritmo smetterà di aggiornare il valore di riferimento associato alla tensione elettrica; dunque, in tal caso vorrà dire che l'algoritmo è stato proprio in grado di tracciare ed agganciare, per il sistema PVG, il punto di funzionamento dell'MPP. Di seguito all'interno della figura Fig. [2.5] è riportata l'implementazione in ambiente PLECS dei blocchi circuitali utilizzati per simulare la logica di funzionamento dell'algoritmo di MPPT di tipo IC.

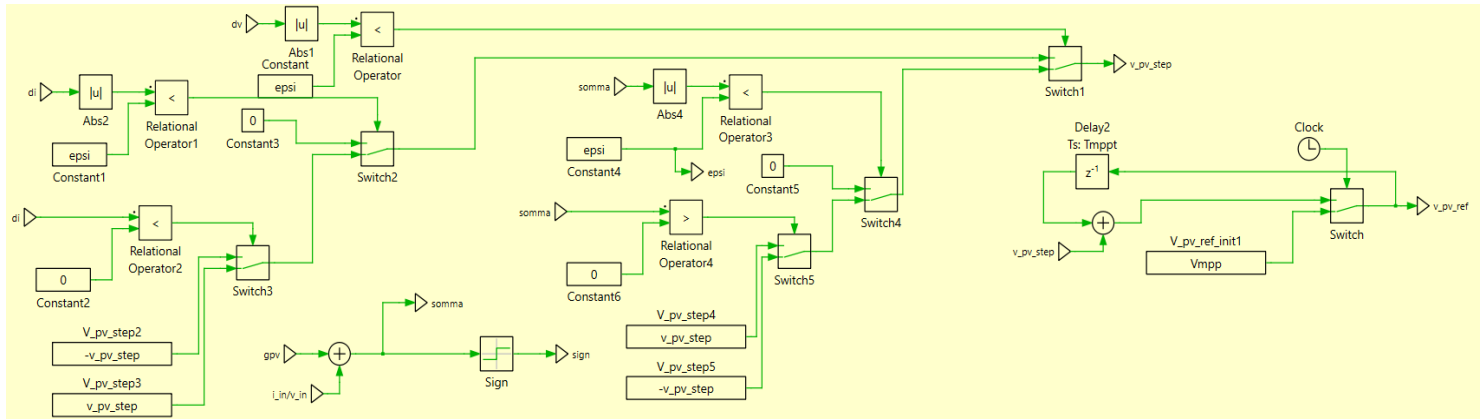


Fig. [2.5]: Implementazione in ambiente PLECS dell'algoritmo di MPPT di tipo IC.

Dopo di che, così com'è stato fatto in precedenza per l'algoritmo di MPPT di tipo P&O, anche in tal caso per l'algoritmo di MPPT di tipo IC ne è stato simulato il funzionamento, avendo condotto lo stesso tipo di simulazione. I risultati ottenuti sono stati mostrati graficamente all'interno della figura Fig. [2.6].

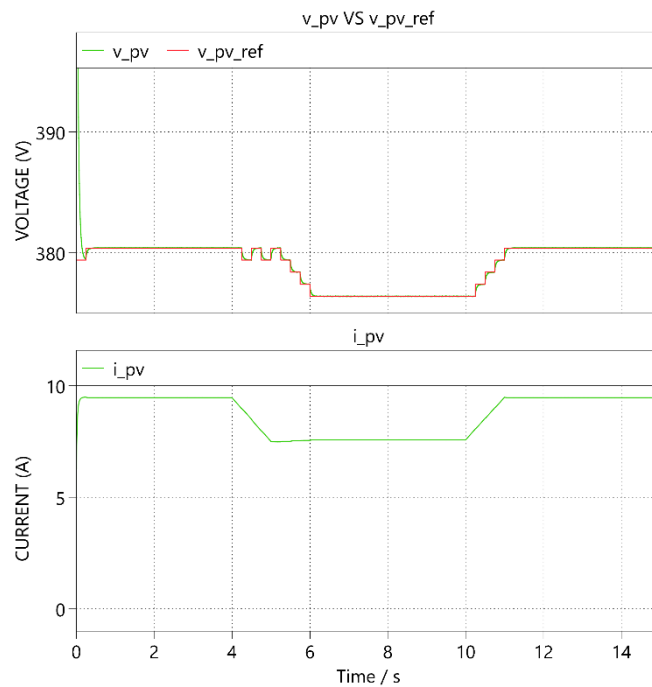


Fig. [2.6]: Risultati della simulazione in ambiente PLECS mostranti l'inseguimento dell'MPP per il sistema PVG, utilizzando un algoritmo di MPPT di tipo IC.

Implementazione del sistema di controllo per il pilotaggio dello switch all'interno del DC-DC Boost Converter

Il sistema di controllo per il pilotaggio dello switch presente all'interno della struttura che definisce il DC-DC Boost Converter utilizzato consta di un regolatore di tipo PI (Proporzionale-Integrale). Per quest'ultimo, di seguito all'interno della figura Fig. [2.7] ne è mostrata la struttura implementata in ambiente PLECS in un apposito subsystem.

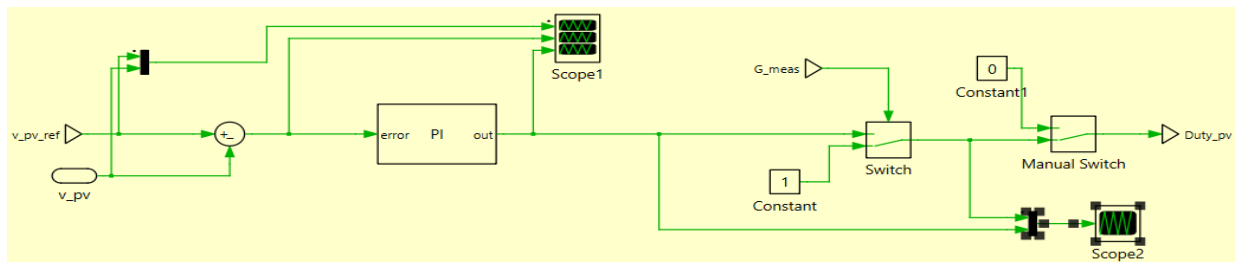


Fig. [2.7]: Implementazione in ambiente PLECS del sistema di controllo per il DC-DC Boost Converter, coincidente con un regolatore di tipo PI.

Il regolatore PI utilizzato consta ovviamente di due blocchi: il primo agisce secondo un'azione direttamente proporzionale all'errore di regolazione, mediante l'utilizzo di un coefficiente di guadagno numerico definito dalla costante k_p ; il secondo agisce secondo un'azione di tipo integrale, mediante l'utilizzo di un coefficiente di guadagno numerico definito dalla costante k_i . Pertanto, grazie all'utilizzo di un regolatore PI si è stati in

grado proprio di minimizzare a regime la misura associata all'errore di regolazione. Per quanto riguarda il dimensionamento del regolatore PI, il valore associato al guadagno dato dalla costante proporzionale k_p è stato ricavato annullando l'effetto dell'azione integrale, avendo ottenuto dunque che:

$$k_p = \frac{d_{\text{DC-DC Boost Converter}}}{5\% \cdot V_{\text{ref}}} = \frac{d}{5\% \cdot V_{\text{MPP}}} = \frac{0.157}{0.05 \cdot 379.4} \approx 0.008$$

Lì dove è stato scelto un $k_p = -0.0008$ visto che il segno della costante proporzionale è da impostarsi a priori come negativo $\Rightarrow k_p < 0$ poiché è necessario innestare una retroazione negativa (negative feedback) tra l'ingresso e l'uscita del regolatore PI al fine di rendere stabile il sistema di controllo. Dopo di che, settando come valore di tempo integrale $T_i = 0.01$, è stato ottenuto di conseguenza il valore associato al guadagno dato dalla costante integrale k_i , attraverso la relazione matematica che definisce il calcolo di quest'ultima e che è stata riportata appena di seguito:

$$k_i = \frac{k_p}{T_i} = -\frac{0.0008}{0.01} = -0.08$$

Inoltre, avendo reso configurabile il blocco associato al subsystem nel quale è stato implementato in ambiente PLECS il regolatore PI, da parte dell'utente software vi è anche la possibilità di prevedere la selezione dell'utilizzo di un apposito blocco di anti wind-up. Infine, il valore associato al Duty-Ratio "d" che pilota lo switch presente all'interno della struttura che definisce il DC-DC Boost Converter è fornito da un apposito modulatore di tipo PWM (Pulse Width Modulation); la struttura circuitale di quest'ultimo è situata all'interno dello stesso subsystem implementato in ambiente PLECS nel quale è stata definita tutta la struttura del sistema di controllo per il DC-DC Boost Converter, ed è mostrata appena di seguito all'interno della figura Fig. [2.8].

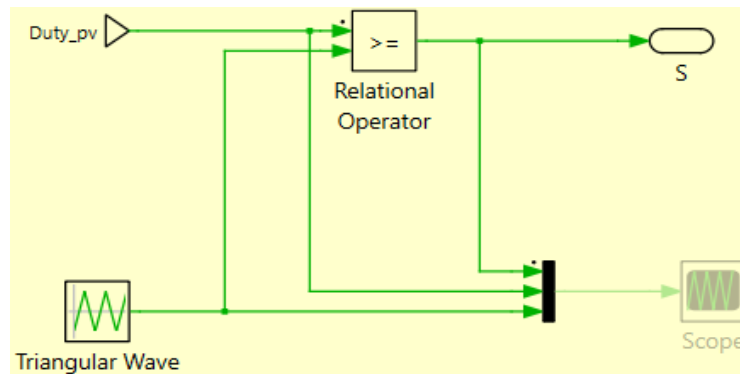


Fig. [2.8]: Implementazione in ambiente PLECS del modulatore di tipo PWM presente all'interno del sistema di controllo per il DC-DC Boost Converter.

Infine, per validare il comportamento funzionale del regolatore PI sono state condotte delle simulazioni in ambiente PLECS, i cui risultati sono stati riportati graficamente all'interno della figura Fig. [2.9].

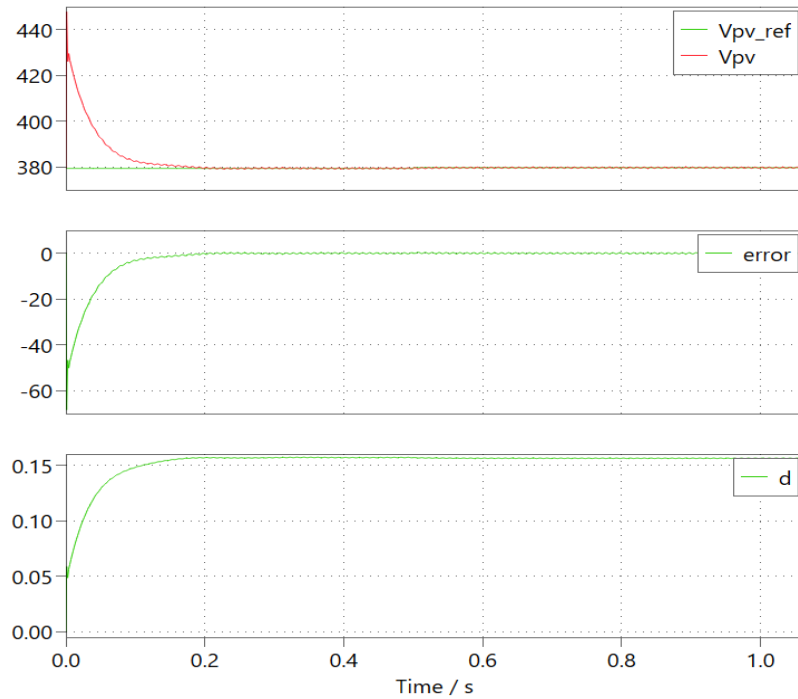


Fig. [2.9]: Risultati della simulazione in ambiente PLECS mostrandoti il comportamento funzionale del regolatore PI.

Capitolo 3

Implementazione del DC-AC Converter (Inverter) e suo ruolo all'interno del sistema di conversione fotovoltaica

Il DC-AC Converter è realizzato mediante un ponte ad H formato da 4 dispositivi di switching (Power MOSFET), ed in generale esso si occupa di fornire in uscita un segnale di tensione elettrica in AC a partire da un segnale di tensione elettrica in DC. Visto che i riferimenti di tensione elettrica da dover generare in uscita sono già fissati nel caso specifico dell'applicazione implementata, l'obiettivo principale di tale ulteriore Converter sarà semplicemente quello di trasferire potenza elettrica alla rete in maniera compatibile. All'interno della figura Fig. [3.1] viene mostrato il blocco della sezione circuitale in esame che verrà trattato che è stato implementato in ambiente PLECS.

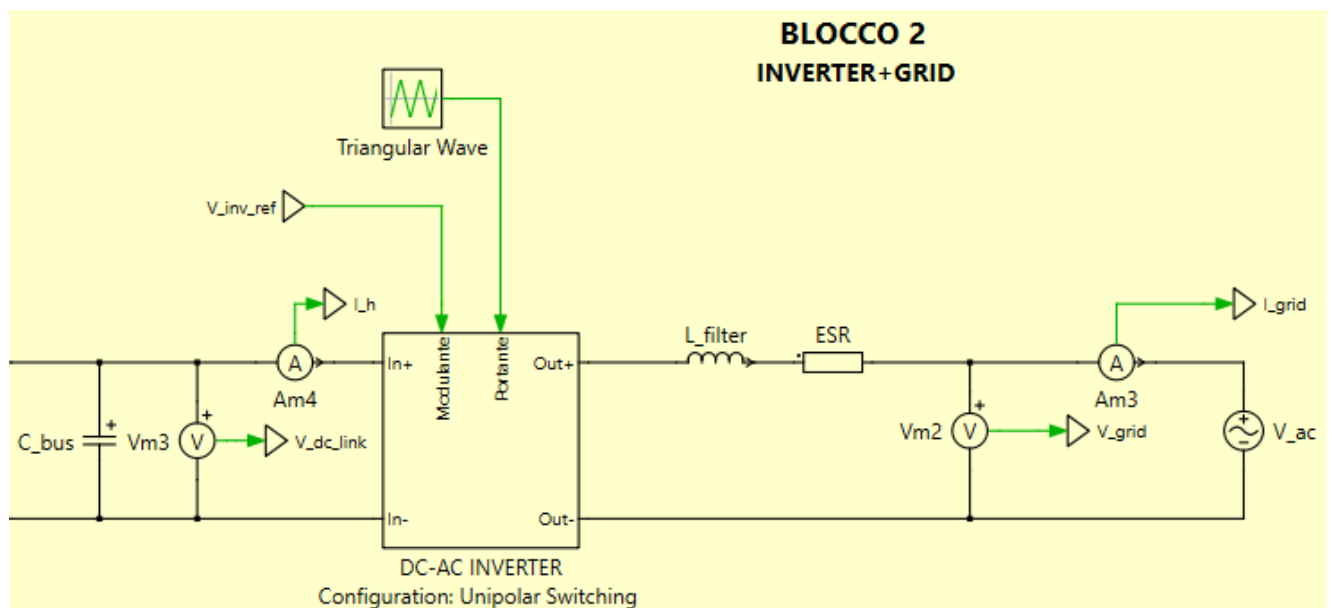


Fig.[3.1]: DC-AC Converter (Inverter) connesso alla rete elettrica.

Il subsystem che modella la struttura del DC-AC Converter è configurabile, potendo far in modo di utilizzare una delle tre seguenti tipologie di tecniche di modulazione:

- PWM di tipo unipolare.
- PWM di tipo bipolare.
- PWM di tipo unipolare con modello alle medie.

Così com'è possibile da osservare dallo schema circuitale riportato nella figura Fig. [3.1], vi è la presenza in uscita all'Inverter di un filtro induttivo, il quale consente di

disaccoppiare il sistema PVG dal generatore di rete. In particolare, il valore dell'induttanza “L_filter” rientra in un intervallo definito da un valore minimo (fissato dal valore dell'intensità di corrente elettrica di saturazione che fluisce all'interno dell'induttore, ovvero $I_{L,sat}$) e da un valore massimo (fissato dal valore massimo di d.d.p. che può ricadere ai capi dell'induttore, ovvero $V_{L,max}$). Sulla base di quanto appena detto, il valore scelto è il seguente: $L_filter = 5\text{ mH}$. Al fine di modellare le perdite reali nell'induttore, quest'ultimo è stato connesso in serie con una resistenza del valore pari ad $ESR = 40\text{ m}\Omega$. Invece, in ingresso all'Inverter è presente un DC-Link il cui valore di capacità è pari a $C_{bus} = 20\text{ mF}$. Quest'ultimo valore di dimensionamento è stato ottenuto sulla base della specifica sul ripple di tensione elettrica desiderata ai capi del DC-Link, al fine di compensare la potenza fluttuante.

Di seguito, all'interno della figura Fig. [3.2] è mostrato l'andamento del segnale di tensione elettrica modulata secondo tecnica di tipo PWM unipolare ottenuto in uscita all'Inverter; è possibile osservare che: nel secondo grafico riportato appena di seguito, il suddetto segnale è stato opportunamente mediato a frequenza di switching f_{sw} .

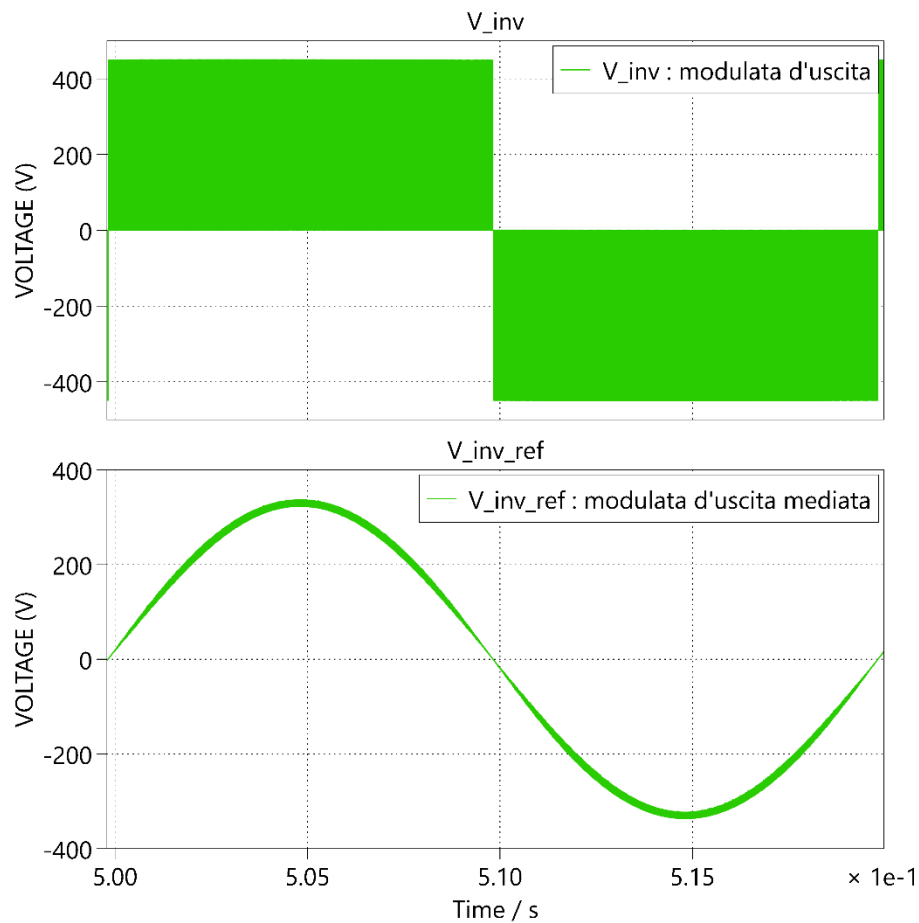


Fig.[3.2]: Andamento del segnale di tensione elettrica in uscita all'Inverter ottenuto a valle della simulazione in ambiente PLECS.

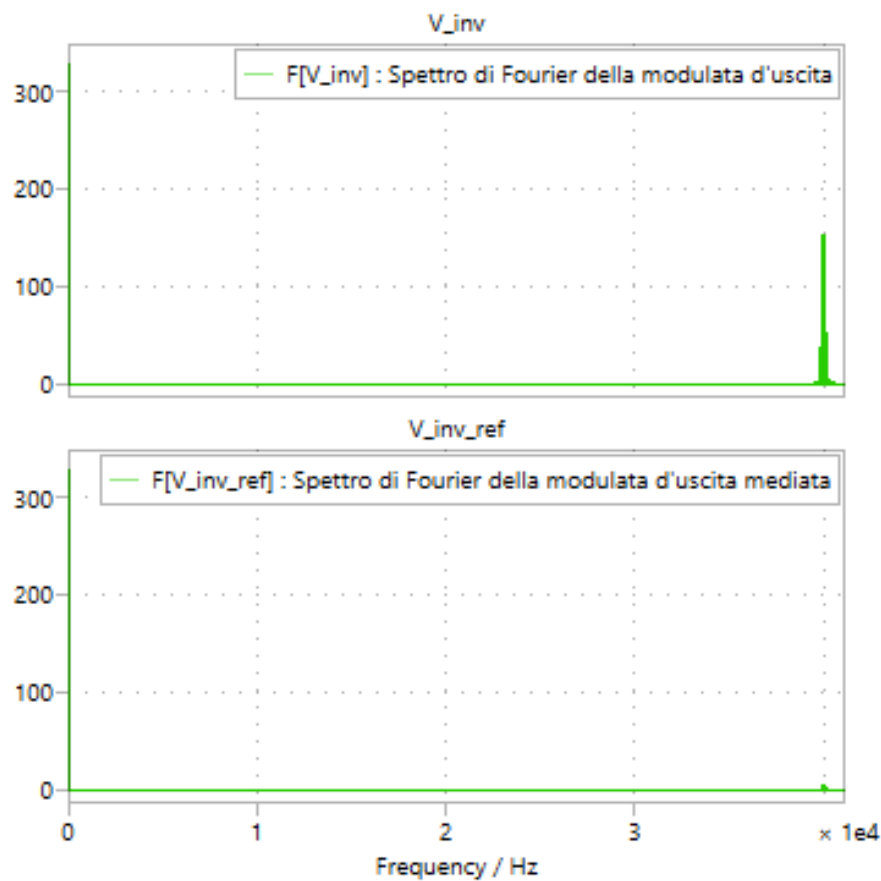
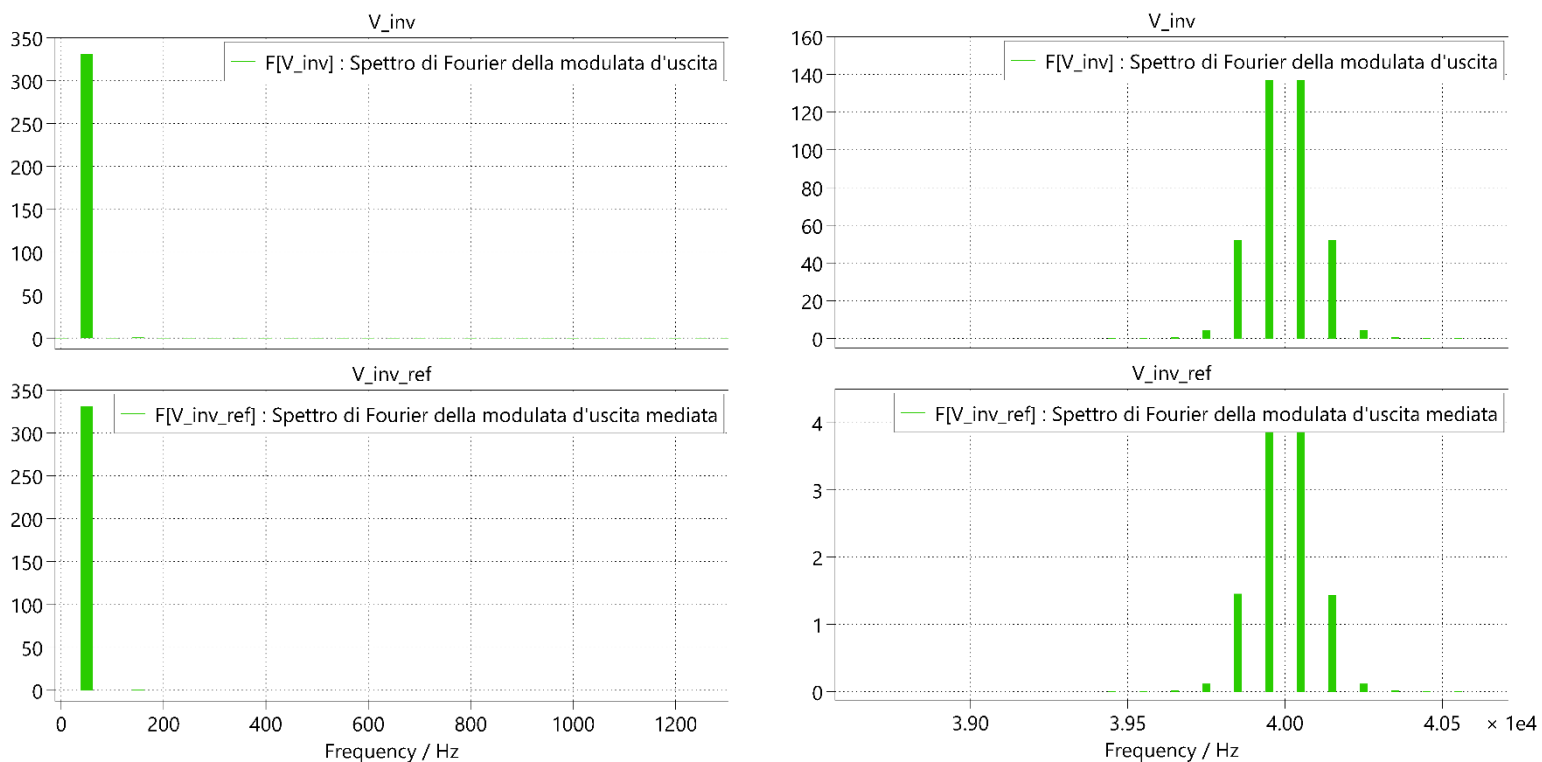


Fig.[3.3]: Andamento dello spettro di Fourier in ampiezza del segnale di tensione elettrica in uscita all’Inverter ottenuto a valle della simulazione in ambiente PLECS.



In particolare, effettuando uno zoom è possibile notare dei picchi in ampiezza dello spettro di Fourier del segnale mappati in corrispondenza di bande laterali nell’intorno

del doppio della frequenza di switching $2f_{sw} = 40 \text{ kHz}$, oltre al picco fondamentale mappato in corrispondenza del valore della frequenza di rete $f = 50 \text{ Hz}$. Grazie al filtro induttivo posto in uscita all’Inverter si è riusciti dunque ad attenuare di circa ben 35 volte il valore del picco massimo in ampiezza nello spettro di Fourier del segnale mappato in corrispondenza di bande laterali nell’intorno del doppio della frequenza di switching. L’andamento della tensione elettrica che ricade ai capi del DC-Link è mostrato all’interno della figura Fig. [3.4].

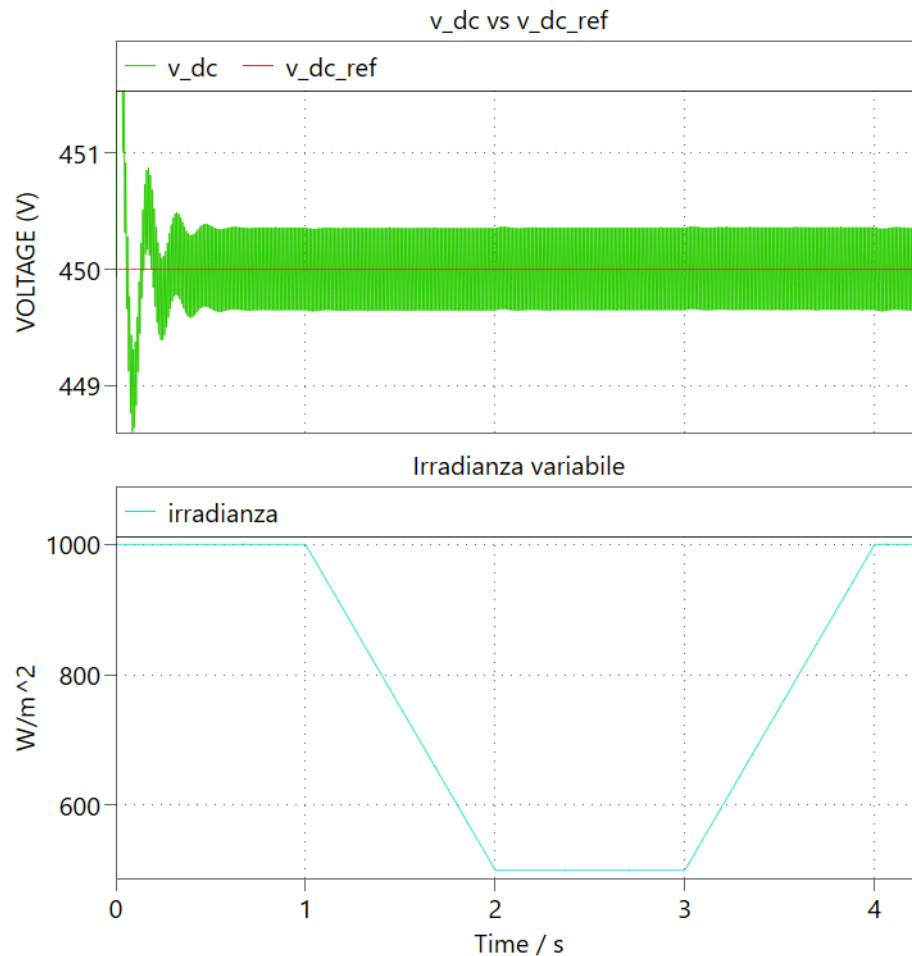


Fig.[3.4]: Andamenti della tensione elettrica che ricade ai capi del condensatore al DC-Link e dell’irradianza luminosa variabile, ottenuti a valle della simulazione in ambiente PLECS.

Al fine di controllare i dispositivi di switching che definiscono la struttura dell’Inverter sono stati utilizzati dei regolatori di tipo PI e PR (Proporzionale-Risonante); tale implementazione in PLECS è mostrata all’interno della figura Fig. [3.5].

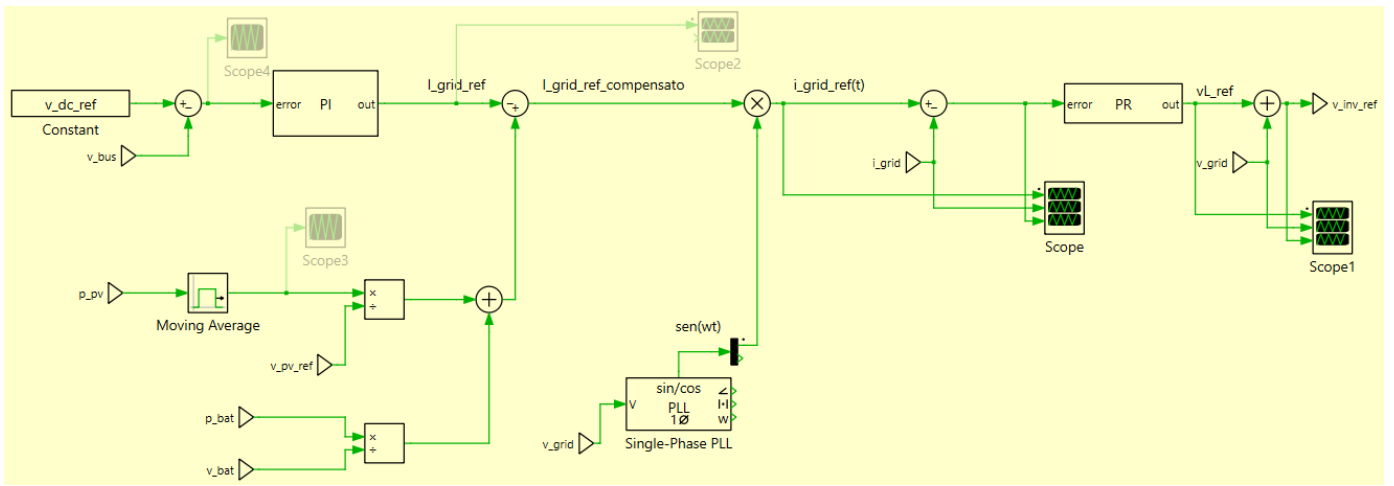


Fig.[3.5]: Implementazione in ambiente PLECS del sistema di controllo per l'Inverter.

Per quanto riguarda il dimensionamento del regolatore PI, il valore associato al guadagno dato dalla costante proporzionale k_{p_i} è stato ricavato annullando l'effetto dell'azione integrale, avendo ottenuto dunque che:

$$k_{p_i} = \frac{I_{grid_ref}}{(V_{DC_ref} - V_{bus})} = 1$$

Visto che $I_{grid_ref} = 22.15$ A, $V_{DC_ref} = 450$ V e $V_{bus} = \Delta V_{bus} = 5\% \cdot V_{DC_ref}$. . Dopo di che, settando come valore di tempo integrale $T_i = 0.01$, è stato ottenuto di conseguenza il valore associato al guadagno dato dalla costante integrale k_{i_i} , attraverso la relazione matematica che definisce il calcolo di quest'ultima:

$$k_{i_i} = \frac{k_{p_i}}{T_i} = 100$$

A valle del blocco di regolazione PI è stata implementata una compensazione di tipo feed-forward, che non incide sull'errore di regolazione ed è utile per poter gestire le potenze elettriche derivanti dal sistema PVG e dal BESS che incidono sul DC-Link C_{bus} . Inoltre, In uscita al regolatore PI ci si è collegati con un PLL; pertanto, le grandezze in gioco sono diventate variabili. Dunque, c'è stata la necessità di inserire un secondo regolatore, di tipo PR, al fine di annullare l'errore variabile a regime. In particolare, i valori associati ai parametri caratteristici di tale ulteriore regolatore sono stati scelti così di seguito: $k_{ir} = 10000$, in quanto si vuole un coefficiente di guadagno integrale-risonante tendenzialmente infinito da un punto di vista teorico; mentre, il valore del coefficiente proporzionale-risonante k_{pr} è stato scelto come pari a 35 sulla base del dimensionamento mostrato di seguito:

$$k_{pr} = \frac{\omega L_{filter} I_{grid_ref}}{5\% I_{grid_ref}} = 31.4$$

A valle del regolatore PR, il quale esegue un controllo sulla corrente nell'induttore, è stata ottenuta la tensione elettrica di riferimento v_{L_ref} che ricade ai capi dell'induttore

del filtro in uscita. All'interno delle figure Fig.[3.6] e Fig.[3.7] sono mostrati gli andamenti dei segnali d'ingresso e d'uscita del blocco di regolazione PR, simulati considerando come costante il valore dell'irradianza luminosa a $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

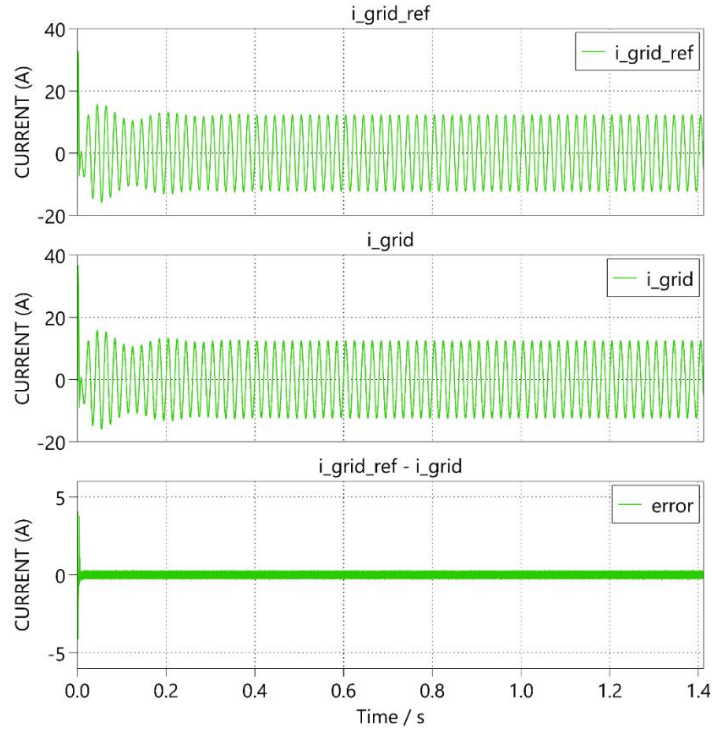


Fig.[3.6]: Andamenti dei segnali in ingresso al blocco di regolazione PR, ottenuti a valle della simulazione in ambiente PLECS e con irradianza di valore $G = 1 \text{ kW/m}^2$.

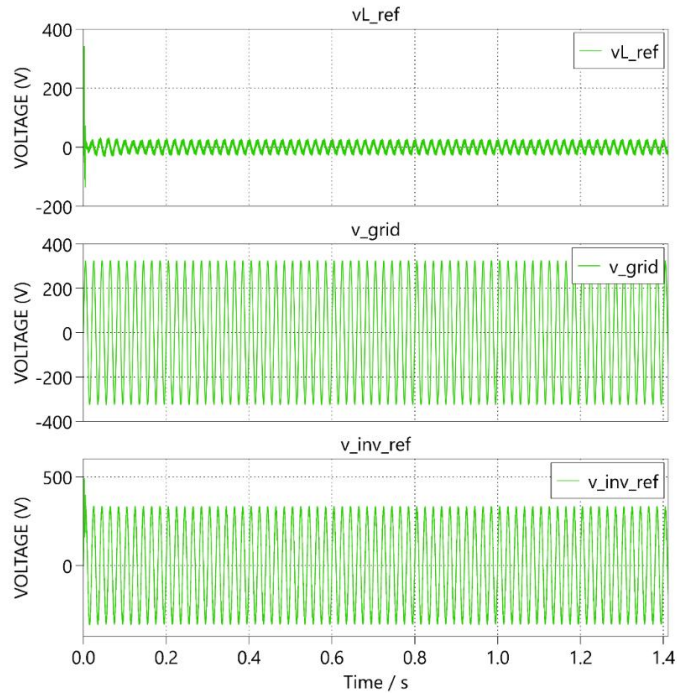


Fig.[3.7]: Andamenti dei segnali in uscita al blocco di regolazione PR, ottenuti a valle della simulazione in ambiente PLECS e con irradianza di valore $G = 1 \text{ kW/m}^2$.

Capitolo 4

Implementazione del BESS e suo ruolo all'interno del sistema di conversione fotovoltaica

Nello specifico sistema di generazione fotovoltaica che è stato implementato si è considerato l'utilizzo di un sistema di accumulo a batterie, avente come caratteristiche principali una tensione elettrica nominale di circuito aperto pari a 360 V ed una capacità di 10 Ah. Dopo aver realizzato un circuito equivalente che schematizza il modello reale della batteria (con $R_{int} = 30 \text{ m}\Omega$), per le simulazioni condotte in ambiente PLECS è stato sempre supposto che il BESS operasse ad una temperatura pari a $T = 40 \text{ }^\circ\text{C}$.

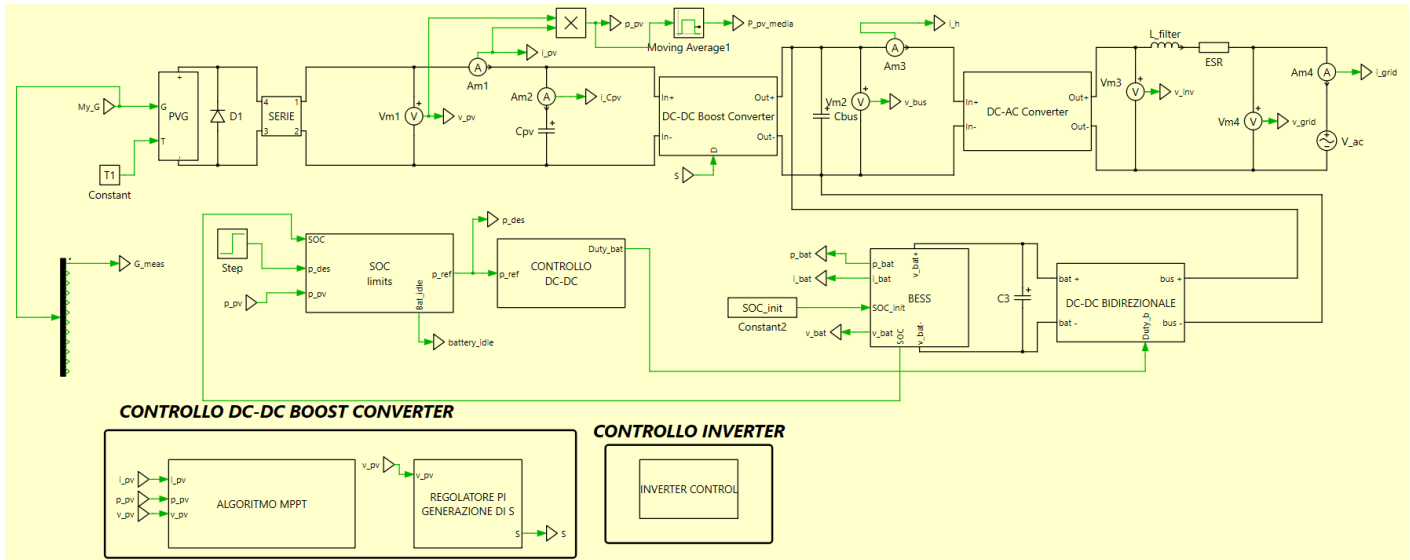


Fig.[4.1]: Struttura completa del sistema di generazione e conversione di energia elettrica da sorgente fotovoltaica con accumulo integrato in ambiente PLECS.

Così com'è possibile da intuire dalla figura Fig.[4.1], è stato utilizzato un DC-DC Converter che connette in parallelo il BESS direttamente con il DC-AC Converter; il motivo per cui è stato scelto un DC-DC Converter a due quadranti bidirezionale in corrente (con la tensione elettrica che dunque è sempre fissata come positiva) consiste nella possibilità di caricare e scaricare il sistema di accumulo a batterie, sulla base della potenza elettrica p_{pv} erogata dal sistema PVG.

Nello specifico, tale DC-DC Converter opera da Buck durante la fase di carica del BESS, nella quale l'intensità di corrente elettrica è considerata come negativa, mentre da Boost durante la fase di scarica del BESS, nella quale l'intensità di corrente elettrica è considerata come positiva. All'interno della struttura che modella il DC-DC Converter

di tipo bidirezionale, riportata nell'apposito subsystem, è presente un induttore di induttanza denominata "L_chopper". Il valore di quest'ultima è stato scelto come pari a 5 mH, sulla base delle considerazioni effettuate sul dimensionamento le cui relazioni matematiche sono mostrate di seguito.

$$L_{\min, \text{boost}} = \frac{V_{\text{batt}} d_{\text{scarica}}}{\Delta I_L f_s} = \frac{360 \text{ V} \cdot 0.2}{10\% \cdot 20 \text{ A} \cdot 10 \text{ kHz}} = 3.6 \text{ mH}$$

$$L_{\min, \text{buck}} = \frac{V_{\text{batt}} (1 - d_{\text{carica}})}{\Delta I_L f_s} = \frac{360 \text{ V} \cdot 0.2}{10\% \cdot 20 \text{ A} \cdot 10 \text{ kHz}} = 3.6 \text{ mH}$$

Lì dove ΔI_L è pari al 10% della "I_{n_pack}", ovvero l'intensità di corrente elettrica nominale in ingresso alla batteria, pari a 20 A.

Inoltre, all'interno dell'apposito subsystem che modella il controllo del DC-DC Converter di tipo bidirezionale è presente un regolatore PI, i cui coefficienti numerici sono stati determinati così come mostrato:

$$k_{p,b} = \frac{d_{\text{scarica}}}{(i_{\text{batt_ref}} - i_{\text{batt}})} = \frac{0.2}{(10\% \cdot I_{n_pack})} = 0.1$$

$$\text{con } k_{i,b} = \frac{k_{p,b}}{T_i} = 10, \text{ mentre } k_{aw,b} = \frac{1}{k_{p,b}} = 10$$

Così come mostrato all'interno della figura Fig. [4.2] considerando l'applicazione di un'irradianza luminosa costante ed uniforme di valore $G = 1 \text{ kW/m}^2$ è possibile osservare che il surplus di energia erogata dalla stringa di moduli PVG viene accumulato nel BESS; ciò è avvalorato dal processo di carica del BESS, mostrato tramite un andamento crescente del SoC (State of Charge). Per convenzione, concordemente al considerare come positiva la corrente elettrica uscente dal BESS, l'intensità di corrente elettrica che è stata ottenuta in tal caso è negativa poiché entrante nel BESS. Contestualmente all'applicazione progettata, il segnale di battery_idle rimane nullo in quanto non viene rilevato un superamento dei limiti (siano essi inferiore oppure superiore) del SoC. All'interno della figura Fig.[4.3] sono mostrati invece gli andamenti delle potenze elettriche medie erogate dai vari sistemi circuitali, monitorati durante il processo di carica del BESS. In accordo col considerare una potenza elettrica media che si desidera iniettare in rete pari a $P_{\text{des}} = 2000 \text{ W}$, a meno che di una certa fase transitoria iniziale, è possibile osservare il matching tra la P_{des} e la potenza elettrica di rete P_{grid} . È possibile, infatti, notare che la potenza elettrica mediamente erogata dal sistema PVG in tal caso è pari a $P_{\text{pv}} = 3600 \text{ W}$, motivo per cui il surplus energetico differenziale pari a 1600W viene cumulato per caricare il BESS.

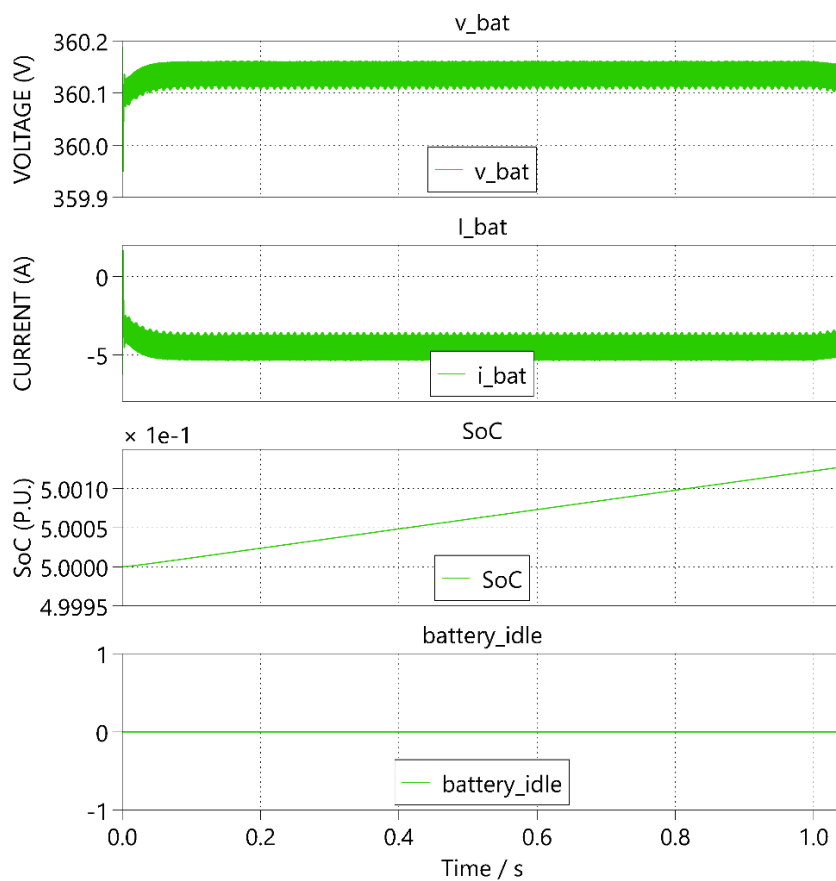


Fig.[4.2]: Andamenti delle grandezze elettriche ottenute durante la fase di carica del BESS, a valle di una simulazione in ambiente PLECS con $G = 1 \text{ kW/m}^2$.

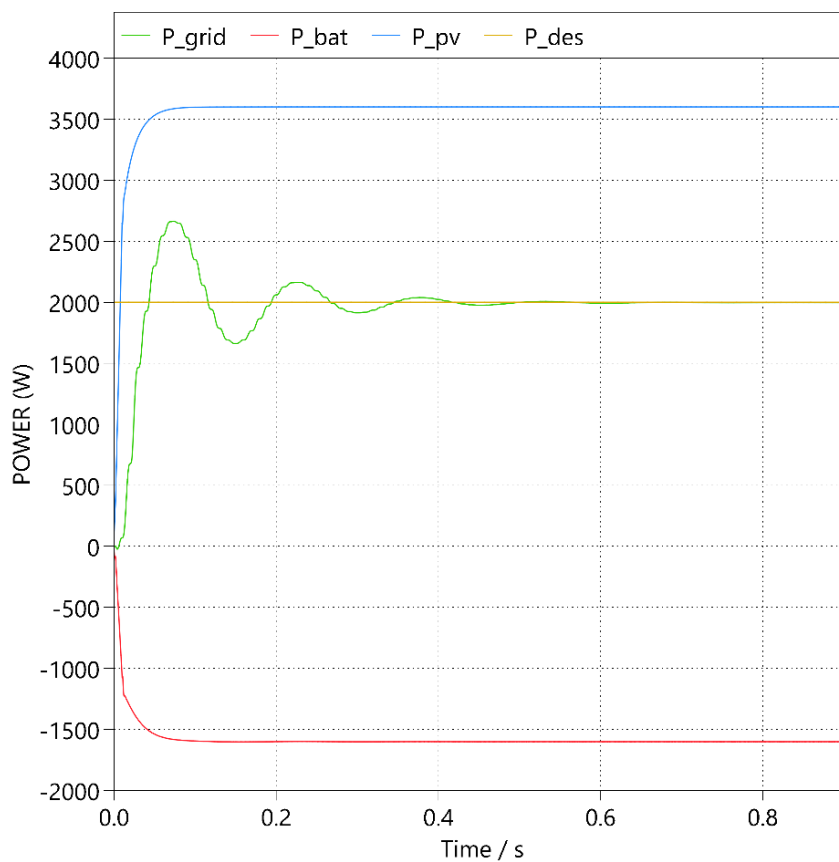


Fig.[4.3]: Andamenti delle potenze elettriche medie erogate dai vari sistemi circuitali, ottenuti a valle di una simulazione in ambiente PLECS con $G = 1 \text{ kW/m}^2$.

Così come mostrato all'interno della figura Fig. [4.4] considerando l'applicazione di un'irradianza luminosa costante ed uniforme di valore $G = 400 \text{ W/m}^2$ è possibile osservare che il deficit di energia non erogata dalla stringa di moduli PVG viene compensata dal BESS; ciò è avvalorato dal processo di scarica del BESS, mostrato tramite un andamento decrescente del SoC. Per convenzione, concordemente al considerare come positiva la corrente elettrica uscente dal BESS, stavolta l'intensità di corrente elettrica che è stata ottenuta è positiva. Contestualmente all'applicazione progettata, il segnale di battery_idle rimane nullo in quanto non viene rilevato un superamento dei limiti del SoC.

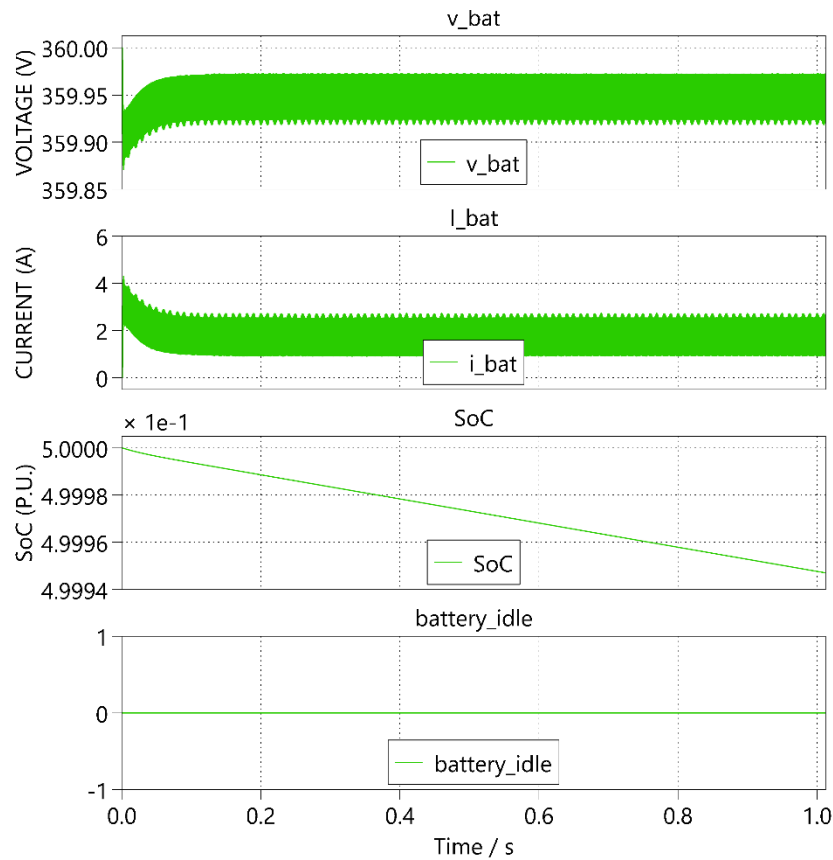


Fig.[4.4]: Andamenti delle grandezze elettriche ottenute durante la fase di scarica del BESS, a valle di una simulazione in ambiente PLECS con $G = 400 \text{ W/m}^2$.

All'interno della figura Fig.[4.5] sono mostrati invece gli andamenti delle potenze elettriche medie erogate dai vari sistemi circuitali, monitorati durante il processo di scarica del BESS. In accordo col considerare una potenza elettrica media che si desidera iniettare in rete pari a $P_{\text{des}} = 2000 \text{ W}$, a meno che di una certa fase transitoria iniziale, è possibile osservare il matching tra la P_{des} e la potenza elettrica di rete P_{grid} . È possibile, infatti, notare che la potenza elettrica mediamente erogata dal sistema PVG in tal caso è

pari a $P_{pv} = 1400$ W, motivo per cui il deficit energetico differenziale pari a 600W viene erogato dal BESS. Infine, grazie ad un controllo sui limiti inferiore e superiore del SoC si riesce a preservare la vita utile del BESS, disconnettendo quest'ultimo dal sistema PVG nel caso in cui uno dei due limiti venga superato. Come valori per i suddetti limiti sono stati considerati rispettivamente $\min[\text{SoC}] = 40\%$ e $\max[\text{SoC}] = 95\%$. Quanto appena descritto è visualizzabile all'interno della figura Fig. [4.6], dove in tal caso il segnale di `battery_idle` diventerebbe pari ad 1 poiché è stato superato il limite superiore del SoC. Chiaramente, lo stesso effetto si otterrebbe anche se venisse simulata la situazione duale. Infine, attraverso la figura Fig. [4.7] è ragionevole osservare che la potenza elettrica media erogata dal BESS sia nulla, visto che quest'ultimo è stato disconnesso dal sistema complessivamente progettato. Pertanto, la potenza elettrica media che in tal caso viene iniettata in rete ritorna ad essere perfettamente matchata a quella esclusivamente fornita dal PVG.

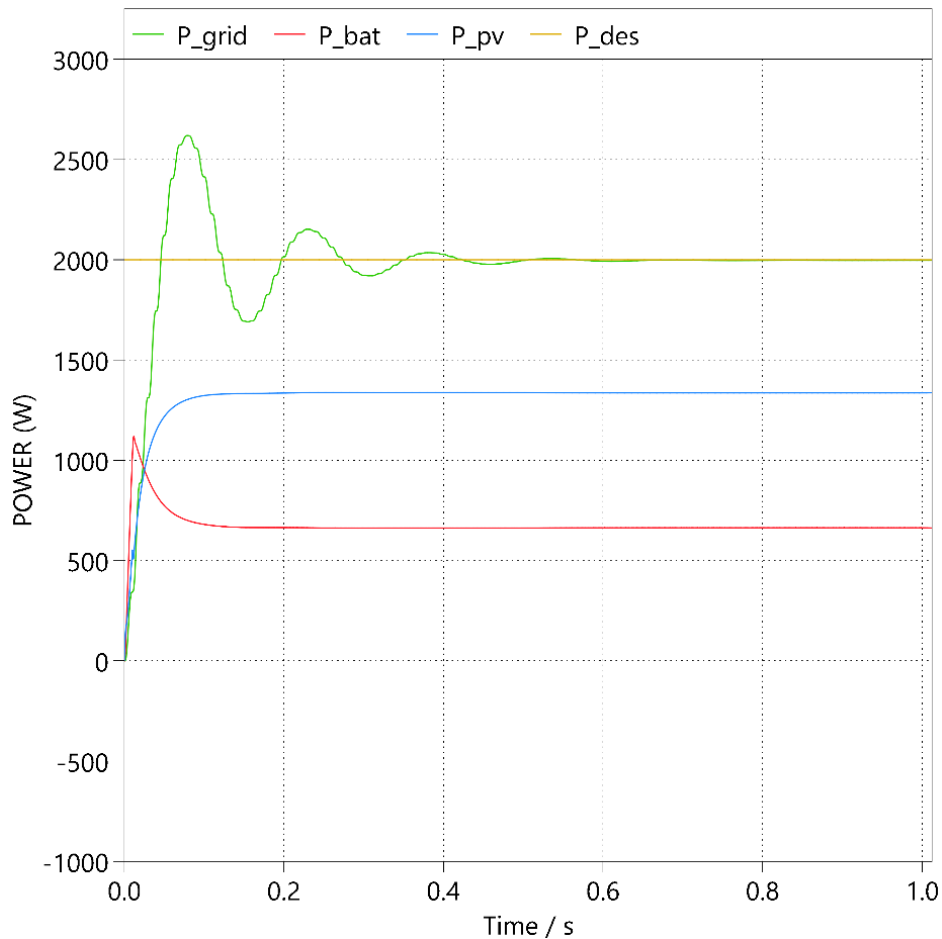


Fig.[4.5]: Andamenti delle potenze elettriche medie erogate dai vari sistemi circuitali, ottenuti a valle di una simulazione in ambiente PLECS con $G = 400$ W/m².

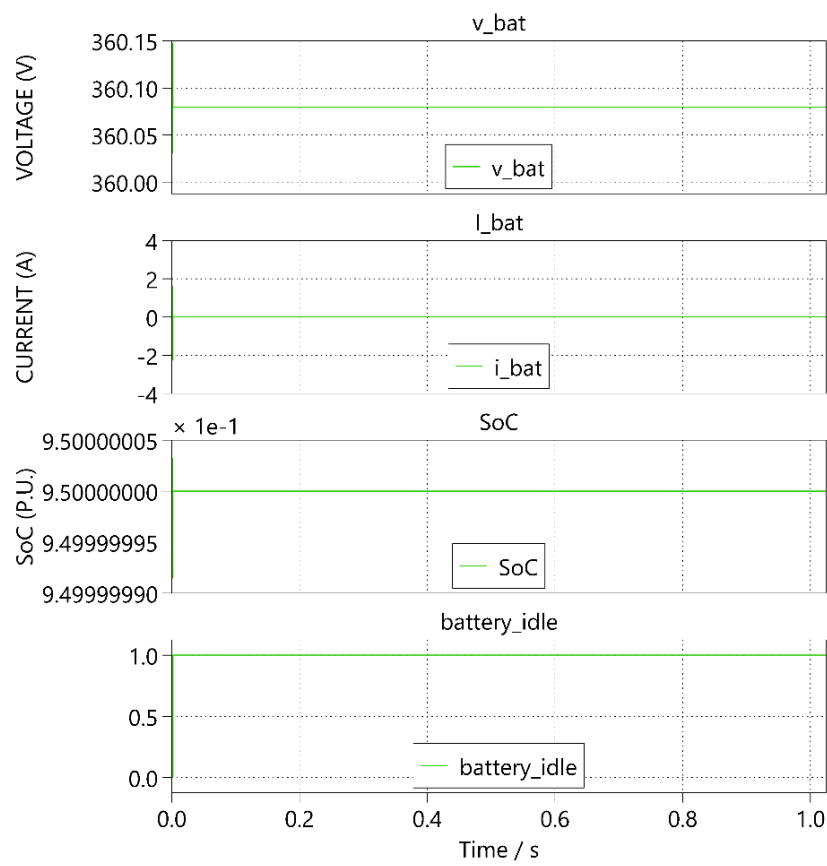


Fig.[4.6]: Andamenti delle grandezze elettriche ottenute durante la fase di carica del BESS, a valle di una simulazione in ambiente PLECS con $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

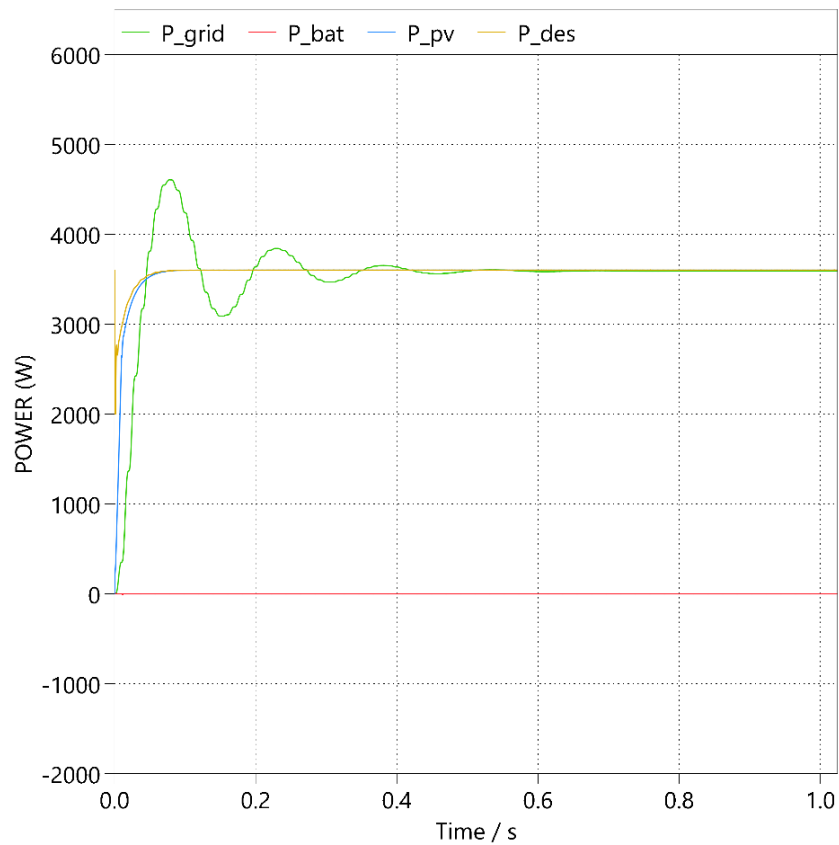


Fig.[4.7]: Andamenti delle potenze elettriche medie erogate dai vari sistemi circuitali, ottenuti a valle di una simulazione in ambiente PLECS con $G = 1 \text{ kW/m}^2$.