



Università degli Studi della Basilicata

DOTTORATO DI RICERCA IN
“Ingegneria per l’innovazione e lo sviluppo sostenibile”

TITOLO DELLA TESI
“Studio teorico, numerico e sperimentale degli effetti termici sulle prestazioni dei sistemi di
conversione della radiazione solare attraverso la tecnologia fotovoltaica”

Settore Scientifico-Disciplinare
“ING-IND/18”

Coordinatore del Dottorato

Dottorando

Aurelia Sole

Firmato digitalmente da: Aurelia Sole
Organizzazione:
UNIBASILICATA/96003410766
Limitazioni d'uso: Explicit Text: I titolari
fanno uso del certificato solo per le
finalità di lavoro per le quali esso è
rilasciato. The certificate holder must
use the certificate only for the
purposes for which it is issued.
Data: 03/07/2024 17:07:03

Prof.ssa Aurelia Sole

Dott. Antonio Ferraro

Antonio Ferraro

Relatore

Prof. Antonio D’Angola

Antonio D’Angola

Correlatore

Prof. José Vicente Muñoz Diéz

Vicente Muñoz

Firmado digitalmente
por MUÑOZ DIEZ JOSE
VICENTE - 77323693Q
Fecha: 2024.07.03
17:50:36 +02'00'

Ciclo XXXVI

Indice

Introduzione.....	5
Capitolo 1 - La conversione della radiazione solare in energia elettrica: il Fotovoltaico.....	8
1.1 La radiazione solare.....	8
1.2 Storia del fotovoltaico nel mondo e in Italia.....	9
1.3 L'effetto fotovoltaico e la caratteristica elettrica.....	12
1.4 Gli effetti dell'irradianza e della temperatura ambiente sulle prestazioni della cella fotovoltaica.....	20
1.5 Il modulo fotovoltaico.....	25
Capitolo 2 - Modello analitico e numerico bidimensionale per il calcolo della distribuzione della temperatura di cella al variare dei parametri ambientali.....	28
2.1 Bilancio energetico della cella e del modulo fotovoltaico in condizioni stazionarie.....	30
2.2 Risoluzione analitica del bilancio energetico.....	32
2.2.1 Caso di sorgente puntiforme.....	36
2.2.2 Caso di sorgente uniformemente distribuita.....	37
2.3 Risoluzione numerica del bilancio energetico.....	38
Capitolo 3 - Risoluzione analitica e numerica del bilancio energetico: l'approccio semi-analitico.....	44
3.1 La sorgente puntiforme e la Delta di Dirac.....	44
3.1.1 Unica sorgente puntuale.....	44
3.1.2 Pattern di sorgenti puntuali.....	49
3.1.3 Sorgente generica.....	53
3.2 Caso reale del modello termico.....	56
3.3 Costruzione delle nuove condizioni al contorno: analisi del modulo, valutazione di tutte le celle.....	60
3.3.1 Analisi del modulo, soluzione analitica per le condizioni al contorno.....	67

3.4	Approccio con sorgente distribuita sulla cella di calcolo.....	70
3.4.1	Singola cella.....	70
3.4.2	Analisi del modulo.....	74
Capitolo 4 - Modello termoelettrico accoppiato per il calcolo della distribuzione della temperatura.....		
4.1	Background teorico della soluzione analitica.....	83
4.2	Descrizione della procedura iterativa.....	85
4.2.1	Soluzione analitica del campo di temperatura nel modulo fotovoltaico.....	86
4.2.2	Soluzione numerica del campo di temperatura in ciascuna cella fotovoltaica.....	88
4.2.3	Valutazione della corrente all'interno del modulo fotovoltaico.....	89
4.3.	Risultati del modello termoelettrico.....	91
4.4	Discussione e conclusioni circa i risultati ottenuti.....	94
Capitolo 5 - Caso studio di microgrid energetica ibrida basata sulla tecnologia fotovoltaica-idrogeno.....		
5.1	Configurazione della microgrid.....	99
5.2	Modello matematico della microgrid.....	103
5.2.1	Impianto FV.....	103
5.2.2	Componenti del ciclo dell'idrogeno.....	105
5.2.3	Convertitori di tensione e batteria.....	108
5.3	Risultati e discussione.....	111
Capitolo 6 - Studio sperimentale degli effetti termici sulle prestazioni dei sistemi di conversione della radiazione solare attraverso la tecnologia fotovoltaica: realizzazione di un circuito di misura delle caratteristiche elettriche e testing di componenti elettronici.....		
6.1	Contesto del lavoro e obiettivi dell'attività sperimentale.....	117
6.1.1	Misura delle caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici.....	118
6.2	Obiettivo dell'esperimento.....	127

6.3	Stesura dei test da svolgere - materiali e metodi.....	128
6.3.1	Preparazione seconda attività di laboratorio – test dell’amplificatore INA253.....	131
6.4	Configurazione sperimentale.....	134
6.5	Risultati sperimentali.....	137
6.5.1	Test singolo mosfet.....	137
6.5.2	Test mosfet in parallelo.....	138
6.5.3	Test di durata e test ad alta temperatura.....	141
6.5.4	Ulteriori test di durata e ad alta temperatura per i mosfet in parallelo.....	141
6.5.5	Riepilogo dei risultati ottenuti.....	142
6.6	Conclusioni.....	148
6.7	Sviluppi futuri.....	148
	Appendice.....	149
	Pubblicazioni, bibliografia, sitografia.....	160
	Ringraziamenti.....	170

Introduzione

Nel recente periodo di forte crisi energetica, con lo sguardo sempre volto ad una transizione ecologica, l'impiego di fonti energetiche rinnovabili diventa di fondamentale importanza.

È proprio sulla base di questa affermazione che la ricerca svolge un ruolo chiave per cercare nuove soluzioni che possano rendersi utili nello sviluppo di nuove tecnologie.

Una delle fonti energetiche che sta trovando e che troverà largo impiego nel panorama nazionale e mondiale è quella basata sulla tecnologia fotovoltaica.

Lo studio del comportamento termoelettrico dei moduli fotovoltaici ha consentito negli ultimi anni di ottenere importanti vantaggi in termini di rendimento di conversione della radiazione solare in energia elettrica, arrivato oggi al 25% per i moduli commerciali e in ambiti di ricerca sino al 40-50%.

Gli obiettivi dell'attività di ricerca svolta nel Dottorato sono stati la caratterizzazione del campo di temperatura su un modulo fotovoltaico per analizzare gli effetti di questo sulle sue prestazioni elettriche. Finora, in ambito sperimentale, si è sempre fatto affidamento su una cosiddetta temperatura media di cella T_c , senza avere una definizione sulla distribuzione spaziale della temperatura. Allo studio numerico del modello termoelettrico è stata affiancata una applicazione pratica della tecnologia fotovoltaica nel campo delle microgrid energetiche ed infine è stata svolta attività sperimentale volta a costruire la curva corrente-tensione per un modulo fotovoltaico.

Di seguito viene definita la struttura del lavoro svolto, descrivendo brevemente capitoli e contenuti.

Capitolo 1: Il capitolo introduce l'energia fotovoltaica, come si ricava, la struttura di un pannello fotovoltaico, le grandezze elettriche che lo caratterizzano e gli effetti della temperatura e dell'irradianza su queste ultime.

Capitolo 2: Il capitolo presenta una descrizione teorica del bilancio di energia di un modulo e di una cella fotovoltaica in condizioni stazionarie e la soluzione analitica e numerica, calcolata con i metodi alle differenze finite. Presenta inoltre i modelli alla base di tutti i codici creati, analizzando nel dettaglio le differenze tra modello analitico e numerico.

Capitolo 3: In questo capitolo vengono descritti i casi test che sono serviti per arrivare alla definizione del modello termoelettrico di cella e modulo finale. Di ciascun caso vengono analizzate le problematiche affrontate, le soluzioni proposte e i risultati ottenuti.

Capitolo 4: In questo capitolo si parla diffusamente della versione finale del modello semianalitico per il calcolo delle correnti e delle temperature di cella e di modulo e sono stati descritti i risultati presentati al congresso UPEC tenutosi a Dublino nell'agosto 2023.

Capitolo 5: In questo capitolo si descrive una applicazione del modello analizzando il comportamento

dinamico di una microgrid energetica per uso residenziale che include più tecnologie: impianto fotovoltaico, batteria e sistema ad elettrolizzatore e cella a combustibile alimentata ad idrogeno, il cui lavoro di ricerca è stato presentato al congresso ATI tenutosi a Bari nel settembre 2022 e ai congressi EFCH Svizzera delle sessioni 2021 e 2022.

Capitolo 6: Il capitolo descrive l'attività di ricerca sperimentale per la costruzione di un circuito di misura delle caratteristiche di corrente e tensione di moduli fotovoltaici effettuata presso il laboratorio di elettronica dell'Università Di Jaén.

Conclusioni e sviluppi futuri

Capitolo 1 - La conversione della radiazione solare in energia elettrica: il Fotovoltaico

Nell'ultimo secolo, e in particolare a partire dalla seconda metà del Novecento, i consumi globali di energia primaria sono cresciuti esponenzialmente. Negli ultimi 70 anni l'umanità ha più che quintuplicato il consumo di energia, sostenendo la crescita economica e demografica tramite un sistema energetico basato principalmente sull'utilizzo di combustibili fossili, che ancora oggi rappresentano la principale fonte energetica a livello globale. La produzione di energia da fonti fossili è tra i principali responsabili delle emissioni di gas a effetto serra di origine antropica (tra cui CO₂), largamente riconosciuti come causa di significativi impatti ambientali e climatici, tra cui l'incremento della temperatura media globale e l'intensificarsi di eventi naturali catastrofici. Oggi il surriscaldamento del pianeta causato dall'azione dell'uomo è stimato intorno a 1°C, con un trend di crescita di +0,2°C per decade. La crescita demografica e lo sviluppo economico mondiale pongono, a prescindere dal surriscaldamento globale, un tema di sostenibilità complessiva del pianeta. L'Earth Overshoot Day1, che misura l'impronta ecologica dell'uomo identificando la data in cui si consumano tutte le risorse a disposizione per un determinato anno, nel 2019 è risultato essere il 29 luglio (fonte TERNA); solo 20 anni fa era il 1° ottobre. Ciò significa che già ad oggi la popolazione mondiale avrebbe bisogno delle risorse di circa 1,75 terre per soddisfare i propri bisogni di un anno senza compromettere la sicurezza delle risorse future. È evidente che il modello energetico su cui si è costruita la crescita del pianeta degli ultimi anni non è più sostenibile, tenendo presente che circa il 75% delle emissioni provengono dal settore energetico (fonte IEA). Ciò impone un impegno a livello globale per una progressiva e quanto più rapida possibile decarbonizzazione ed efficientamento di tutti i settori energetici. Diventa quindi di vitale importanza la ricerca di nuovi sistemi di energia che siano sostenibili, rinnovabili e quanto più green possibili.

1.1 La radiazione solare

La forma di energia rinnovabile più abbondante sulla Terra è sicuramente l'energia della radiazione solare che, per definizione di "rinnovabile", si ottiene da una fonte naturale ed inesauribile, ovvero il Sole. All'interno della nostra stella, come in tutte le stelle dell'universo, avvengono dei processi di fusione nucleare: le elevate temperature e pressioni che si raggiungono nel nucleo della stella portano a fondere atomi di idrogeno, in particolare i suoi isotopi deuterio e trizio, per formare atomi più pesanti come l'elio, rilasciando una quantità di energia definita proprio attraverso la legge di Einstein

$E = mc^2$, per effetto del difetto di massa che si ottiene durante il processo. Di tutta la potenza termica emessa dal Sole, appena al di fuori della nostra atmosfera, ne ritroviamo un valore pari a circa 1370 W/m². Tale valore prende il nome di costante solare e, naturalmente, ha una variazione intorno al valor medio che dipende dal moto della Terra intorno al Sole. La domanda che ci si pone è: quanta di questa irradianza (potenza per unità di superficie) arriva in atmosfera e al suolo? Poiché la radiazione solare non è concentrata in un'unica frequenza ma è distribuita su un ampio spettro non uniforme, nell'attraversare l'atmosfera subisce fenomeni di riflessione, rifrazione, assorbimento e diffusione ad opera dei vari gas atmosferici. Ciascuno strato dell'atmosfera, nell'ordine ozono, ossigeno, acqua e anidride carbonica, agisce su una determinata finestra dello spettro d'onda, facendo in modo che al suolo esso risulti irregolare rispetto a quello rilevato appena fuori dall'atmosfera.

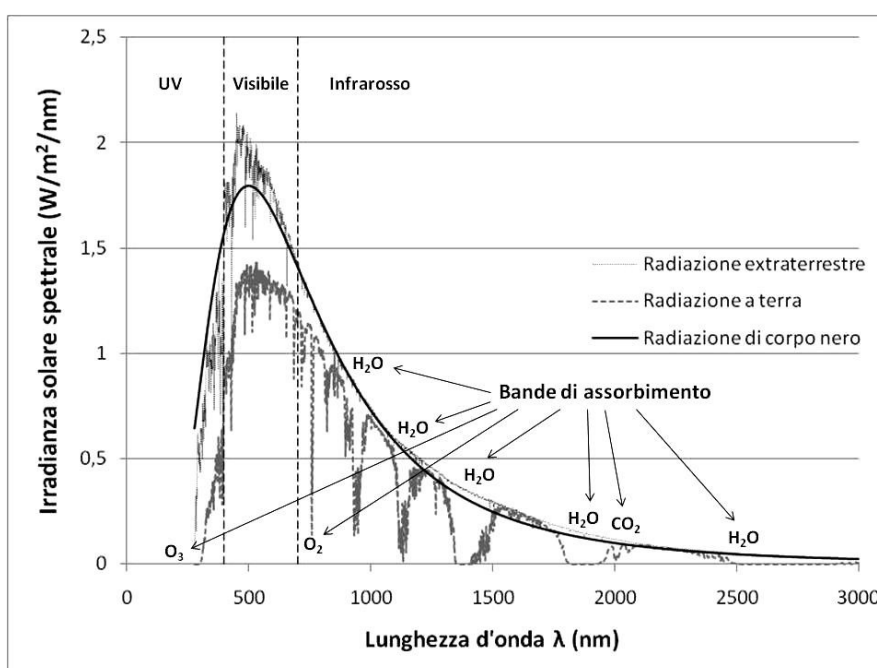


Figura 1. Spettro della radiazione solare

L'irradianza che arriva effettivamente al suolo può essere utilizzata per generare calore ed elettricità, con le opportune tecnologie. Gli impianti in grado di convertire l'energia solare in calore ed elettricità prendono il nome di "solar farms" e si dividono principalmente in sistemi solari fotovoltaici e sistemi solari termici.

1.2 Storia del fotovoltaico nel mondo e in Italia

Il fotovoltaico è il processo di conversione della luce solare in elettricità tramite l'utilizzo delle celle solari. Oggi è un'alternativa rinnovabile in rapida crescita e sempre più importante rispetto alla generazione convenzionale di elettricità da parte di combustibili fossili, ma rispetto ad altre

tecnologie di generazione di elettricità, è relativamente nuova, con i primi pratici dispositivi fotovoltaici realizzati negli anni '50. La ricerca e lo sviluppo del fotovoltaico hanno ricevuto il primo grande impulso dall'industria spaziale negli anni '60, poiché richiedeva un'alimentazione separata dall'alimentazione "di rete" per le applicazioni satellitari. Queste celle solari spaziali erano diverse, migliaia di volte più costose di quanto lo siano oggi e la necessità percepita di un metodo di generazione di elettricità diverso dalla tradizionale rete elettrica era ancora lontana di un decennio; tuttavia le celle solari divennero un'interessante variazione scientifica allo sviluppo in rapida espansione dei transistor al silicio con diversi mercati di nicchia potenzialmente specializzati. Ci è voluta la crisi petrolifera degli anni '70 per focalizzare l'attenzione mondiale sull'opportunità di fonti energetiche alternative per uso terrestre, che a sua volta ha promosso l'indagine sul fotovoltaico come mezzo per generare energia terrestre. Anche se la crisi petrolifera si è rivelata di breve durata e l'incentivo finanziario per sviluppare celle solari è diminuito, le celle solari erano entrate nell'arena delle nuove tecnologie di generazione di energia. Applicazioni e vantaggi nell'area dell'alimentazione "remota" sono stati rapidamente riconosciuti e hanno stimolato lo sviluppo dell'industria del fotovoltaico, consentendo la creazione di applicazioni trasportabili su piccola scala, come calcolatrici e orologi.

Negli anni '80 la ricerca sulle celle solari al silicio ha dato i suoi frutti e le celle solari hanno iniziato ad aumentare la loro efficienza. Nel 1985 le celle solari al silicio hanno raggiunto il traguardo del 20% di efficienza. Nel decennio successivo, l'industria fotovoltaica ha registrato tassi di crescita costanti compresi tra il 15% e il 20%, in gran parte favoriti dal mercato della telealimentazione. L'anno 1997 ha visto un tasso di crescita del 38%. Questa crescita è continuata per decenni e oggi le celle solari sono riconosciute non solo come un mezzo per fornire energia e migliorare la qualità della vita a coloro che non hanno accesso alla rete, ma sono anche un mezzo per alimentare la rete, fornendo sostanziali frazioni dell'elettricità di rete nelle principali località.

Per quanto riguarda l'Italia, gli anni più importanti per l'energia solare a livello nazionale sono stati, finora, i primi di questo secolo. Dalla metà del primo decennio, in particolare, è stata prevista e poi varata una serie di incentivi all'installazione degli impianti fotovoltaici e solari termici. Fra queste leve, che hanno effettivamente generato gli effetti sperati, ci sono i bonus economici per la produzione di energia elettrica e la possibilità di immettere l'eccesso di energia prodotta nella rete di distribuzione, vendendola di fatto ad altri privati per ricavarne un profitto. Ma la riduzione dei costi di produzione ha fortemente aiutato questo comparto, al punto che negli ultimi anni è stata raggiunta la Grid Parity nel fotovoltaico, cioè la parità fra il costo di produzione dell'energia elettrica generata con i pannelli solari e il costo di acquisto dell'energia prodotta da combustibili fossili.

L'accelerazione del fotovoltaico italiano si è concretizzata in particolare tra il 2005 e il 2015, portando a superare tutti gli altri paesi nelle graduatorie internazionali.

Dai dati forniti dal rapporto del GSE, ente nazionale gestore dei servizi energetici, riferiti all'anno 2020, si può notare che l'impiego dei sistemi fotovoltaici all'interno del panorama energetico nazionale è sempre di più in forte crescita. Alla fine del 2020 risultano installati in Italia 935.838 impianti fotovoltaici, per una potenza totale di 21.650 MW. Il 92% circa degli impianti ha potenza inferiore a 20 kW, mentre il 35% della potenza installata si concentra negli impianti di taglia compresa tra 200 kW e 1 MW. Complessivamente, la potenza degli impianti fotovoltaici rappresenta il 38% di quella relativa all'intero parco impianti rinnovabile nazionale. A conferma di quanto appena detto si può mostrare un grafico dell'evoluzione temporale del numero di impianti e della potenza installata dal 2009 al 2020:



Figura 2. Evoluzione del numero e della potenza installata degli impianti fotovoltaici in Italia

La figura mostra l'evoluzione della serie storica del numero e della potenza installata degli impianti fotovoltaici in Italia. Si può osservare come dal 2013, con la cessazione del meccanismo di incentivazione denominato Conto Energia, i ritmi di crescita siano significativamente rallentati, sebbene sempre in crescita.

Di seguito possiamo trovare anche la distribuzione regionale sul territorio nazionale degli impianti installati. Come si vede dalla figura 3, la maggior parte degli impianti fotovoltaici si concentra nelle regioni del nord Italia, come Lombardia, Piemonte Veneto ed Emilia, con delle quote importanti anche per le regioni Lazio, Puglia e Sicilia.

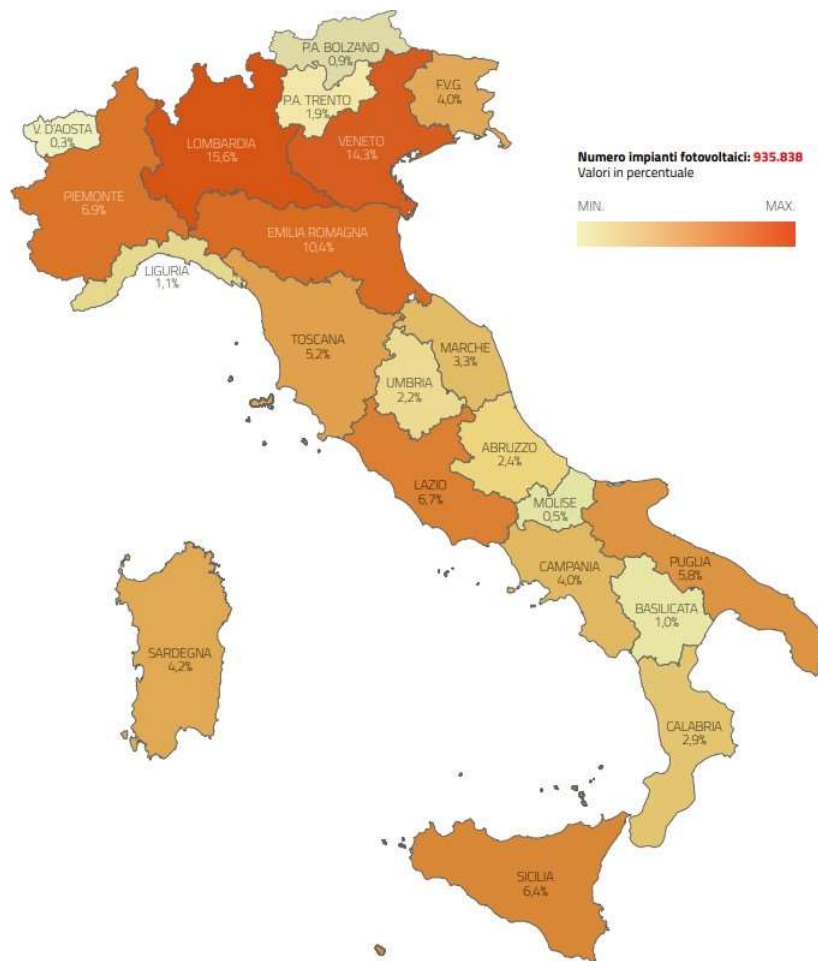


Figura 3. Distribuzione regionale del numero degli impianti fotovoltaici a fine 2020

1.3 L'effetto fotovoltaico e la caratteristica elettrica

Alla base del fotovoltaico, il fenomeno fisico che spiega questi meccanismi è il cosiddetto effetto fotoelettrico (Einstein 1905), seppur leggermente diverso dal vero e proprio fenomeno che avviene nella cella fotovoltaica: quando una radiazione elettromagnetica investe un materiale, può, sotto determinate condizioni, cedere energia agli elettroni più esterni degli atomi del materiale. Attraverso questa fornitura di energia, gli elettroni popolano i livelli energetici più esterni fino alla dissociazione e infine alla ionizzazione: con quest'ultima, il legame atomico viene meno e un elettrone si stacca, passando da elettrone di valenza (in grado di formare legami) a elettrone di conduzione. Questo quantitativo di energia prende il nome di "Energy Gap" e varia in base alla tipologia di materiale considerato, che rientra nella categoria, a seconda del valore che esso assume, in isolanti, semiconduttori e conduttori. L'effetto fotoelettrico si ha quindi quando un fotone (radiazione elettromagnetica) è in grado di far passare un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione. Quando questo avviene, l'elettrone lascia un "vuoto" chiamato lacuna che verrà occupato

da un altro elettrone, attraverso il processo che prende il nome di ricombinazione. Nel fotovoltaico, più nello specifico, gli elettroni liberati non escono fuori dal materiale, ma, dal momento che i fotoni colpiscono un semiconduttore, si convogliano verso la produzione di energia elettrica.

Nel caso di materiale isolante, l'energy gap risulta troppo elevato per poter essere fornito da un fotone incidente e si generano basse correnti ad alta tensione; nei materiali conduttori, al contrario, è talmente piccolo che, anche a temperatura ambiente, c'è una continua formazione e distruzione di coppie elettrone-lacuna, in questo caso si generano alte correnti a bassa tensione. Per queste ragioni, il materiale principalmente impiegato all'interno delle celle fotovoltaiche è un semiconduttore, che rappresenta un giusto compromesso tra corrente e tensione, il cui prodotto è la potenza; in particolare l'elemento chimico più utilizzato nella conversione fotovoltaica è il silicio.

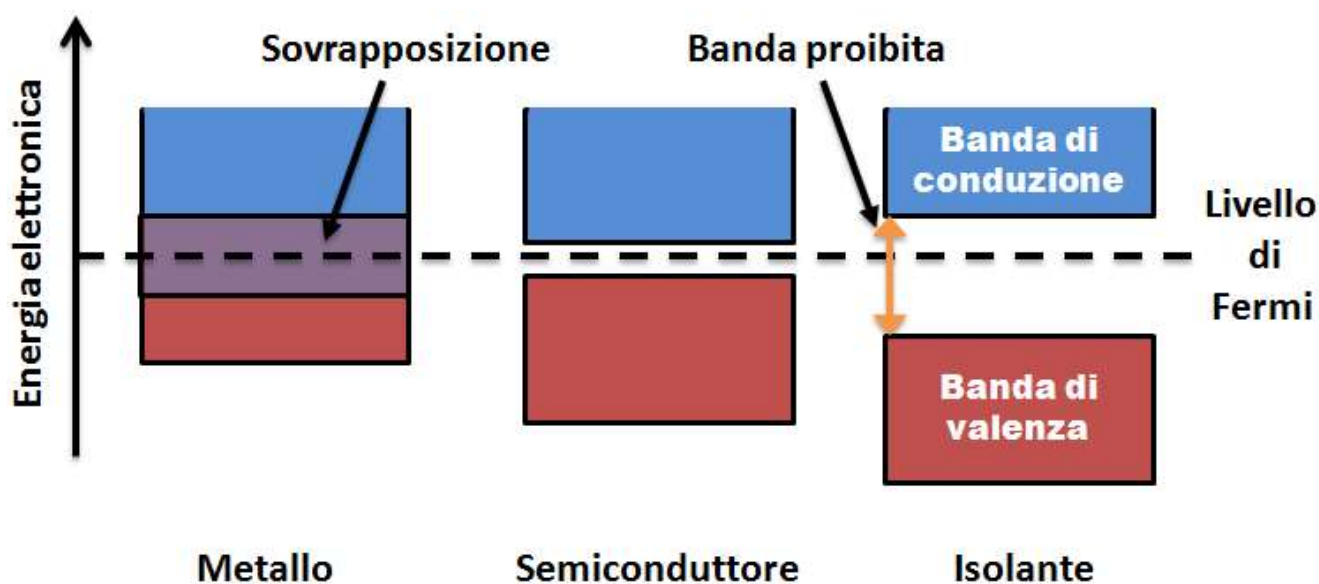


Figura 4. Energy gap nei diversi materiali

Quando un flusso luminoso investe il reticolo cristallino del semiconduttore si verifica, come detto, la transizione in banda di conduzione di un certo numero di elettroni al quale corrisponde un egual numero di lacune in banda di valenza. Si rendono così disponibili dei "portatori di carica" che possono essere sfruttati per generare corrente. Per evitare il fenomeno di ricombinazione è necessario raccogliere e indirizzare le cariche in un moto ordinato attraverso un circuito elettrico.

Per realizzare questo è necessario creare un campo elettrico all'interno della cella, stabilendo un eccesso di atomi negativi (anioni) da un lato e positivi (cationi) dall'altro. Questo meccanismo si ottiene mediante il cosiddetto drogaggio del semiconduttore. Esistono due tipologie di drogaggio: tipo N e tipo P:

- *Drogaggio di tipo N*: attraverso un processo ohmico, viene inserito nel cristallo di silicio (IV Gruppo) un elemento pentavalente come fosforo o arsenico (V Gruppo) che avendo un elettrone in più, vanno a definire un certo numero di donatori, aumentandone la concentrazione.
- *Drogaggio di tipo P*: risulta lo stesso processo del drogaggio di tipo N, con la differenza che al cristallo di silicio vengono aggiunti elementi del III Gruppo come il boro, che vanno a creare una concentrazione di lacune maggiore (accettori).

Attraverso il drogaggio, il materiale risulta globalmente neutro, cambiano solo le concentrazioni di particelle da un lato e dall'altro. Mettendo a contatto i due semiconduttori di Silicio, drogate diversamente, si crea la cosiddetta *giunzione N-P*. Grazie alle forze coulombiane generate nel campo elettrico, si riesce ad orientare il moto di queste cariche. Ciò che si valuta è un processo che avviene a cavallo della giunzione n-p, in una zona micrometrica chiamata “depletion zone” o in italiano “regione di svuotamento”.

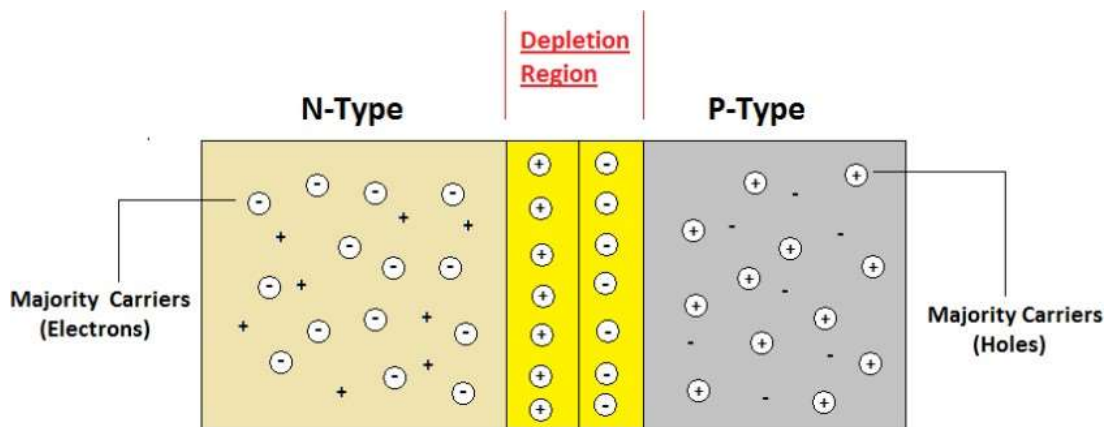


Figura 5. Regione di svuotamento in una giunzione n-p

La differenza di concentrazione di cariche nella zona di contatto genera un vero e proprio gradiente che innesca un processo di diffusione, regolato dalla Legge di Fick:

$$\vec{J}_n = -D_n \nabla n \quad (1.1)$$

$$\vec{J}_p = -D_p \nabla p \quad (1.2)$$

Dove:

- \vec{J}_n e \vec{J}_p rappresentano rispettivamente densità di corrente di cariche negative e di cariche positive;
- D_n e D_p rappresentano rispettivamente i coefficienti di diffusione delle cariche negative e positive;

- ∇_n e ∇_p rappresentano i gradienti di concentrazione di cariche negative e positive.

Questa differenza di concentrazione genera una corrente diffusiva di n verso p e di p verso n. Le due zone, inizialmente neutre, vedono il moto di elettroni e lacune: ciascun moto di particelle lascia una carica opposta nella regione iniziale, quindi le due zone si caricano.

Avviene la cosiddetta separazione di carica che crea un vero e proprio campo elettrico a cavallo della giunzione, che va da N verso P. Ciò significa che se un elettrone si diffonde (secondo la legge di Fick), spostandosi da n verso p, ci sarà una forza agente su esso contraria dovuta al campo elettrico. Discorso analogo, ma al contrario, avviene per le lacune. Si genera così un meccanismo competitivo tra diffusione, dominato dalle cariche maggioritarie, e deriva, dominato dalle cariche minoritarie. Questo processo trova un equilibrio allorché la corrente di deriva eguaglia quella di diffusione.

Ciò che regola tutto questo sono le leggi di Maxwell del campo elettrico:

$$\vec{E} = -\nabla\phi \quad (1.3)$$

$$\nabla \cdot \vec{E} = \frac{\rho}{\epsilon_0} = \frac{q}{\epsilon_0} (p(\vec{x}) - n(\vec{x})) \quad (1.4)$$

Dove:

- \vec{E} rappresenta il campo elettrico;
- $-\nabla\phi$ rappresenta il gradiente del potenziale elettrico;
- ρ rappresenta la densità di carica volumetrica;
- ϵ_0 rappresenta la costante dielettrica nel vuoto;
- q rappresenta l'intensità di carica;
- $p(\vec{x})$ e $n(\vec{x})$ rappresentano rispettivamente la densità di particelle positive e negative.

Queste equazioni, insieme alla legge di continuità della corrente, $\nabla \cdot \vec{j} = 0$, diventano un sistema di equazioni differenziali, tutte accoppiate, che dipendono da una generica posizione \vec{x} .

Accanto al modello completo costituito dal sistema di equazioni differenziali della continuità delle specie accoppiate al campo elettrico, esistono modelli semplificati come il modello di Schottky. Questo modello prevede una risoluzione unidimensionale delle equazioni per calcolare il campo elettrico e di conseguenza il potenziale elettrico. Associato al potenziale elettrico vi è la differenza di potenziale V_0 o ΔV che esiste proprio sulla giunzione. Tutto questo considerando un funzionamento al buio. Significa che senza nessuna fonte luminosa, la cella presenta già una differenza di potenziale, sebbene minima e dell'ordine proprio dell'energy gap.

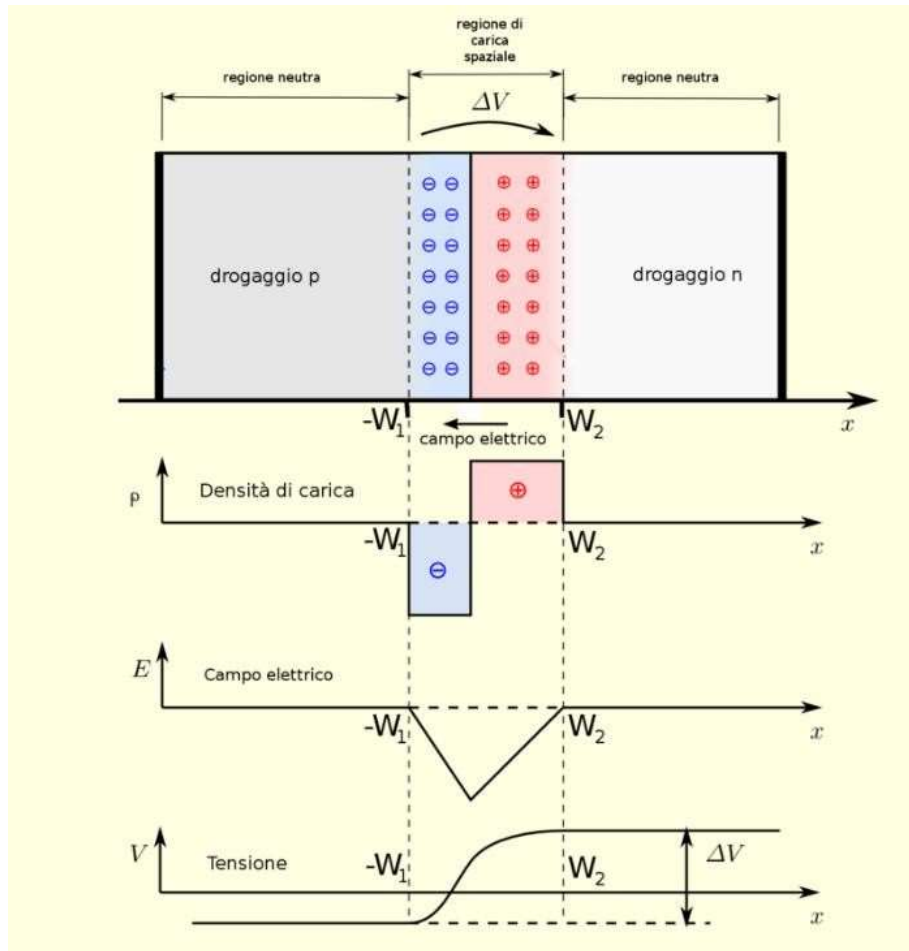


Figura 6. Schematizzazione semplificata del modello di Schottky

Se a questa cosiddetta “barriera di potenziale” si somma o si sottrae un’ulteriore differenza di potenziale esterna, si parla di un processo di polarizzazione. La polarizzazione della cella può essere inversa, se al potenziale già presente si somma quello esterno, o diretta se si sottrae. Nel primo caso si favorisce il flusso di deriva \vec{J}_s che, essendo legato alle cariche minoritarie, può aumentare fino a un limite, detto limite di saturazione. Nel secondo caso, invece, si favorisce il flusso di diffusione \vec{J}_d che, essendo legato alle cariche maggioritarie, può aumentare anche in maniera esponenziale. È stato dimostrato così ciò che era stato detto all’inizio, ovvero che il campo elettrico riesce a generare una differenza di potenziale tale da indirizzare le cariche elettriche verso gli elettrodi in moto ordinato. Equivalentemente, questo significa aver generato una corrente elettrica.

In definitiva, quindi, è possibile definire l'intensità di corrente in funzione della differenza di potenziale che esiste ai capi della cella. Per farlo si fa riferimento all'equazione di Shockley che descrive il comportamento della cella ideale al buio:

$$i = i_s(e^{V/V_T} - 1) \quad (1.5)$$

Dove:

- I_s rappresenta la corrente di saturazione inversa;
- V rappresenta la tensione ai capi della cella;
- $V_T = \frac{kT}{q}$ rappresenta la tensione termica e dipende naturalmente dalla costante di Boltzmann e dalla temperatura.

Tale equazione descrive la cosiddetta "caratteristica della cella fotovoltaica al buio" che viene assimilata ad un diodo ideale. È possibile, inoltre, tracciare il grafico del comportamento in un diagramma che presenta in ascissa la tensione ai capi della cella e in ordinata la corrente che si genera al suo interno:

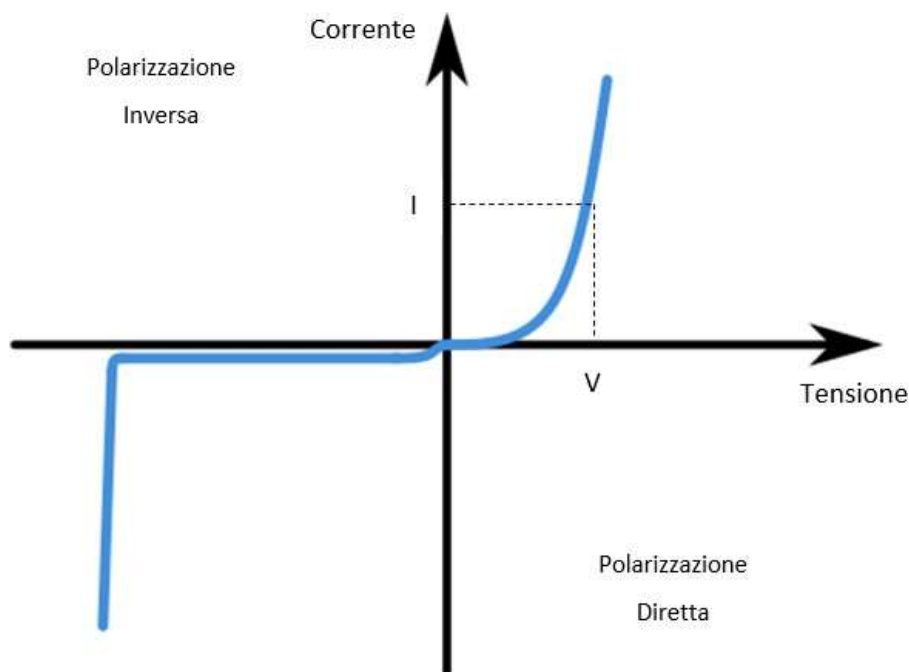


Figura 7. Caratteristica della cella fotovoltaica al buio

Ora, immaginando di esporre il modulo fotovoltaico al Sole, questo verrà investito di radiazione elettromagnetica e i fotoni con energia sufficiente libereranno coppie elettroni-lacuna. Attraverso il

campo elettrico interno al modulo, queste cariche verranno accelerate fuori dalla depletion zone fino agli elettrodi, incanalandosi così in un circuito elettrico creando una corrente cosiddetta “fotogenerata”:

$$I_{ph} = \alpha G \quad (1.6)$$

Questa corrente è naturalmente dipendente dall’irradianza G e dalle proprietà del materiale attraverso il coefficiente α . Essendo questa corrente opposta alla corrente diffusiva, poiché concorde al campo elettrico \vec{E} , essa viene schematizzata come un generatore di corrente posto in antiparallelo al diodo. Si arriva così alla definizione della caratteristica elettrica di una cella ideale al Sole che è come quella al buio, ma traslata verso il basso proprio della quantità I_{ph} .

$$I = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right) \quad (1.7)$$

Generalmente, anziché far riferimento al quarto quadrante, si ribalta la caratteristica per vederla nel primo quadrante, come mostrato figura 8.

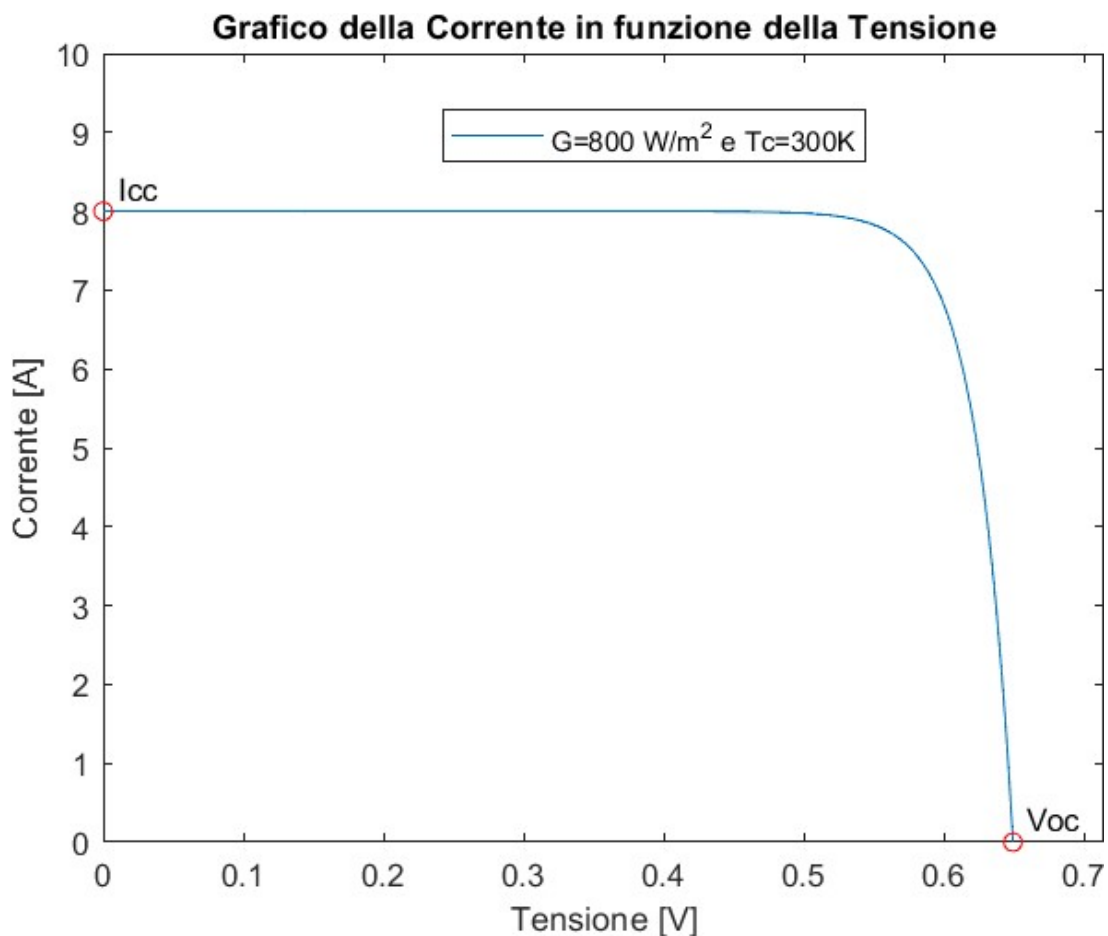


Figura 8. Caratteristica ideale ottenuta per $G=800 \text{ W/m}^2$ e $T=300 \text{ K}$

All'interno del grafico sono evidenziati due particolari punti:

- I_{cc} rappresenta la corrente di corto circuito;
- V_{oc} rappresenta la tensione a vuoto.

Ottenuta la caratteristica $I - V$ è possibile definire anche la curva della Potenza P in funzione della tensione. La potenza, per definizione può essere vista come il prodotto tra I e V .

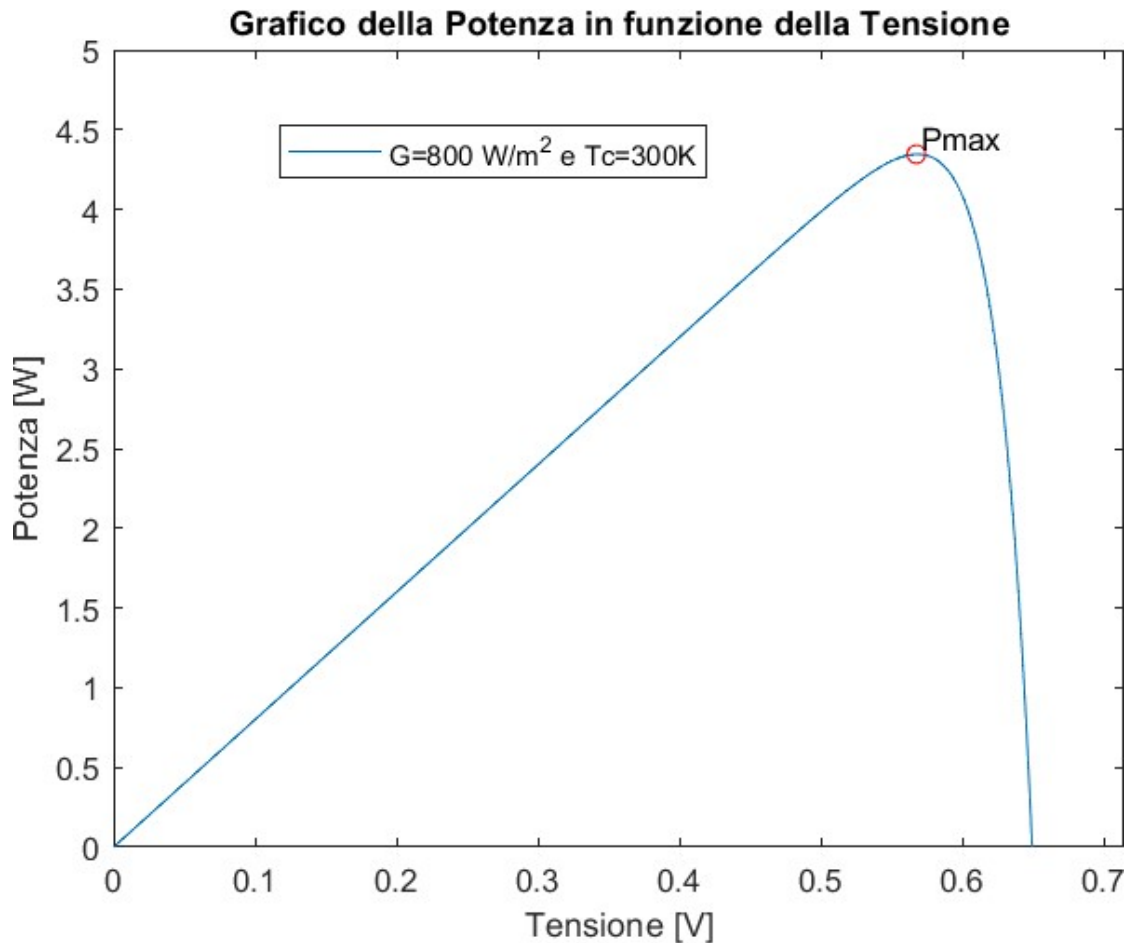


Figura 9. Curva della Potenza in funzione della Tensione per $G=800 \text{ W/m}^2$ e $T=300 \text{ K}$

In questo caso, il punto di particolare interesse risulta essere quello di massima potenza. Generalmente, si cerca sempre di lavorare nell'intorno di questo valore e per farlo si usano i cosiddetti "inseguitori di massima potenza", Maximum Power Point Tracker (MPPT).

Quanto detto finora fa riferimento al comportamento della cella ideale. Nella realtà, però, la corrente generata nella cella risulta essere ridotta a causa delle perdite. Le perdite possono essere dovute ai fenomeni di ricombinazione oppure legate ai contatti ohmici. Queste due perdite possono essere schematizzate in un circuito equivalente: la prima come una resistenza posta in parallelo R_{sh} , poiché

viene considerata una diminuzione di corrente dovuto ad un minor flusso di cariche, per la seconda invece come una resistenza in serie R_s , poiché viene vista come una caduta di potenziale a contatto elettrodo-cella.

La corrente che effettivamente viene generata dalla cella segue una legge del tipo:

$$I = \alpha G - I_s \left(e^{\frac{V+R_s I}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (1.8)$$

La schematizzazione della cella reale viene così definita:

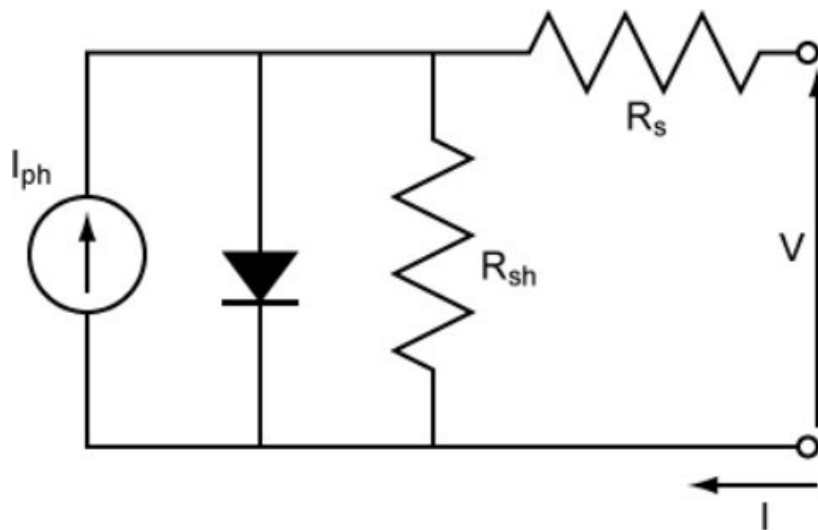


Figura 10. Circuito equivalente di una cella reale

1.4 Gli effetti dell'irradianza e della temperatura ambiente sulle prestazioni della cella fotovoltaica

Tutte le grandezze elettriche citate finora, come I_{sc} , V_{oc} , P_{max} , corrente e tensione in corrispondenza della massima potenza I_{mpp} e V_{mpp} , dipendono quindi da irradianza e temperatura di cella che sono dei parametri fortemente variabili in base alle condizioni metereologiche o alla località in cui le celle fotovoltaiche operano. A causa di ciò, è stato necessario fissare delle condizioni di riferimento rispetto alle quali è possibile calcolare le grandezze elettriche nelle diverse condizioni operative, utilizzando dei coefficienti sperimentali.

Le condizioni di riferimento sono principalmente due e prendono il nome di Standard Test Condition (STC) e Nominal Operating Cell Temperature (NOCT).

Nel primo caso vengono effettuate le prove sulle celle considerando:

- Irradianza G pari a 1000 W/m^2 ;
- Temperatura ambiente pari a $25 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Indice di massa d'aria AM pari a 1.5 .

Nel secondo caso, invece, si considerano:

- Irradianza G pari a 800 W/m^2 ;
- Temperatura ambiente pari a $20 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Velocità del vento pari a 1 m/s .

Tramite le espressioni normate nell'ambito del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), ma pur sempre approssimate poiché trovate attraverso metodi sperimentali ed empirici, è possibile calcolare corrente, tensione e potenza in condizioni diverse da quelle di riferimento, a patto che si conoscano irradianza e temperatura di cella.

Per la corrente, vista sia come I_{sc} che I_{mpp} vale:

$$I(G, T_c) = I(STC) \cdot G/1000 \cdot (1 + \alpha\Delta T) \quad (1.9)$$

Per la tensione, vista sia come V_{oc} che V_{mpp} vale:

$$V(T_c) = V(STC) \cdot (1 + \beta\Delta T) \quad (1.10)$$

Per la potenza massima P_{max} vale:

$$P_{max}(G, T_c) = P_{max}(STC) \cdot G/1000 \cdot (1 + \gamma_p\Delta T) \quad (1.11)$$

I coefficienti α_{Isc} , α_{Impp} , β_{Voc} , β_{Vmpp} e γ_P vengono generalmente forniti dal costruttore, mentre il ΔT è calcolato come differenza tra le condizioni di cella operative e quelle di riferimento STC.

Da tutte queste equazioni, quindi, si può notare una forte dipendenza della corrente generata dalle condizioni di irradianza e temperatura di cella. In particolare, si vede che all'aumentare dell'irradianza G , le curve tendono spostarsi verso l'alto, ovvero una maggior irradianza porta ad una maggiore intensità di corrente. Stesso discorso vale anche per la curva della potenza.

Si trova conferma di quanto detto anche attraverso le seguenti figure che mostrano l'andamento della caratteristica elettrica $I - V$ e della potenza P al variare di G .

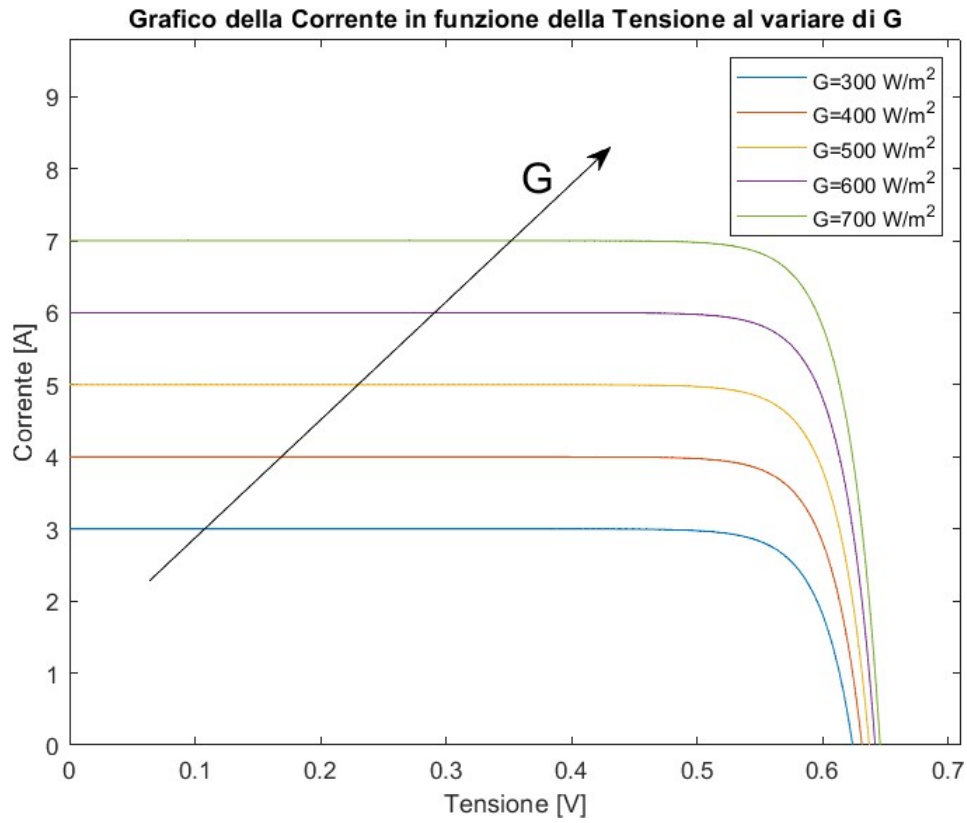


Figura 11. Caratteristica I-V al variare di G

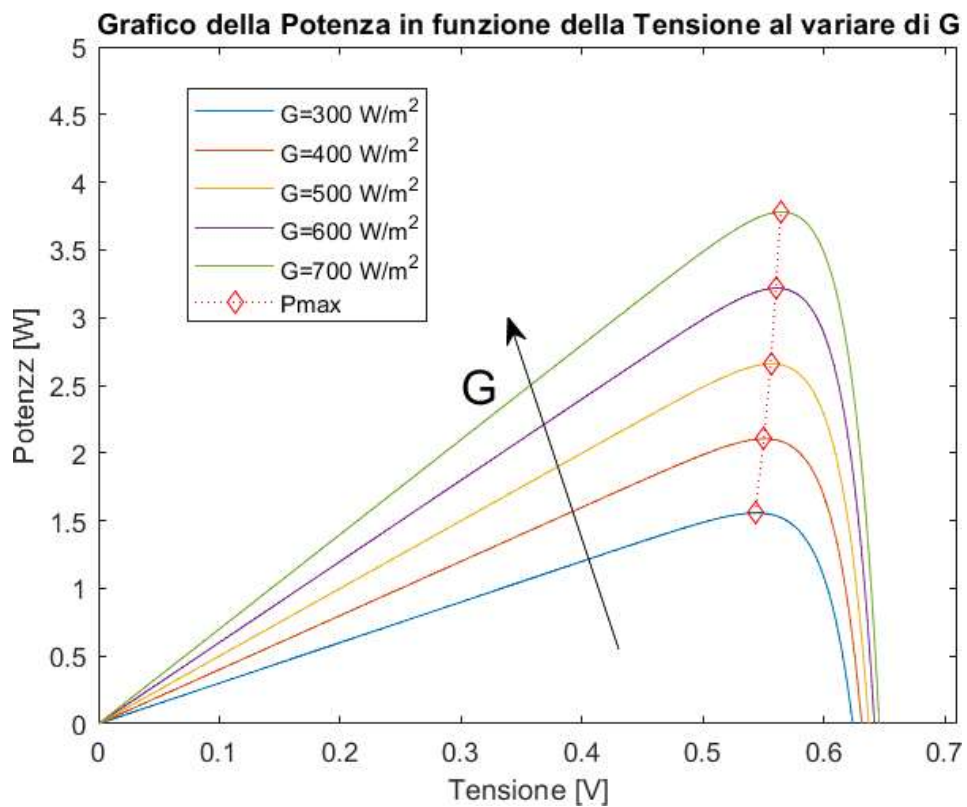


Figura 12. Curve della Potenza al variare di G

Al contrario, la corrente e la potenza diminuiscono all'aumentare della temperatura di cella T_c , come mostrato nelle seguenti figure:

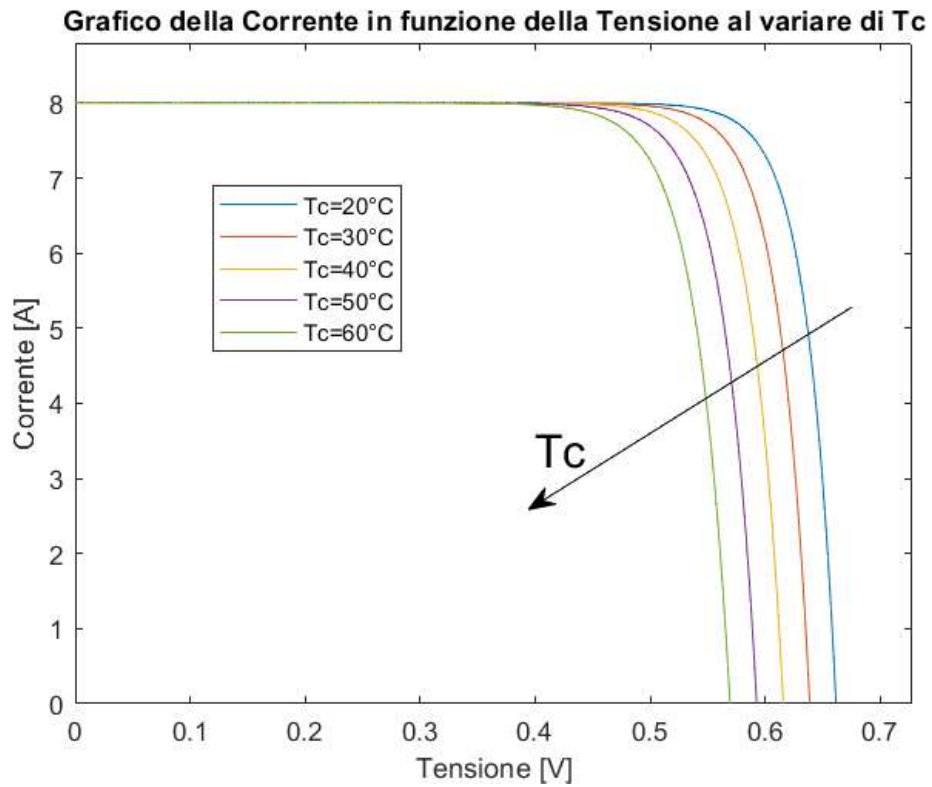


Figura 13. Caratteristica I-V al variare di T_c

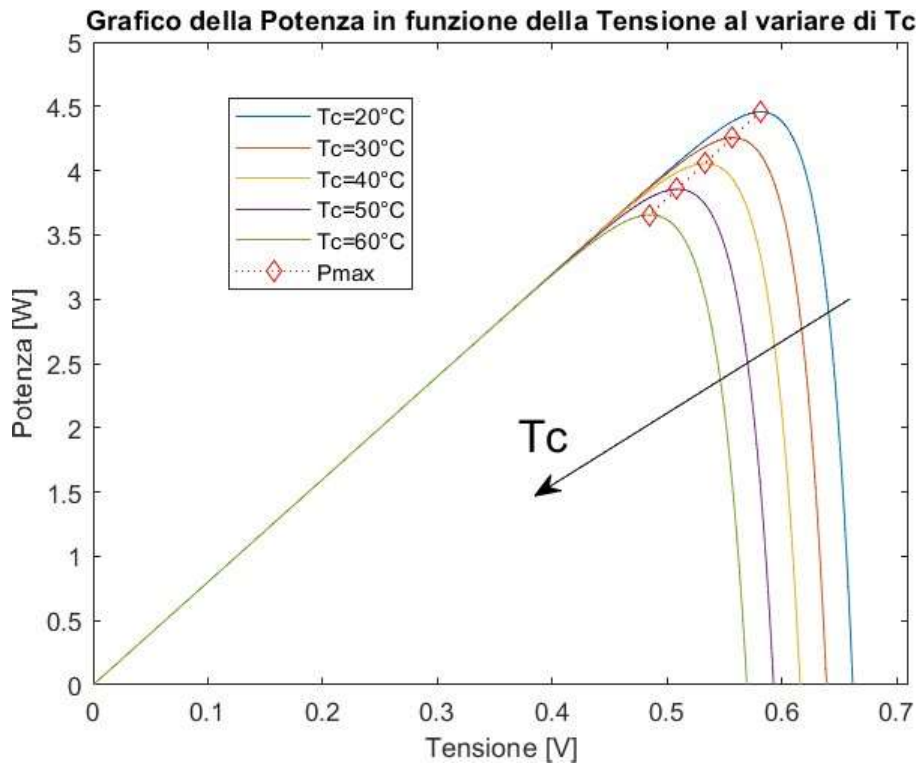


Figura 14. Curve della Potenza al variare di T_c

Diventa pertanto di particolare importanza la definizione corretta della temperatura di cella T_c , poiché da essa dipende l'intensità di corrente generata e di conseguenza anche la potenza ricavata dal modulo fotovoltaico.

Esiste inoltre una formula che consente di calcolare la temperatura di cella definita una temperatura ambiente e un'irradianza diverse dalle condizioni di riferimento:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G \quad [^{\circ}C] \quad (1.12)$$

Questa grandezza rappresenta un valor medio della temperatura di cella, pertanto non si ha un'effettiva definizione della stessa, calcolata da un procedimento analitico che tiene in considerazione tutti gli scambi termici che le celle e i moduli hanno con l'ambiente esterno nel quale operano e delle sorgenti di calore, dovute agli effetti della potenza ohmica sviluppata nei circuiti e della potenza prodotta dall'irradianza che agisce sul modulo.

La potenza termica generata invece da parte dell'irradianza può essere descritta dalla formula:

$$P_{sol} = GA \quad [W] \quad (1.13)$$

dove G rappresenta proprio l'irradianza e A invece l'area del modulo sottoposto alla luce.

Obiettivo di questo lavoro è caratterizzare in maniera puntuale il campo di temperatura agente sulla cella e capire come questo può influire sulle grandezze elettriche.

Naturalmente tale processo fa parte di un progetto di ricerca iniziato proprio con questo lavoro. È necessario, quindi, procedere per step e in maniera iterativa per trovare un modello teorico e numerico che rispecchi quanto più possibile la realtà e quindi i dati sperimentali.

1.5 Il modulo fotovoltaico

Prima di passare al capitolo 2, dove vengono analizzati gli aspetti numerici e analitici dei modelli, l'ultimo paragrafo di questo capitolo è dedicato ad una descrizione dei componenti presenti all'interno del modulo e della singola cella.

La cella è l'elemento base del modulo fotovoltaico. L'unione di più celle, collegate in serie, crea infatti il modulo. Più moduli collegati tra loro formano la stringa e, infine, più stringhe, anch'esse collegate in serie o in parallelo, definiscono il generatore, comunemente chiamato impianto o campo fotovoltaico.

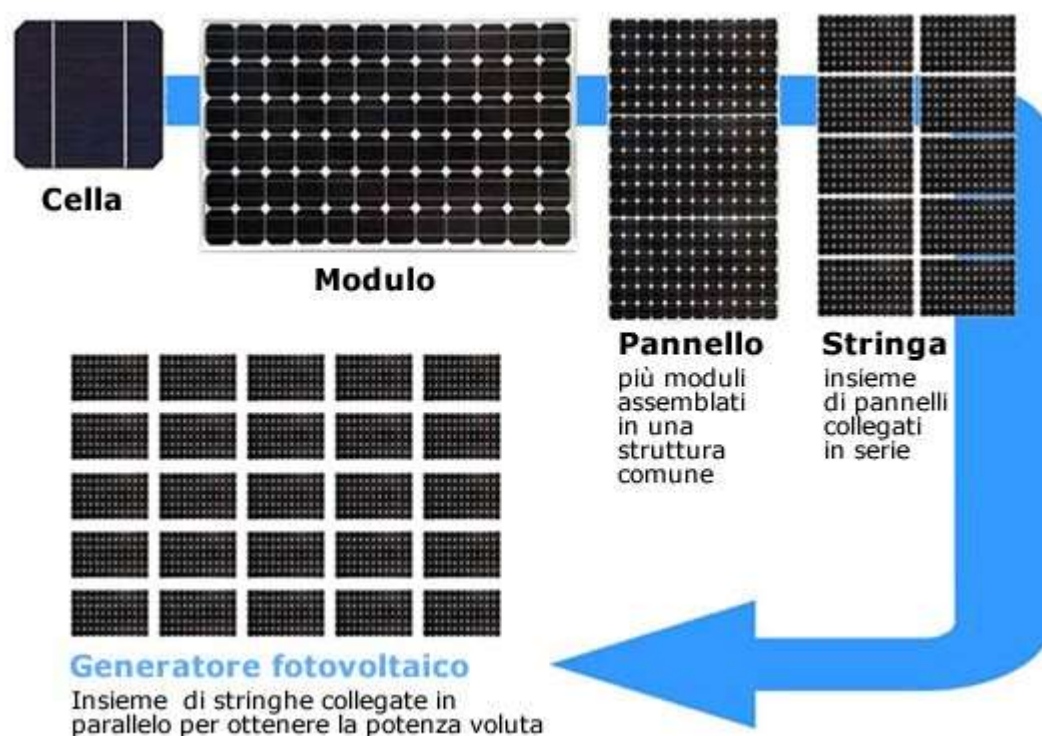


Figura 15. Da cella a generatore

Le celle fotovoltaiche, le più diffuse sul mercato, sono costituite da un materiale semiconduttore, generalmente silicio, riconducibile ad una giunzione n-p. Quando la radiazione solare investe la cella vengono liberate delle cariche e, grazie al campo elettrico e alla differenza di potenziale della giunzione stessa, vengono convogliate verso i contatti. Tipicamente la cella è formata da uno strato di silicio, drogato di tipo P, detta base (nel quale effettivamente avviene l'assorbimento della luce), al di sopra del quale viene posizionato un altro strato di silicio, questa volta drogato di tipo N (dove invece avviene lo spostamento delle cariche verso i contatti). Per raccogliere le cariche, vengono posti un contatto inferiore alla base, grande quanto la cella, e dei contatti superiori che vanno a formare una vera e propria griglia. Questa griglia, generalmente di materiale metallico come argento,

alluminio o rame, è composta da due tipologie di contatti, ovvero i fingers, stretti, sottili e distribuiti uniformemente sulla superficie della cella e i busbars, delle vere e proprie piste metalliche, più spesse e più larghe, che hanno lo scopo di trasportare la corrente generata verso l'esterno. Le celle, inoltre, sono collegate tra loro da una terza tipologia di conduttore detta ribbon.

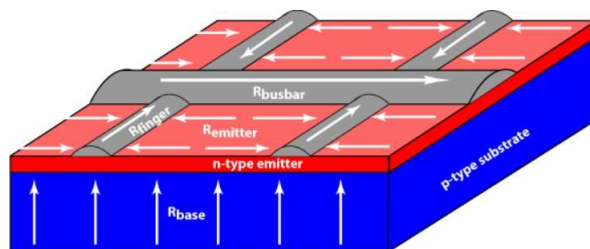


Figura 16. Schematizzazione semplificata della cella fotovoltaica (fonte: PVEducation).

L'insieme di più celle collegate tra loro, in serie o in parallelo, forma il modulo fotovoltaico. La struttura del modulo può essere schematizzata con:

- *Junction box o scatola di giunzione*: elemento che serve per collegare i diversi moduli;
- *Backsheet*: foglio generalmente di polietilene che ha la funzione di isolare elettricamente e proteggere dalle condizioni ambientali;
- *Encapsulant o isolante*: materiale polimerico che incapsula la matrice di celle per formare una chiusura ermetica. Generalmente è etilene-vinil-acetato, comunemente chiamato EVA. È presente sia sopra che sotto le celle.
- *Solar cells o matrice di celle*: l'unione di più celle viste in precedenza;
- *Tempered glass o vetro temperato*: uno spessore di vetro temperato che ha la funzione di proteggere i componenti interni al modulo;
- *Aluminium frame o cornice*: tutti gli elementi vengono montati all'interno di una cornice, generalmente in alluminio, che ha la funzione di dare robustezza al pannello.

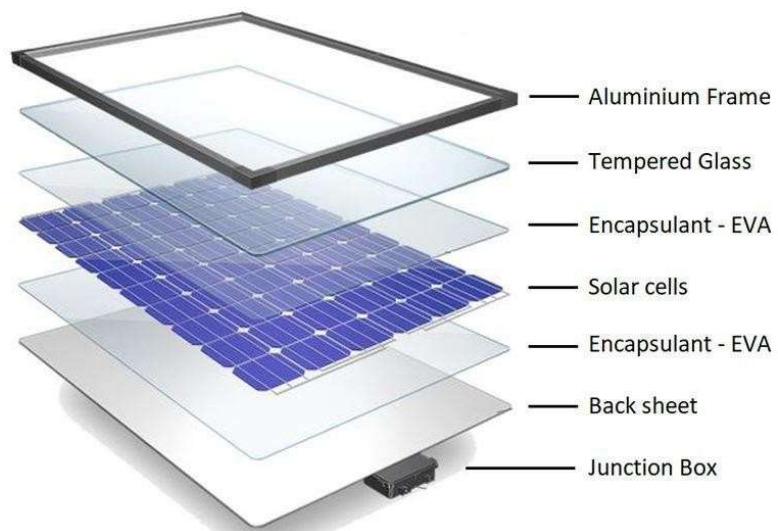


Figura 17. Struttura di un modulo fotovoltaico

Capitolo 2 - Modello analitico e numerico bidimensionale per il calcolo della distribuzione della temperatura di cella al variare dei parametri ambientali

Come detto in precedenza, è di particolare importanza la definizione corretta della temperatura di cella T_c poiché da essa dipende l'intensità di corrente generata e di conseguenza anche la potenza ricavata dal modulo fotovoltaico. Nel paragrafo 1.5 è stata citata la formula caratteristica più utilizzata in letteratura per la definizione della temperatura di cella, definita una temperatura ambiente e un'irradianza diverse dalle condizioni di riferimento, ovvero la formula 1.12. Come visto, però, questa grandezza rappresenta un valor medio della temperatura di cella, pertanto, non si ha un'effettiva definizione della stessa, calcolata da un procedimento analitico che tenga in considerazione della potenza ohmica sviluppata nei circuiti e della potenza prodotta dall'irradianza che agisce sul modulo.

In letteratura scientifica sono presenti numerosi esempi di caratterizzazione della temperatura di cella attraverso metodologie numeriche in una o più dimensioni. Esistono alcuni progetti di ricerca che mirano a valutare la distribuzione della temperatura di cella, accoppiando anche un modello termoelettrico, ma l'idea di base di caratterizzare il processo iterativo con una soluzione analitica delle condizioni al contorno delle singole celle, non è presente in alcuno di essi.

Tra i paper più rilevanti della ricerca bibliografica sono stati studiati i seguenti:

- *An accurate thermal model for the PV electric generation prediction: long-term validation in different climatic conditions, Piero Bevilacqua et al;*
- *Temperature distribution of photovoltaic module based on finite element simulation, Jicheng Zhou et al;*
- *Numerical analysis on the thermal characteristics of photovoltaic module with ambient temperature variation, Jong Pil Kim et al;*

Nel primo caso, lo studio propone un modello termico unidimensionale transitorio di moduli fotovoltaici che fornisce la distribuzione della temperatura attraverso lo spessore del pannello, utilizzato per prevedere la produzione di elettricità in condizioni meteorologiche variabili. Il modello è stato implementato e validato considerando la temperatura della superficie posteriore del modulo la potenza elettrica prodotta misurata in un apparato sperimentale situato presso l'Università della

Calabria (Italia).

Nel secondo caso, lo studio indaga l'effetto della temperatura operativa di cella, ottenuta attraverso un programma di simulazione di analisi termica in software ad elementi finiti, sulle prestazioni e le caratteristiche termiche del modulo fotovoltaico. Tale lavoro si basa quindi su una soluzione prettamente numerica dell'equazione del calore.

L'ultimo caso, invece, propone un modello termico tridimensionale di un tipico modulo fotovoltaico policristallino (FV) eseguito, anche in questo caso, in un software a elementi finiti. Basandosi su tale modello sono state analizzate e simulate la distribuzione della temperatura sul modulo, senza valutare però un effetto dovuto alle singole celle e ai componenti elettrici presenti nella cella. È stata fatta un'analisi basandosi solo sull'irraggiamento, trascurando la presenza di una componente ohmica. Sono stati studiati però gli effetti di condizioni ambientali quali irraggiamento solare, velocità del vento, temperatura ambiente.

La metodologia proposta in questa tesi presenta spunti di originalità, essenzialmente legati ad una valutazione molto accurata del campo di temperatura con la definizione dei dettagli di cella e ad una accurata valutazione dei termini di sorgente, che includono anche il contributo ohmico. Inoltre, la procedura iterativa adottata, descritta nel capitolo successivo, consente una accurata definizione delle condizioni al contorno delle celle fotovoltaiche andando così ad arrivare al dettaglio di singola cella al quale correlare le correnti erogate con estrema precisione. Il modello termoelettrico è basato su una procedura semi-analitica che ricorre alla soluzione analitica per determinare le condizioni al contorno e a quella numerica per ottenere il dettaglio dei campi di temperatura nelle celle.

A tal scopo, sono stati sviluppati diversi codici che hanno sempre però, come base di partenza, un modello analitico e un modello numerico.

In questo capitolo verrà analizzata la teoria alla base dei due modelli per cercare di comprenderne meglio il funzionamento.

2.1 Bilancio energetico della cella e del modulo fotovoltaico in condizioni stazionarie

L'equazione che regola il profilo di temperatura del caso studio è l'equazione della diffusione del calore. Nella sua formulazione più generale di trasmissione del calore per conduzione, è un'equazione differenziale alle derivate parziali del secondo ordine, scritta come:

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = k \nabla^2 T + q \quad (2.1)$$

Dove:

- $\rho c \frac{\partial T}{\partial t}$ rappresenta il termine non stazionario, ovvero come varia la temperatura nel tempo, con ρ densità del materiale e c calore specifico;
- $k \nabla^2 T$ rappresenta il termine di variazione della temperatura nello spazio, con k conducibilità e ∇^2 operatore laplaciano, ovvero la somma delle derivate seconde nelle tre direzioni;
- q rappresenta il termine di produzione o dissipazione del calore, quindi termine sorgente o pozzo.

Di questa equazione, sotto determinate ipotesi, ritroviamo dei casi ben noti in letteratura:

- Equazione di Laplace – se viene meno sia il termine non stazionario che il termine pozzo/sorgente

$$\nabla^2 T = 0 \quad (2.2)$$

- Equazione di Poisson – se viene meno solo il termine non stazionario

$$k \nabla^2 T + q = 0 \quad (2.3)$$

Nel caso in analisi, si fa riferimento ad un problema di cui conosciamo le condizioni della temperatura sul contorno del dominio fisico. In queste condizioni, il problema prende il nome di “Problema di Dirichlet”.

Ipotesi fondamentale della trattazione che segue è la bidimensionalità del problema, unita alla stazionarietà. Sotto queste ipotesi quindi si sta risolvendo l'equazione 2D di Poisson.

Le equazioni descritte, in analisi matematica, sono continue su tutto il dominio, pertanto, per poterle risolvere al calcolatore è necessario discretizzare il dominio fisico, attraverso l'operazione di mesh e discretizzare le equazioni stesse, attraverso dei metodi alle differenze finite.

L'operazione di mesh consiste infatti nell'andare a dividere il dominio fisico in tante "celle di calcolo", caratterizzate da una loro dimensione e individuare i vertici di tali celle per poter andare a risolvere le equazioni in maniera puntuale. Nel seguente elaborato viene utilizzata una mesh di tipologia strutturata: in questa tipologia di mesh, per il caso 2D, esistono due famiglie di linee che si intersecano una e una sola volta, individuando, nella loro intersezione un unico punto di calcolo perfettamente definito da due indici (i, j) . Il problema da risolvere è bidimensionale, dal momento che gli spessori di cella hanno ordini di grandezza molto piccoli, si trascura ciò che accade nella terza dimensione in direzione dell'asse delle quote (z) e dello spessore di cella.

Per quanto riguarda la discretizzazione delle equazioni, come detto, vengono utilizzati dei metodi alle differenze finite. Tali metodi prevedono che le derivate, dell'equazione differenziale, vengano ricavate a partire dagli sviluppi in serie di Taylor. In particolare, una derivata, nello spazio o nel tempo, può essere discretizzata con sviluppi in serie in avanti, all'indietro o centrati, in base a come si decide di operare.

Per il caso studio, dove sono presenti delle derivate seconde, si utilizza il metodo delle differenze centrate. Vengono scritte prima differenze finite in avanti e all'indietro:

$$T_{i+1} = T_i + \frac{\partial T}{\partial x} |_i \Delta x + \frac{1}{2!} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} |_i (\Delta x)^2 + \frac{1}{3!} \frac{\partial^3 T}{\partial x^3} |_i (\Delta x)^3 + O(\Delta x)^4 \quad (2.4)$$

$$T_{i-1} = T_i + \frac{\partial T}{\partial x} |_i \Delta x + \frac{1}{2!} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} |_i (\Delta x)^2 + \frac{1}{3!} \frac{\partial^3 T}{\partial x^3} |_i (\Delta x)^3 + O(\Delta x)^4 \quad (2.5)$$

Sommando 2.4 e 2.5 i termini con le derivate dispari si elidono e si ottiene:

$$T_{i+1} + T_{i-1} = 2T_i + \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} |_i (\Delta x)^2 + O(\Delta x)^4 \quad (2.6)$$

Esplicitando la derivata seconda, si ottiene:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} |_i = \frac{T_{i+1} + T_{i-1} - 2T_i}{(\Delta x)^2} \quad (2.7)$$

Dove $O(\Delta x)^2$ rappresenta l'errore di troncamento, ovvero l'errore che si commette nell'andare ad approssimare una derivata con una differenza finita e, come si può notare, dipende dalla spaziatura della griglia al quadrato; più è piccola, quindi più la griglia è fine, minore sarà l'errore commesso.

Come detto, però, il caso studio è bidimensionale; quindi, anziché considerare solo la componente x e l'indice i , è necessario considerare anche la componente y e l'indice j . La formula che si ricava è molto simile alla 2.7, ma presenta il doppio indice:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} |_{i,j} = \frac{T_{i+1,j} + T_{i-1,j} - 2T_{i,j}}{(\Delta x)^2} + O(\Delta x)^2 \quad (2.8)$$

$$\frac{\partial^2 T}{\partial y^2} |_{i,j} = \frac{T_{i+1,j} + T_{i-1,j} - 2T_{i,j}}{(\Delta y)^2} + O(\Delta y)^2 \quad (2.9)$$

Tali formule verranno utilizzate nel capitolo inerente al modello numerico. Prima di ciò, viene analizzato il modello analitico.

2.2 Risoluzione analitica del bilancio energetico

L'approccio analitico utilizzato è presente in diversi ambiti della scienza e ha in alcuni casi particolari la possibilità di esprimere in forma chiusa la soluzione. Questo tipo di approccio è il più preciso ed efficace ma non è sempre applicabile.

In particolare, l'equazione utilizzata nella trattazione è un'equazione differenziale alle derivate parziali (EDDP) del secondo ordine che presenta un termine legato al laplaciano del campo e un termine sorgente:

$$D \cdot \nabla^2 T(\vec{r}) + S(\vec{r}) = 0 \quad (2.10)$$

Dove:

- \vec{r} rappresenta il raggio vettore, ovvero il vettore che lega un generico punto di coordinate (x, y) all'origine del sistema di riferimento;
- $D \cdot \nabla^2 \phi(\vec{r})$ rappresenta il termine legato al laplaciano del campo, quindi alle derivate seconde del campo nello spazio, moltiplicato per il coefficiente D di diffusione;
- $S(\vec{r})$ rappresenta il termine sorgente che può essere una generica funzione dello spazio.

La soluzione di tale equazione si basa sullo sviluppo di autofunzioni del laplaciano e della cosiddetta funzione di Green.

Prima di tutto quindi è necessario conoscere le autofunzioni del laplaciano della temperatura, considerando un problema esclusivamente bidimensionale.

Il problema da risolvere risulta essere del tipo:

$$\nabla^2 T(x, y) = \lambda \cdot T(x, y) \quad (2.11)$$

Indicando con λ il generico autovalore dell'equazione. Viene posta l'uguaglianza $\lambda = -B^2$.

Per calcolare le autofunzioni associate agli autovalori è possibile utilizzare il processo di separazione delle variabili: il campo di temperatura $T(x, y)$ viene visto come prodotto di una funzione $X(x)$ dipendente esclusivamente dalla variabile x e di una funzione $Y(y)$ dipendente esclusivamente dalla variabile y . Ovvero:

$$T(x, y) = X(x) \cdot Y(y) \quad (2.12)$$

Sostituendo la 2.13 nella 2.12 e dividendo per $T(x, y)$ ambo i membri, si ritrova un'equazione del tipo:

$$\frac{X''(x)}{X(x)} + \frac{Y''(y)}{Y(y)} + B^2 = 0 \quad (2.13)$$

Tale equazione può essere identicamente soddisfatta solo se ciascuno dei termini al primo membro è una costante, poniamo $-\alpha^2$ e $-\beta^2$ e queste costanti sono tali che:

$$-\alpha^2 - \beta^2 + B^2 = 0 \rightarrow B^2 = \alpha^2 + \beta^2 \quad (2.14)$$

Se allora:

$$\frac{X''(x)}{X(x)} = -\alpha^2 \rightarrow X''(x) + \alpha^2 \cdot X(x) = 0 \quad (2.15)$$

$$\frac{Y''(y)}{Y(y)} = -\beta^2 \rightarrow Y''(y) + \beta^2 \cdot Y(y) = 0 \quad (2.16)$$

Per calcolare gli autovalori e le autofunzioni è necessario imporre le condizioni al contorno. Nel caso specifico analizzato, viene posto che sui bordi nella cella vi sia temperatura ambiente e viene definita una nuova variabile $\theta(x, y) = T(x, y) - T_{ambiente}$ così che le condizioni al contorno siano tutte identicamente nulle. Equivalentemente, se i bordi vengono definiti attraverso le variabili a e b , le condizioni al contorno per le funzioni $X(x)$ e $Y(y)$ possono essere scritte come segue:

$$X(0) = X(a) = 0 \quad (2.17)$$

$$Y(0) = Y(b) = 0 \quad (2.18)$$

Sotto queste ipotesi, affinché siano verificate le equazioni 2.16 e 2.17, è necessario che:

$$\alpha_n = \frac{n\pi}{a} \quad (2.19)$$

$$X_n(x) = \sqrt{\frac{2}{a}} \cdot \sin\left(\frac{n\pi}{a} \cdot x\right) = \sqrt{\frac{2}{a}} \cdot \sin(\alpha_n \cdot x) \quad (2.20)$$

$$\beta_m = \frac{m\pi}{b} \quad (2.21)$$

$$Y_m(y) = \sqrt{\frac{2}{b}} \cdot \sin\left(\frac{m\pi}{b} \cdot y\right) = \sqrt{\frac{2}{b}} \cdot \sin(\beta_m \cdot y) \quad (2.22)$$

Con $n = 1, \dots, \infty$ ed $m = 1, \dots, \infty$ e considerando i coefficienti di normalizzazione delle autofunzioni pari rispettivamente a $\sqrt{\frac{2}{a}}$ per la direzione x e $\sqrt{\frac{2}{b}}$ per la direzione y .

Pertanto, si può dire che gli autovalori del laplaciano della temperatura sono:

$$\lambda_{nm} = -B_{nm}^2 = -\alpha_n^2 - \beta_m^2 \quad (2.23)$$

e le autofunzioni sono:

$$\phi_{n,m} = X_n(x) \cdot Y_m(y) = \frac{2}{\sqrt{ab}} \cdot \sin(\alpha_n \cdot x) \cdot \sin(\beta_m \cdot y) \quad (2.24)$$

Una volta noti autovalori e autofunzioni è possibile ricavare la soluzione analitica dell'equazione 2.10 sfruttando la teoria della funzione di Green. Il problema, come detto, risulta essere caratterizzato dalla suddetta equazione e le condizioni al contorno imposte nelle 2.17 e 2.18.

Supponendo che le autofunzioni trovate formano una base ortonormale e completa, è possibile sviluppare sia $T(\vec{r})$ che $S(\vec{r})$ in funzione delle $T_k(\vec{r}) = \phi_{nm}(\vec{r})$ come segue:

$$T(\vec{r}) = \sum_{k=1}^{\infty} C_k \cdot T_k(\vec{r}) \quad (2.25)$$

dove:

$$C_k = \int_{\bar{S}} T(\vec{r}') \cdot T_k(\vec{r}') dS' \quad (2.26)$$

e:

$$S(\vec{r}) = \sum_{k=1}^{\infty} s_k \cdot T_k(\vec{r}) \quad (2.27)$$

dove:

$$s_k = \int_{\bar{S}} S(\vec{r}') \cdot T_k(\vec{r}') dS' \quad (2.28)$$

Indicando con \bar{S} il dominio di integrazione e con \vec{r}' la posizione della sorgente nel sistema di riferimento. Sostituendo queste ultime equazioni della 2.11 e ricordando la 2.12, si ottiene:

$$\sum_{k=1}^{\infty} C_k \cdot (-DB^2 \cdot T_k(\vec{r})) + \sum_{k=1}^{\infty} s_k \cdot T_k(\vec{r}) = 0 \quad (2.29)$$

Moltiplicando scalarmente per $T_l(\vec{r})$, integrando su \bar{S} e tenendo conto dell'ortonormalità delle autofunzioni, si trova:

$$-DB^2_k \cdot C_k + s_k = 0 \quad (2.30)$$

Da cui si ricava:

$$C_k = \frac{s_k}{DB_k^2} \quad (2.31)$$

Pertanto, è possibile ricavare il campo di temperatura come segue, partendo dalla 2.26:

$$\begin{aligned} T(\vec{r}) &= \sum_{k=1}^{\infty} \frac{s_k}{DB_k^2} \cdot T_k(\vec{r}) = \\ &= \sum_{k=1}^{\infty} \frac{T_k(\vec{r})}{B_k^2} \cdot \int_{\bar{S}} S(\vec{r}') \cdot T_k(\vec{r}') dS' = \int_{\bar{S}} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{T_k(\vec{r}) \cdot T_k(\vec{r}')}{DB_k^2} \cdot S(\vec{r}') dS' \quad (2.32) \end{aligned}$$

All'interno dell'integrale, la sommatoria prende proprio il nome di "Funzione di Green", sotto forma di sviluppo di autofunzioni del laplaciano:

$$G(\vec{r}' \rightarrow \vec{r}) = G(\vec{r} \rightarrow \vec{r}') = \sum_{k=1}^{\infty} \frac{T(\vec{r}) \cdot T_k(\vec{r}')}{DB_k^2} \quad (2.33)$$

Tale funzione rappresenta l'effetto che la sorgente posta in \vec{r} ha sul generico punto \vec{r}' . La forma finale del campo di temperatura può essere scritta in maniera semplificata come:

$$T(\vec{r}) = \int_S (\vec{r}' \rightarrow \vec{r}) \cdot S(\vec{r}') dS' \quad (2.34)$$

Posto che sono note le autofunzioni del laplaciano, poiché calcolate nella 2.24, sostituendo nella 2.33 è possibile scrivere:

$$G(\vec{r}' \rightarrow \vec{r}) = \sum_{k=1}^{\infty} \frac{T(\vec{r}) \cdot T_k(\vec{r}')}{DB_k^2} \quad (2.35)$$

Queste due formule appena descritte sono alla base di tutti i codici di calcolo che verranno analizzati nel capitolo successivo.

La trattazione che segue calcola la soluzione analitica andando a considerare come sorgente (\vec{S}), la funzione Delta di Dirac e una sorgente omogeneamente distribuita e costante su tutte le celle. Durante tutta la trattazione, viene sottinteso che la variabile calcolata attraverso il procedimento, sia analitico che numerico, è la distribuzione bidimensionale di temperatura $\theta(x, y)$, seppur, per semplicità di notazione, viene indicata con $T(x, y)$.

2.2.1 Caso di sorgente puntiforme

Nel caso in cui la sorgente viene considerata puntiforme, la stessa può essere trattata come una Delta di Dirac. Tale funzione ha una particolare proprietà all'interno dell'integrale:

$$\int \delta(x - a) \cdot f(x) dx = f(a) \quad (2.36)$$

Pertanto, la 2.34 diventa:

$$T(\vec{r}) = \int_S G(\vec{r}' \rightarrow \vec{r}) \cdot \delta(\vec{r}' \rightarrow \vec{r}_0) dS' = G(\vec{r}_0) \quad (2.37)$$

Ricordando la definizione della funzione di Green, degli autovalori e delle autofunzioni del laplaciano, definiti attraverso le equazioni 2.35, 2.24 e 2.25, è possibile ricavare il campo di temperatura in forma analitica come segue:

$$\begin{aligned}
T(\vec{r}) = G(\vec{r}_0) &= \sum_{k=1}^{\infty} \frac{T_k(\vec{r}) \cdot T_k(\vec{r}_0)}{DB_k^2} \\
&= \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(\vec{r}) \cdot \phi_{nm}(\vec{r}_0)}{DB_k^2} \\
&= \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \left(\frac{2}{\sqrt{ab}} \right)^2 \frac{\sin(\alpha_n \cdot x) \cdot \sin(\beta_m \cdot y) \cdot \sin(\alpha_n \cdot x_0) \cdot \sin(\beta_m \cdot y_0)}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2)} \quad (2.38)
\end{aligned}$$

2.2.2 Caso di sorgente uniformemente distribuita

Se si considera una funzione costante, ovvero che $S(r^{\rightarrow}) = S_0$ su tutta la cella, la 2.35 diventa:

$$\begin{aligned}
T(\vec{r}) &= \int_s G(\vec{r}' \rightarrow \vec{r}) \cdot S_0 dS' = S_0 \int_{\frac{s}{S}} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(\vec{r}) \cdot \phi_{nm}(\vec{r}')}{DB_k^2} = \\
&= S_0 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(\vec{r})}{DB_k^2} \int_{\frac{s}{S}} \phi_{nm}(\vec{r}') dS' = \\
&= S_0 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(x, y)}{DB_k^2} \int_0^{xc} \int_0^{yc} \left(\frac{2}{\sqrt{ab}} \right) \cdot \sin(\alpha_n \cdot x') \cdot \sin(\beta_m \cdot y') dx' dy' = \\
&= S_0 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(x, y)}{DB_k^2} \cdot \left(\frac{2}{\sqrt{ab}} \right) \int_0^{xc} \sin(\alpha_n \cdot x') dx' \int_0^{yc} \sin(\beta_m \cdot y') dy' = \\
&= S_0 \left(\frac{2}{\sqrt{ab}} \right) \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(x, y)}{DB_k^2} \cdot \frac{1}{\alpha_n} \cdot [\cos(\alpha_n \cdot x')]_0^{xc} \cdot \frac{1}{\beta_m} \cdot [\cos(\beta_m \cdot y')]_0^{yc} = \\
&= S_0 \left(\frac{2}{\sqrt{ab}} \right) \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{n,m}(x, y)}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2) \cdot \alpha_n \cdot \beta_m} \cdot [\cos(\alpha_n \cdot x_c) - 1] \cdot [\cos(\beta_m \cdot y_c) - 1]
\end{aligned}$$

In definitiva, quindi, il campo di temperatura può essere calcolato come:

$$S_0 \left(\frac{2}{\sqrt{ab}} \right)^2 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\sin(\alpha_n x) \cdot \sin(\beta_m y)}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2) \cdot \alpha_n \cdot \beta_m} \cdot [\cos(\alpha_n \cdot x_c) - 1] \cdot [\cos(\beta_m \cdot y_c) - 1] \quad (2.39)$$

2.3 Risoluzione numerica del bilancio energetico

L'approccio utilizzato per il modello numerico è naturalmente diverso dal precedente. Ciò che è stato studiato è come rendere il problema differenziale, come l'equazione del calore, un problema algebrico, da risolvere quindi con un sistema di equazioni lineari attraverso l'utilizzo delle differenze finite.

Prima di passare all'equazione di Poisson, ovvero l'equazione del calore stazionaria che prevede un termine sorgente, è stato studiato il caso più semplice dell'equazione di Laplace. Studiata quest'ultima, è stato sufficiente estendere il discorso all'equazione di Poisson, aggiungendo il termine sorgente. L'equazione di partenza risulta pertanto:

$$\nabla^2 T(\vec{r}) = 0 \quad (2.40)$$

Valutando il caso 2-D, l'equazione appena scritta diventa:

$$\frac{\partial^2 T(x, y)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T(x, y)}{\partial y^2} = 0 \quad (2.41)$$

Tutta la trattazione numerica, essendo una discretizzazione del problema continuo, si basa sulla definizione di una griglia di calcolo.

Per tale studio, in questo paragrafo viene descritta la procedura numerica di risoluzione dell'equazione del calore per una cella rettangolare di dimensioni x_c e y_c . Tale cella viene rappresentata nella sua più semplice definizione, ovvero come una piastra, priva di qualsiasi componente elettrico, che verrà aggiunto al modello nelle fasi successive di testing.

Questa piastra viene discretizzata in N_x celle in direzione x e N_y celle in direzione y .

Di conseguenza, è possibile calcolare la spaziatura tra le celle in direzione x e in direzione y :

$$\Delta x = \frac{x_c}{N_x} \quad (2.42)$$

$$\Delta y = \frac{y_c}{N_y} \quad (2.43)$$

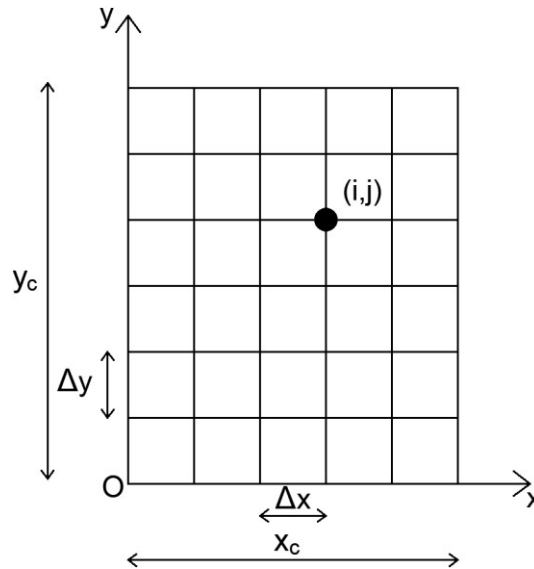


Figura 18. Discretizzazione della cella

Viene riportata, nella precedente figura, l'esempio di discretizzazione dove (i, j) è il generico punto della griglia di calcolo.

Attraverso il metodo delle differenze finite e, in particolare, delle differenze finite centrate del secondo ordine, è possibile discretizzare i due termini coinvolti nell'equazione 2.42 come segue, sottintendendo la dipendenza di T dalle variabili x e y , commettendo un errore di troncamento dell'ordine $O(\Delta x^2, \Delta y^2)$:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} \cong \frac{T_{i+1,j} + T_{i-1,j} - 2T_{i,j}}{\Delta x^2} \quad (2.44a) \quad e \quad \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \cong \frac{T_{i+1,j} + T_{i-1,j} - 2T_{i,j}}{\Delta y^2} \quad (2.44b)$$

Pertanto, per ogni punto interno della griglia, l'equazione 2.38 diventa:

$$\frac{T_{i+1,j} + T_{i-1,j} - 2T_{i,j}}{\Delta x^2} + \frac{T_{i+1,j} + T_{i-1,j} - 2T_{i,j}}{\Delta y^2} = 0 \quad (2.45)$$

All'interno di questa equazione, di tipo algebrico, compaiono per ogni punto (i, j) cinque incognite e il termine noto risulta essere pari a zero quando nel calcolo non sono coinvolti punti di bordo; in tali punti esiste la soluzione al contorno e si suppone sia sempre nota.

In generale, quindi, si può dire che il sistema algebrico da risolvere è del tipo:

$$\hat{A}T = b \quad (2.46)$$

Dove:

- \hat{A} rappresenta la matrice dei coefficienti del sistema ed è una matrice di tipo "Pentadiagonale", ovvero con cinque diagonali i cui coefficienti sono diversi da zero;

- T rappresenta il vettore delle incognite, ovvero la temperatura nei punti della mesh;
- b rappresenta il vettore dei termini noti che sarà nullo sempre, meno che nelle equazioni dove sono coinvolti i punti di bordo.

Quella che viene proposta di seguito è una numerazione dei punti di calcolo che prevede un solo indice, anziché due, partendo dal primo punto interno nell'angolo in basso a sinistra, proseguendo in verticale verso l'alto, spostandosi poi verso destra e terminando con l'ultimo punto che si trova nell'estremo in alto a destra.

Per una maggior comprensione della definizione dell'algoritmo numerico, si fa riferimento ad una griglia di calcolo semplificata, dove sono presenti quattro celle in direzione x e quattro celle in direzione y . Vengono, inoltre, considerati i punti di bordo denominandoli sup_i per i punti appartenenti alla faccia superiore, inf_i per i punti appartenenti alla faccia inferiore, sx_i per i punti appartenenti alla faccia sinistra ed infine dx_i per i punti appartenenti alla faccia destra.

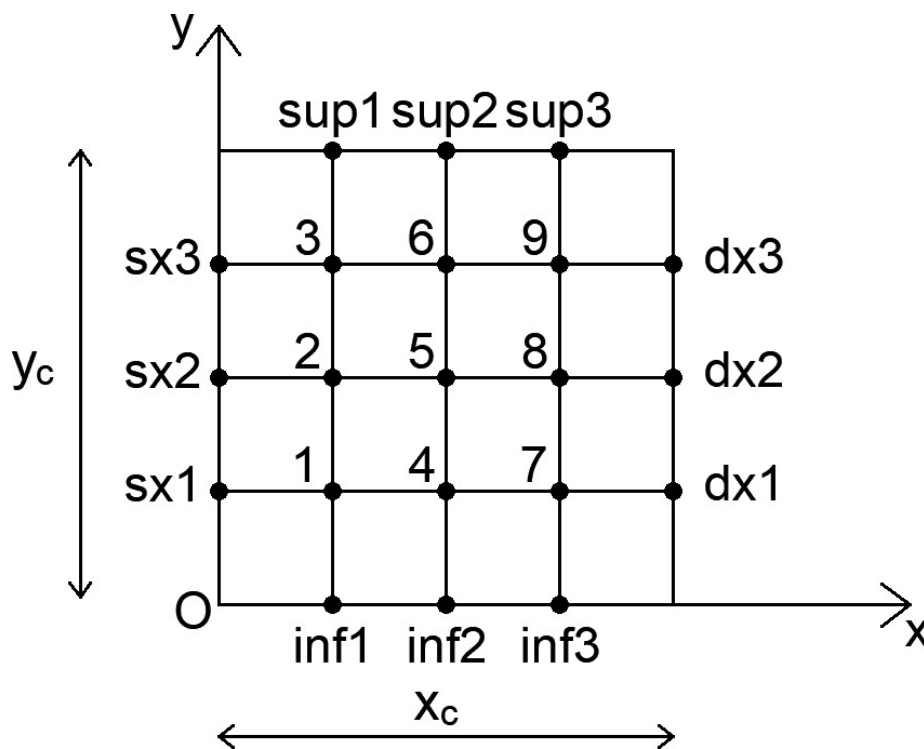


Figura 19. Definizione punti della griglia di calcolo

Di conseguenza, è possibile scrivere le equazioni nei nodi interni al dominio, ovvero i punti che vanno da 1 fino a 9, escludendo i punti sui bordi ed esplicitando a destra i termini noti e a sinistra i termini dove sono presenti le incognite, in ordine, dal pedice minore a quello maggiore.

Equazione al primo nodo:

$$\begin{aligned} & \frac{T_4 + T_{sx1} - 2T_1}{\Delta x^2} + \frac{T_2 + T_{inf1} - 2T_1}{\Delta y^2} = 0 \\ \Rightarrow T_1 \left(-\frac{2}{\Delta x^2} - \frac{2}{\Delta y^2} \right) + \frac{T_2}{\Delta x^2} + \frac{T_4}{\Delta y^2} &= -\frac{T_{sx1}}{\Delta x^2} - \frac{T_{inf1}}{\Delta y^2} \end{aligned} \quad (2.47)$$

Equazione al secondo nodo:

$$\begin{aligned} & \frac{T_5 + T_{sx2} - 2T_2}{\Delta x^2} + \frac{T_3 + T_1 - 2T_2}{\Delta y^2} = 0 \\ \Rightarrow \frac{T_1}{\Delta y^2} + T_2 \left(-\frac{2}{\Delta x^2} - \frac{2}{\Delta y^2} \right) + \frac{T_3}{\Delta y^2} + \frac{T_5}{\Delta x^2} &= -\frac{T_{sx2}}{\Delta x^2} \end{aligned} \quad (2.48)$$

49

Equazione al terzo nodo:

$$\begin{aligned} & \frac{T_6 + T_{sx3} - 2T_3}{\Delta x^2} + \frac{T_2 + T_{sup1} - 2T_3}{\Delta y^2} = 0 \\ \Rightarrow \frac{T_2}{\Delta y^2} + T_3 \left(-\frac{2}{\Delta x^2} - \frac{2}{\Delta y^2} \right) + \frac{T_6}{\Delta x^2} &= -\frac{T_{sx3}}{\Delta x^2} - \frac{T_{sup1}}{\Delta y^2} \end{aligned} \quad (2.49)$$

Equazione al quarto nodo:

$$\begin{aligned} & \frac{T_7 + T_1 - 2T_4}{\Delta x^2} + \frac{T_5 + T_{inf2} - 2T_4}{\Delta y^2} = 0 \\ \Rightarrow \frac{T_1}{\Delta x^2} + T_4 \left(-\frac{2}{\Delta x^2} - \frac{2}{\Delta y^2} \right) + \frac{T_5}{\Delta y^2} + \frac{T_7}{\Delta x^2} &= -\frac{T_{inf2}}{\Delta y^2} \end{aligned} \quad (2.50)$$

Equazione al quinto nodo:

$$\begin{aligned} & \frac{T_7 + T_1 - 2T_4}{\Delta x^2} + \frac{T_5 + T_{inf2} - 2T_4}{\Delta y^2} = 0 \\ \Rightarrow \frac{T_2}{\Delta x^2} + \frac{T_4}{\Delta y^2} + T_5 \left(-\frac{2}{\Delta x^2} - \frac{2}{\Delta y^2} \right) + \frac{T_6}{\Delta y^2} + \frac{T_8}{\Delta x^2} &= 0 \end{aligned} \quad (2.51)$$

Equazione al sesto nodo:

$$\begin{aligned} & \frac{T_3 + T_9 - 2T_6}{\Delta x^2} + \frac{T_{sup2} + T_5 - 2T_6}{\Delta y^2} = 0 \\ \Rightarrow \frac{T_3}{\Delta x^2} + \frac{T_5}{\Delta y^2} + T_6 \left(-\frac{2}{\Delta x^2} - \frac{2}{\Delta y^2} \right) + \frac{T_9}{\Delta x^2} &= -\frac{T_{sup}}{\Delta y^2} \end{aligned} \quad (2.52)$$

Equazione al settimo nodo:

$$\frac{T_4 + T_{dx1} - 2T_7}{\Delta x^2} + \frac{T_{inf3} + T_8 - 2T_7}{\Delta y^2} = 0$$

$$\Rightarrow \frac{T_4}{\Delta x^2} + T_7 \left(-\frac{2}{\Delta x^2} - \frac{2}{\Delta y^2} \right) + \frac{T_8}{\Delta y^2} = -\frac{T_{dx1}}{\Delta x^2} - \frac{T_{inf3}}{\Delta y^2} \quad (2.53)$$

Equazione all'ottavo nodo:

$$\frac{T_5 + T_{dx2} - 2T_8}{\Delta x^2} + \frac{T_7 + T_9 - 2T_8}{\Delta y^2} = 0$$

$$\Rightarrow \frac{T_5}{\Delta x^2} + \frac{T_7}{\Delta y^2} + T_8 \left(-\frac{2}{\Delta x^2} - \frac{2}{\Delta y^2} \right) + \frac{T_9}{\Delta y^2} = -\frac{T_{dx2}}{\Delta x^2} \quad (2.54)$$

Equazione al nono nodo:

$$\frac{T_6 + T_{dx3} - 2T_9}{\Delta x^2} + \frac{T_8 + T_{sup3} - 2T_9}{\Delta y^2} = 0$$

$$\Rightarrow \frac{T_6}{\Delta x^2} + \frac{T_8}{\Delta y^2} + T_9 \left(-\frac{2}{\Delta x^2} - \frac{2}{\Delta y^2} \right) = -\frac{T_{dx3}}{\Delta x^2} - \frac{T_{sup3}}{\Delta y^2} \quad (2.55)$$

Mettendo in ordine le equazioni dalla 2.47 alla 2.55, è possibile scrivere il sistema 2.46, la cui matrice dei coefficienti \hat{A} presenta determinate caratteristiche:

- sulla diagonale principale, tutti gli elementi sono uguali e pari a $-\frac{2}{\Delta x^2} - \frac{2}{\Delta y^2}$;
- sulla prima sovra-diagonale e sulla prima sotto-diagonale sono presenti elementi pari a $\frac{1}{\Delta y^2}$,
tranne che nelle equazioni dove sono coinvolti i termini di bordo, ovvero ogni $N_y - 1$ equazioni;
- le diagonali $N_y - 1$ sopra e sotto la principale sono caratterizzate da elementi pari a $\frac{1}{\Delta x^2}$.

La matrice \hat{A} ha, pertanto, una forma del tipo:

Capitolo 3 - Risoluzione analitica e numerica del bilancio energetico: l'approccio semi-analitico

In questo capitolo verranno analizzati tutti i casi test che sono serviti per arrivare alla definizione del modello finale. Di ciascun caso verranno analizzate le problematiche affrontate, le soluzioni proposte e i risultati ottenuti. Le grandezze sono state normalizzate opportunamente al fine di condurre test, metodologie analitiche e numeriche e verificare il loro corretto funzionamento. La prima parte riguarda i test condotti con un approccio relativo alla funzione Delta di Dirac, la seconda parte fa riferimento ai test condotti con una sorgente distribuita, la terza parte fa riferimento a un modello reale, che comprende la modellazione delle perdite sui contatti di cella per effetto Joule.

3.1 La sorgente puntiforme e la Delta di Dirac

3.1.1 Unica sorgente puntuale

Definiti i due modelli, analitico e numerico, il primo passo per caratterizzare il problema è stato quello di implementare un codice che fosse in grado di risolvere il problema più semplice, ovvero il caso di una singola cella, in cui la sorgente è assimilata ad una Delta di Dirac, posta nel centro della cella stessa.

Innanzitutto, c'è da specificare che per questo primo codice, le condizioni al contorno su tutte e quattro le facce della piastra sono state poste sempre nulle, quindi temperatura ambiente sul bordo della cella. La sorgente, posta al centro cella è l'unica causa della variazione di temperatura sul dominio fisico in esame.

Definite le dimensioni della cella, poste pari a x_c e y_c , il numero di celle in direzione x pari a N_x , quelle in direzione y pari a N_y e di conseguenza le spaziature della griglia di calcolo nelle due direzioni Δx e Δy , il primo passo è stato quello di costruire la matrice dei coefficienti \hat{A} , il vettore dei termini noti b e il vettore della sorgente q .

Per la definizione di \hat{A} , di dimensioni $(N_x - 1) \cdot (N_y - 1)$ poiché si fa riferimento sempre ai punti interni del dominio, come detto in precedenza, viene utilizzato il comando “*spdiags*” e per farlo è necessario definire quelle che sono le diagonali che hanno termini diversi da zero, come visto nel capitolo 2.3.

Il termine noto b , per questo specifico caso, è un vettore nullo poiché tutte le condizioni al contorno sono nulle.

Il vettore q , relativo alla sorgente, risulta essere nullo ovunque meno che per la componente a cui corrisponde il punto dove è posizionata la sorgente puntiforme. Pertanto, è stato necessario individuare tale componente guardando quella che è la griglia di calcolo.

Il punto sorgente, posto al centro della cella, si trova nelle coordinate $x_0 = \frac{x_c}{2}$; $y_0 = \frac{y_c}{2}$, come mostrato in figura, facendo riferimento ad una griglia “tipo”.

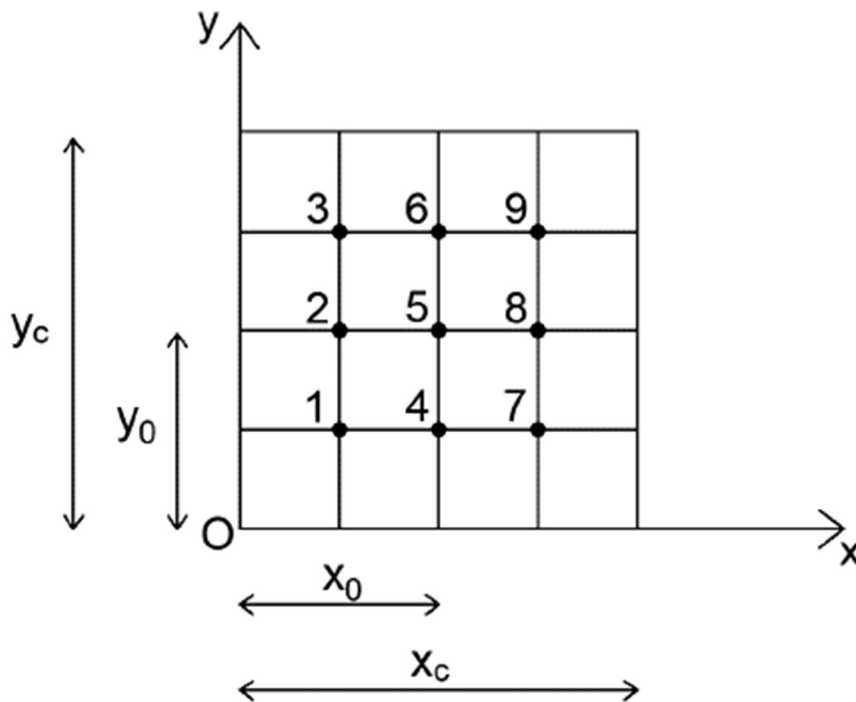


Figura 20. Cella con sorgente puntiforme

Nel caso esemplificativo riportato in figura, la sorgente è posta nel punto 5. L’obiettivo di questa fase è stato quello di cercare una formula o un algoritmo che in base alle coordinate x_0 e y_0 del punto, potesse individuare quale componente del vettore q dovesse essere modificata.

La formula proposta prevede la definizione di due variabili:

$$N = \frac{x_0}{\Delta x} \quad (3.1)$$

$$M = \frac{y_0}{\Delta y} \quad (3.2)$$

Tali variabili servono proprio per definire quante celle in direzione x e quante in direzione y corrisponde la posizione del punto sorgente.

Di conseguenza, la formula può essere scritta come segue:

$$k = (N - 1) \cdot (N_y - 1) + M \quad (3.3)$$

A questo punto, nota la componente di q da modificare, attraverso una semplice assegnazione, viene imposto un valore di tentativo in tale posizione. Distribuendo il valore di tale sorgente in una cella di dimensioni Δx e Δy , bisogna tenerne conto rispetto a quanto accade invece nella soluzione numerica.

Costruiti \hat{A} e q , viene risolto il sistema di equazioni algebrico definito dall'equazione 2.54. La risoluzione numerica di tale sistema porta alla definizione del profilo di temperatura nei punti interni del dominio. A queste devono essere aggiunte quelle che sono le condizioni al contorno.

Di seguito, vengono riportati i risultati per la soluzione numerica e la soluzione analitica in riferimento ad una griglia composta da 100 celle in direzione x , 100 celle in direzione y e un numero n e m di autofunzioni pari a 300. I valori di temperatura all'interno dei grafici sono normalizzati rispetto alla temperatura ambiente, sia per le soluzioni analitiche che per quelle numeriche.

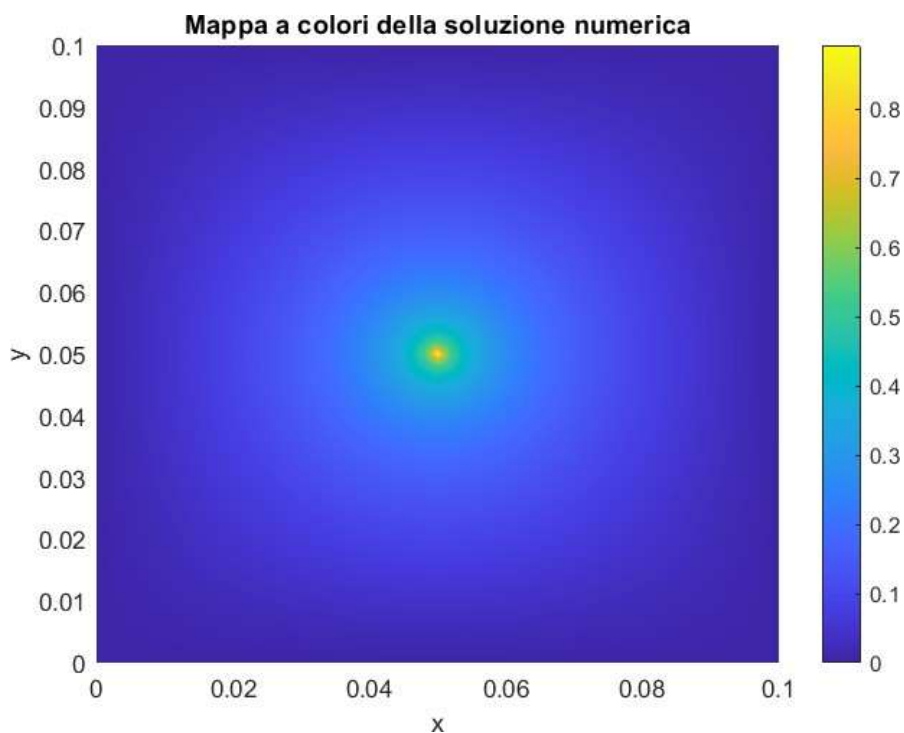


Figura 21. Mappa 2D a colori della soluzione numerica, caso con sorgente puntuale. Temperatura normalizzata secondo la relazione $\vartheta(x,y)=[T(x,y)-T_a]/T_a$.

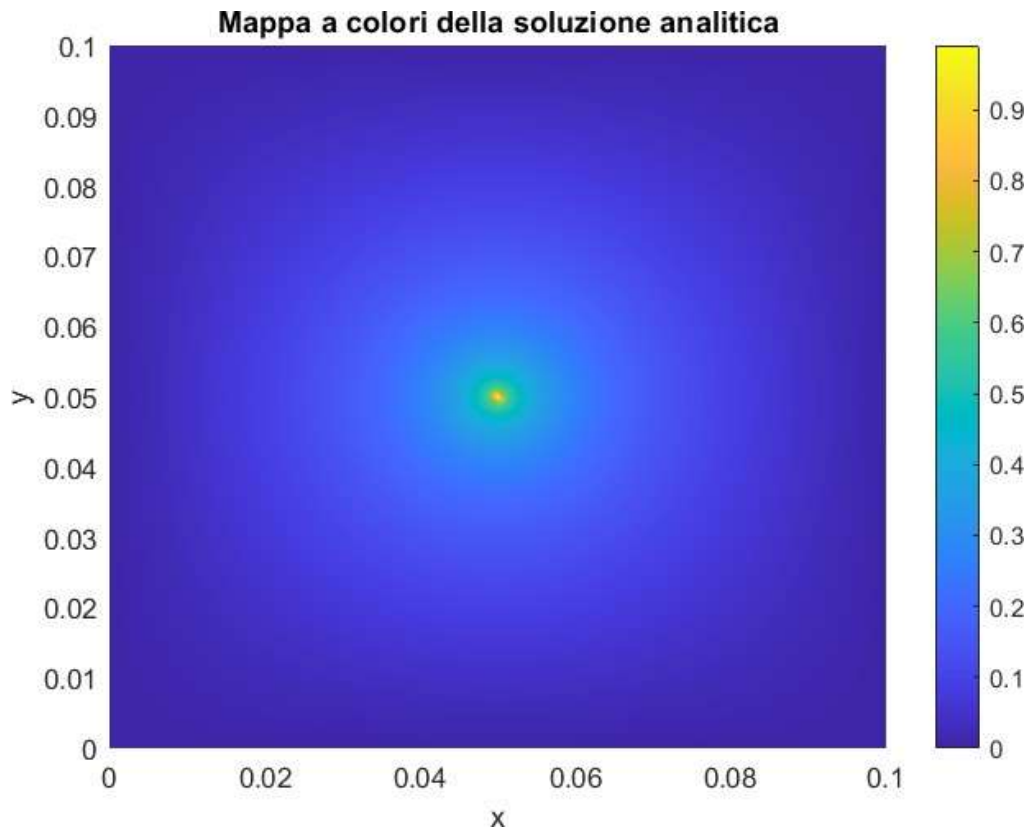


Figura 22. Mappa 2D a colori della soluzione analitica, caso con sorgente puntuale. Temperatura normalizzata secondo la relazione $\vartheta(x,y)=[T(x,y)-T_a]/T_a$.

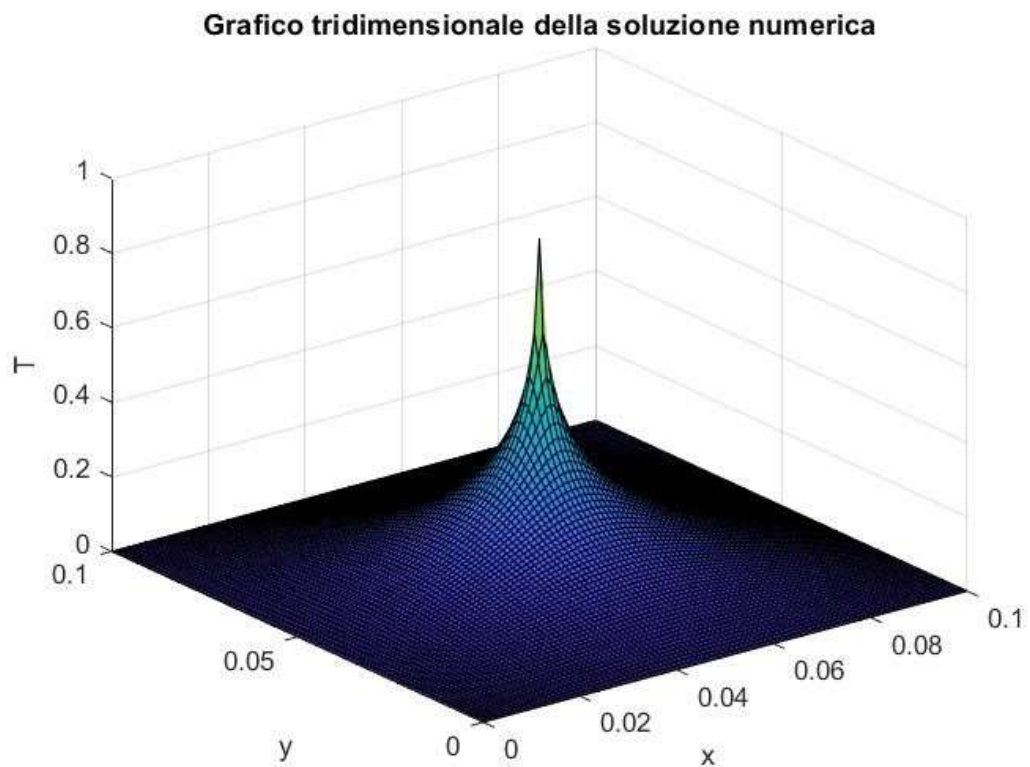


Figura 23. Grafico tridimensionale della soluzione numerica, caso con sorgente puntuale. Temperatura normalizzata secondo la relazione $\vartheta(x,y)=[T(x,y)-T_a]/T_a$, lungo l'asse delle quote (z).

Grafico tridimensionale della soluzione analitica

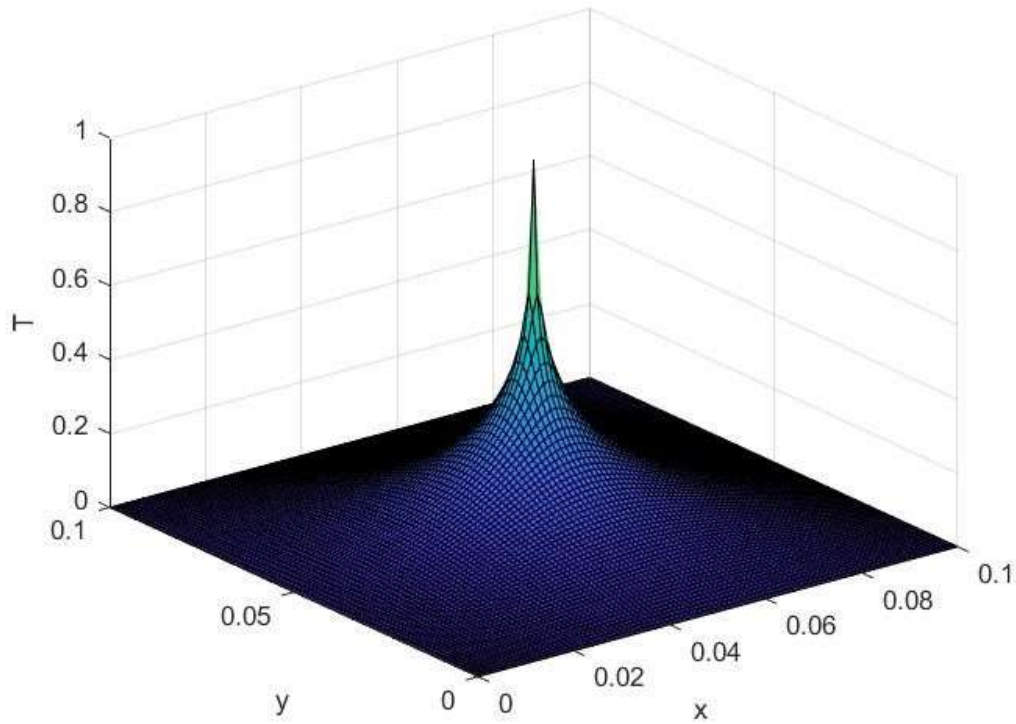


Figura 24. Grafico tridimensionale della soluzione analitica, caso con sorgente puntuale. Temperatura normalizzata secondo la relazione $\vartheta(x,y)=[T(x,y)-T_a]/T_a$, lungo l'asse delle quote (z).

È stato inoltre calcolato anche l'errore percentuale commesso tra soluzione numerica e analitica per capire di quanto si discostano i due risultati dei due modelli analizzati.

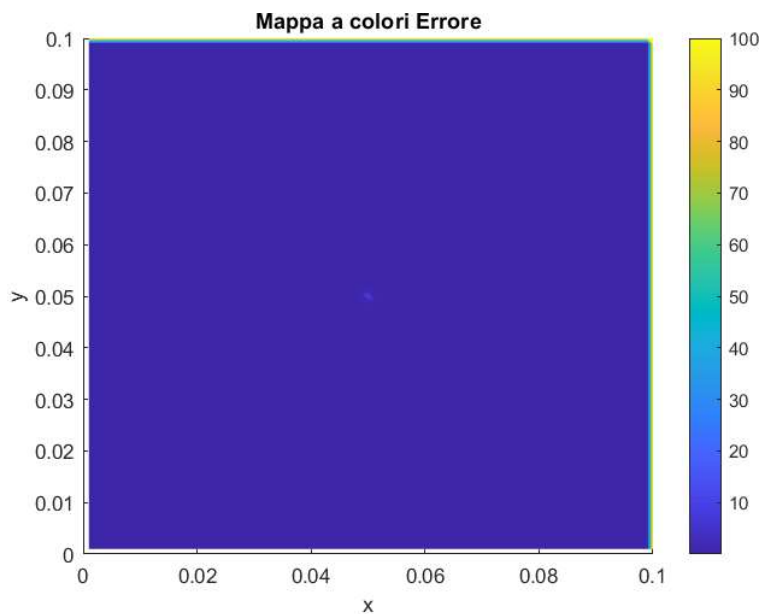


Figura 25. Mappa a colori dell'Errore, caso con sorgente puntuale.

Ciò che si può subito affermare è che affinché la soluzione analitica vada a convergenza, c'è bisogno di un numero elevato di autofunzioni, con tempi di calcolo elevati. Il motivo di questa necessità è proprio legato al fatto che la funzione Delta di Dirac è una funzione singolare. Guardando la mappa dell'errore si nota proprio che l'unico punto con un errore non nullo è quello in cui è posizionata la sorgente. Per diminuire questo errore è necessaria una griglia di calcolo più fine.

3.1.2 *Pattern di sorgenti puntuali*

Analizzato il caso più semplice, ovvero con una sola sorgente posta al centro cella, il passo successivo è stato valutare come cambia il campo di temperatura se è presente un pattern di sorgenti.

Il codice implementato per il caso con una sola sorgente puntuale è servito come base fondamentale per tutti gli altri casi analizzati ed in particolare anche per questo caso descritto in tale paragrafo.

Le variabili x_0 e y_0 , che prima rappresentavano le coordinate di un singolo punto, e quindi variabili scalari, in questo caso diventano dei vettori che contengono le coordinate dei punti appartenenti al pattern. In particolare, x_0 e y_0 vengono definiti come:

$$x_0 = x_c \cdot [a_1, \dots, a_n] \quad (3.4)$$

$$y_0 = y_c \cdot [b_1, \dots, b_n] \quad (3.5)$$

Dove a_1, \dots, a_n e b_1, \dots, b_n rappresentano i coefficienti relativi alle posizioni dei punti del pattern, visti come frazioni delle dimensioni della cella x_c e y_c . Il numero di punti del pattern può essere qualunque, il codice, infatti, è stato scritto in maniera del tutto generale in modo che potesse funzionare sempre, purché le frazioni moltiplicative delle dimensioni corrispondessero a dei punti della griglia di calcolo.

Per quanto riguarda la soluzione numerica, il processo di definizione della stessa è uguale al caso 3.1.1, l'unica cosa che cambia è la definizione del vettore relativo alle sorgenti q . In questo caso, sono state create ancora una volta le variabili N e M , solo che, come per x_0 e y_0 , rispetto al caso precedente, non sono più delle variabili scalari, bensì vettoriali. Note, quindi, il numero di celle in direzione x e quelle in direzione y a cui corrispondono i punti del pattern, è stato calcolato il vettore k che contiene le informazioni relative a quali componenti di q andare a modificare. Il calcolo del campo di temperatura $T(x, y)$ segue gli stessi passaggi visti nel paragrafo 3.1.1.

Per la soluzione analitica, invece, è stato necessario applicare il principio di sovrapposizione degli effetti. Il campo di temperatura analitico $T(x, y)$ viene calcolato sommando i contributi di tutte le sorgenti:

$$T(\vec{r}) = \sum_{L=1}^{L_k} G(\vec{r}_{0L}) \quad (3.6)$$

Di seguito, vengono riportati i risultati per la soluzione numerica e la soluzione analitica in riferimento ad una griglia composta da 100 celle in direzione x , 100 celle in direzione y , un numero n e m di autofunzioni pari a 150 ed un pattern di cinque punti, posizionati rispettivamente ad un quarto, metà e tre quarti delle dimensioni della cella x_c e y_c . Per la rappresentazione della temperatura, d'ora in poi, varrà la stessa relazione normalizzata già utilizzata per la sorgente puntiforme.

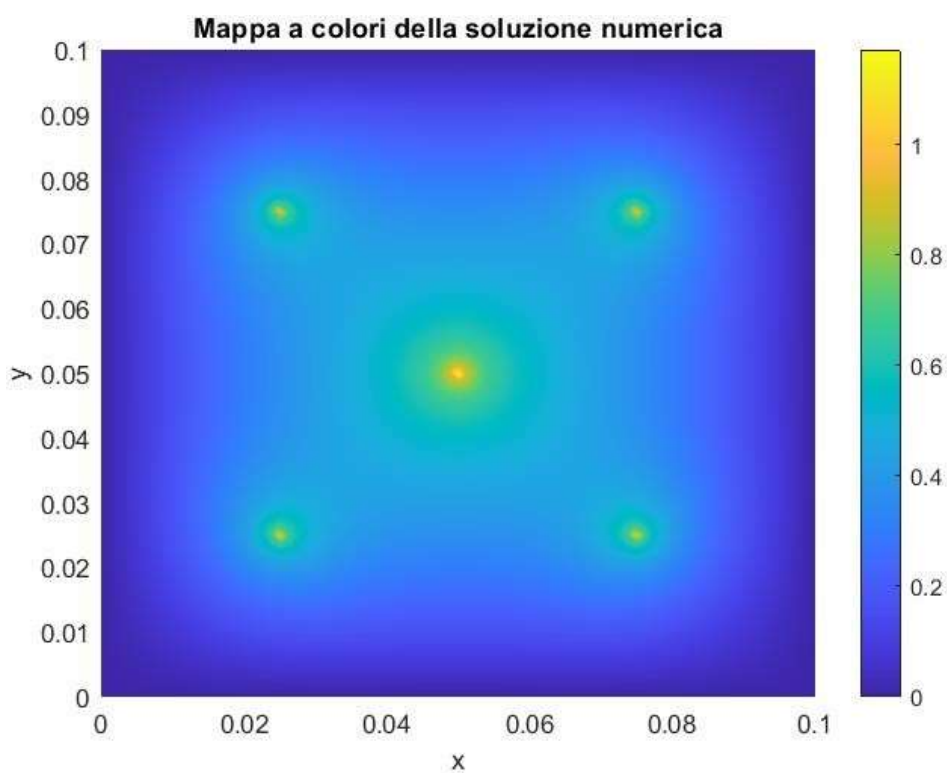


Figura 26. Mappa a colori della soluzione numerica, caso con sorgente definita da un pattern di punti

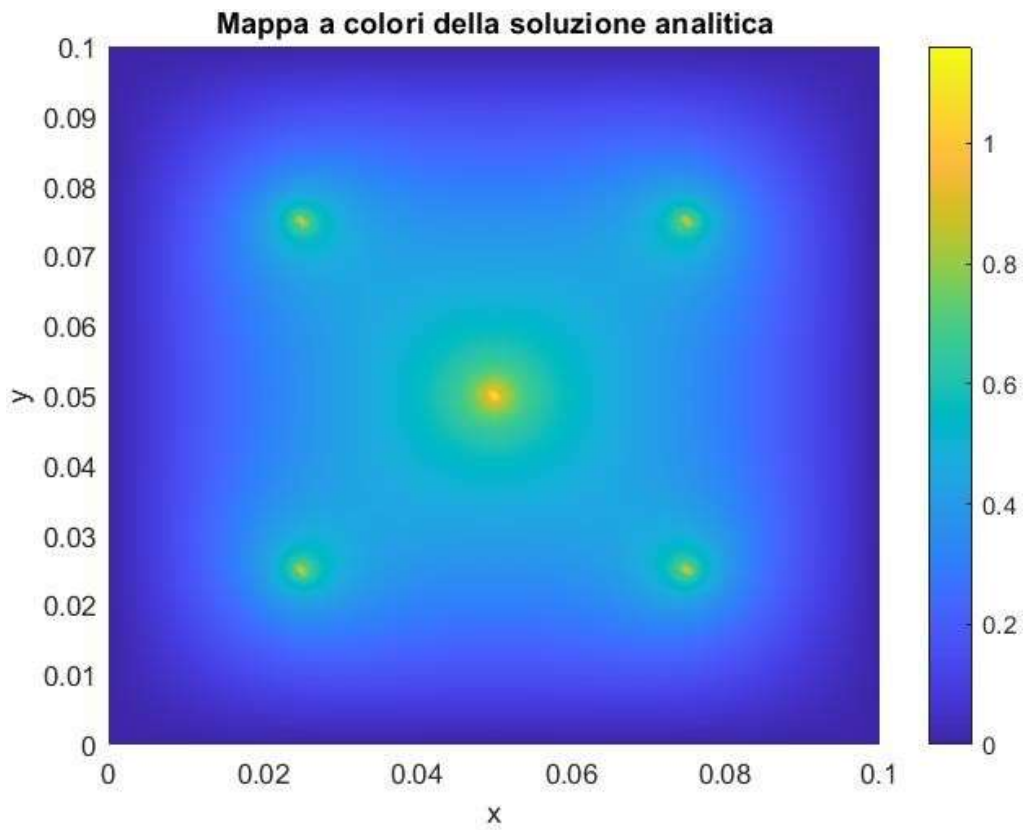


Figura 27 Mappa a colori della soluzione analitica, caso con sorgente definita da un pattern di punti

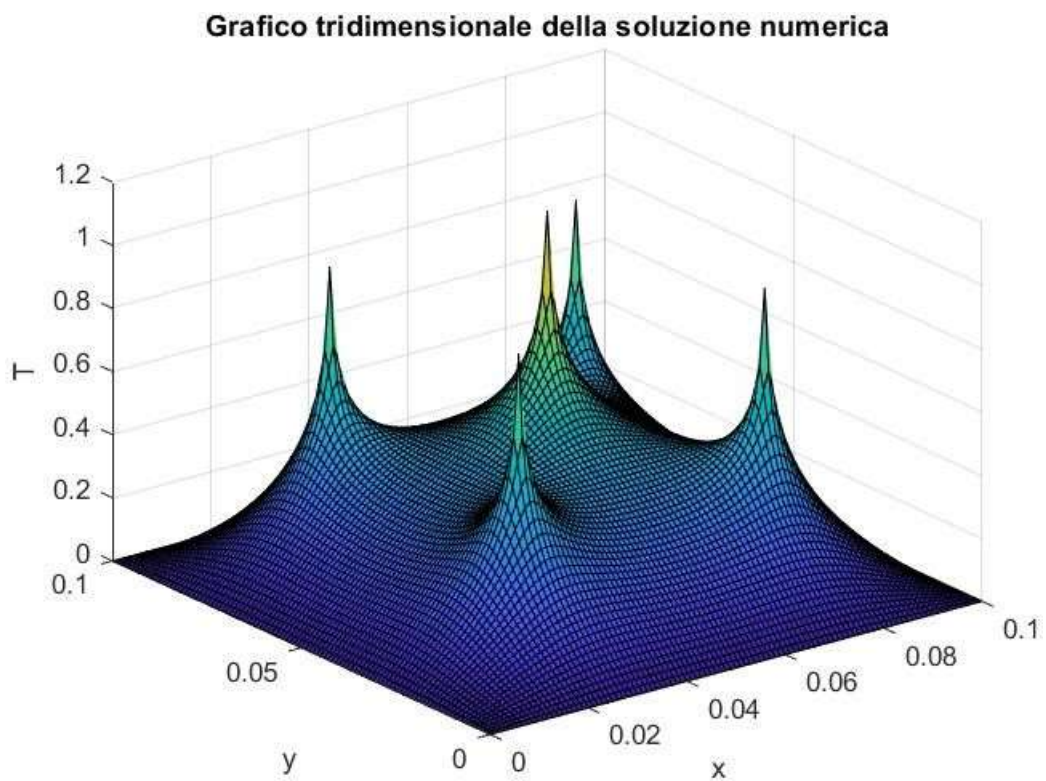


Figura 28 Grafico tridimensionale della soluzione numerica, caso con sorgente definita da un pattern di punti

Grafico tridimensionale della soluzione analitica

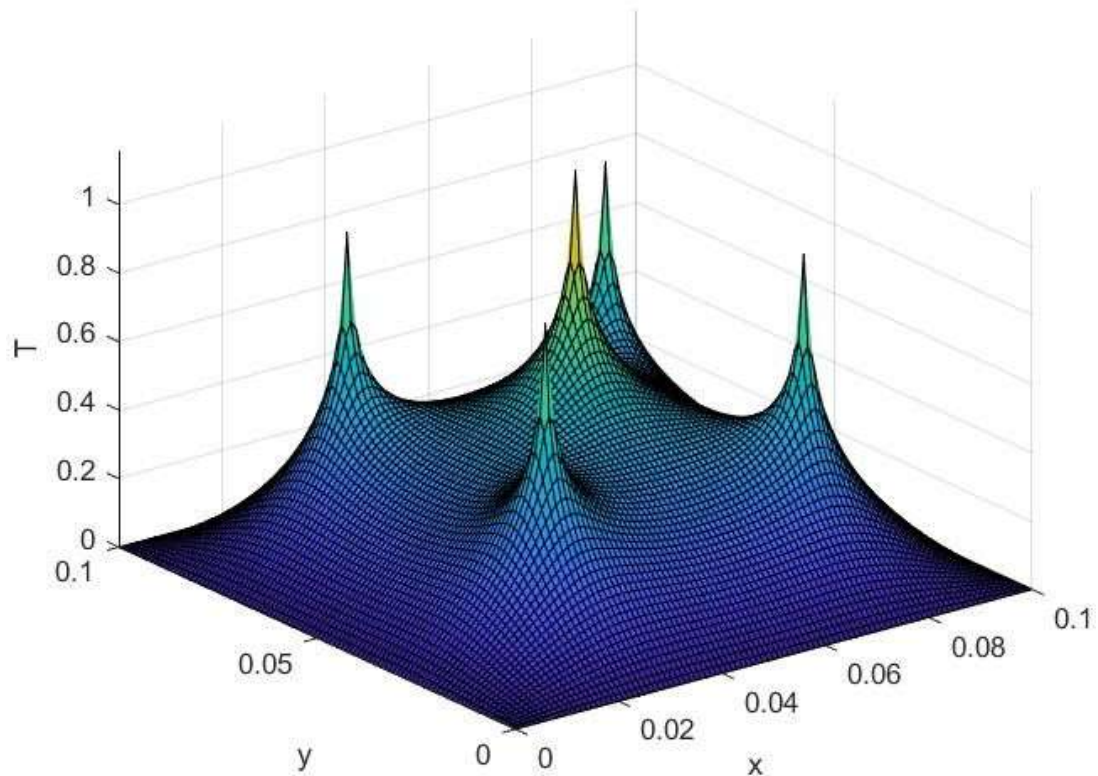


Figura 29 Grafico tridimensionale della soluzione analitica, caso con sorgente definita da un pattern di punti

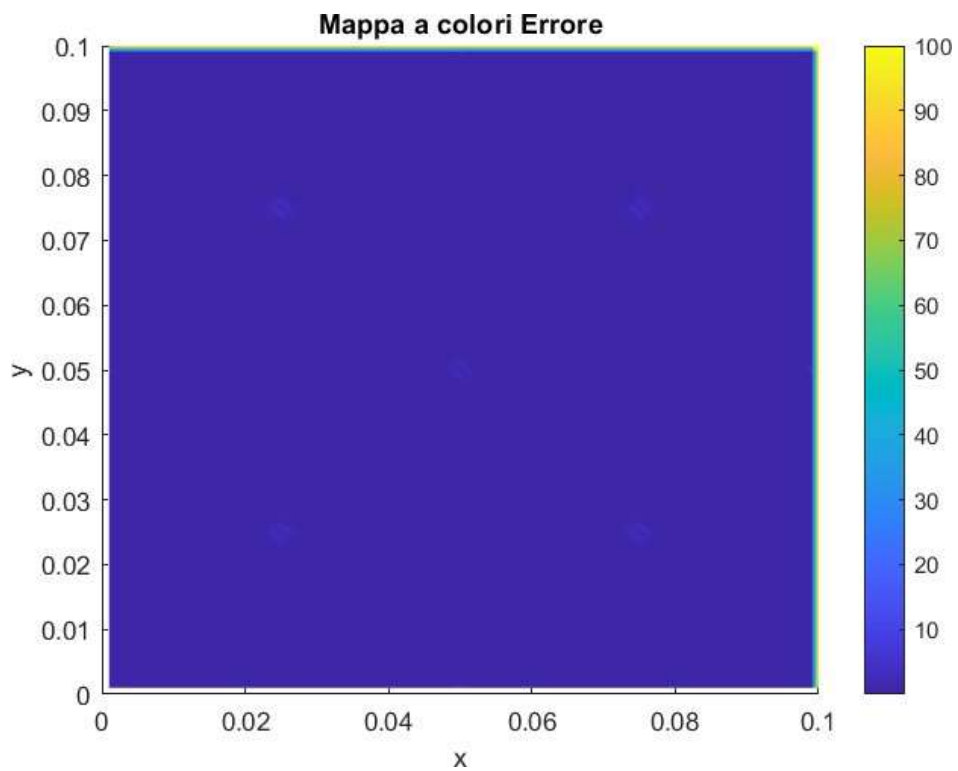


Figura 30 Mappa a colori dell'errore, caso con sorgente definita da un pattern di punti

Anche in questo caso, come per il precedente, la mappa dell'errore percentuale è nulla dappertutto meno che nei punti in cui è presente la sorgente. I valori assunti dall'errore rimangono comunque relativamente bassi, pertanto si può considerare valido il modello anche nel caso di pattern di punti.

3.1.3 Sorgente generica

Analizzato il caso con un pattern di punti, quindi sorgente sempre puntuale, si è cercato di scrivere un algoritmo che potesse funzionare con una sorgente di tipo generico, non vincolato a semplici punti. In questa fase sono stati fatti vari tentativi, viene riportato solo il caso finale in cui il codice risulta essere completamente ottimizzato.

L'approccio in questo caso prevede una sorgente generica definita in una nuova matrice, la matrice S che ha le stesse dimensioni della matrice \hat{A} utilizzata per risolvere il sistema di equazioni algebrico della soluzione numerica. All'interno della matrice S vengono definiti i punti della griglia dove è presente una sorgente e il valore che essa assume. In questo caso specifico, è stata valutata, solo per esempio, una sorgente distribuita uniformemente, tra una x_1 e x_2 interne alla cella, in particolare simmetriche rispetto la mezzeria della cella e per tutte le y appartenenti a questa fascia.

Anche per questo modello si riportano i risultati ottenuti per la soluzione numerica e la soluzione analitica in riferimento ad una griglia di un nuovo esperimento composta da 80 celle in direzione x , 80 celle in direzione y , un numero n e m di autofunzioni pari a 30 ed una sorgente distribuita in maniera uniforme tra una x_1 e x_2 pari rispettivamente ai $7/16$ di x_c e ai $9/16$ di x_c .

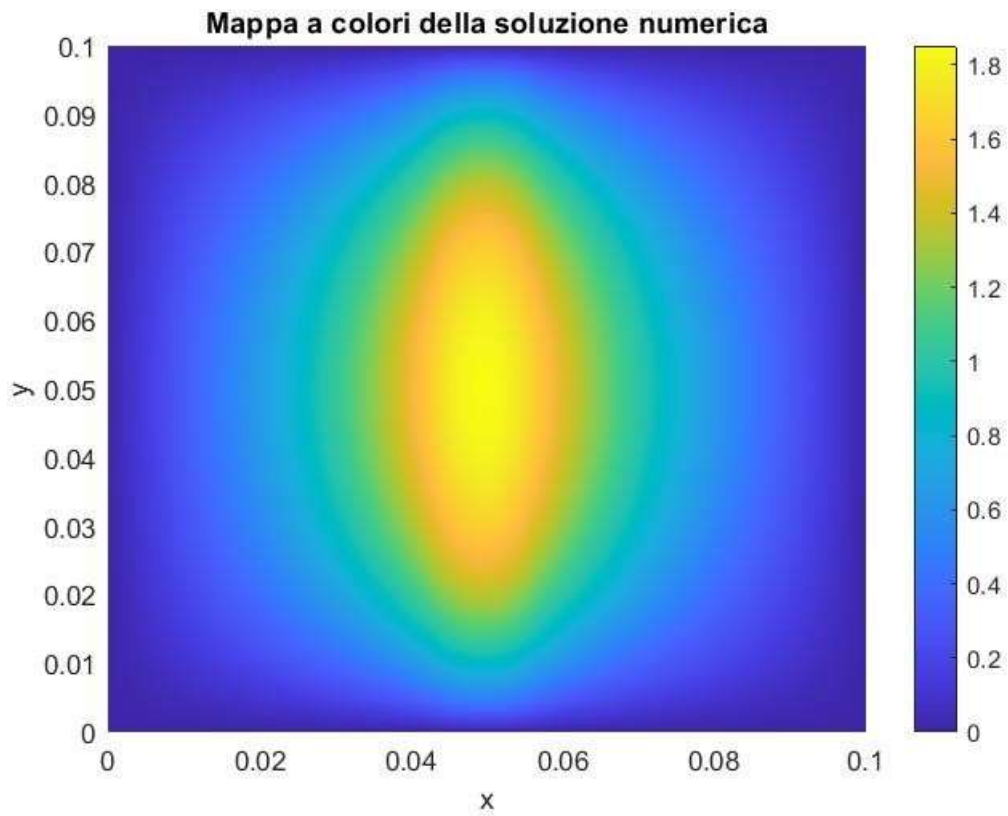


Figura 31. Mappa a colori della soluzione numerica, caso sorgente definita come un busbar al centro cella

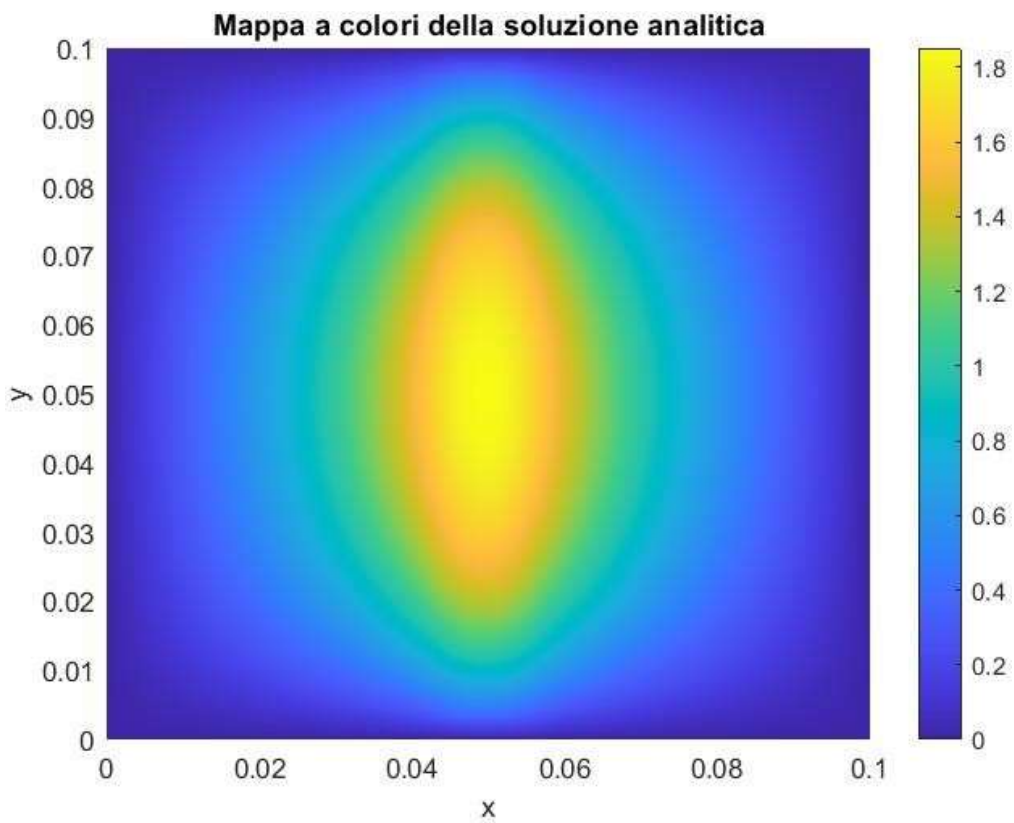


Figura 32. Mappa a colori della soluzione analitica, caso sorgente definita come un busbar al centro cella.

Grafico tridimensionale della soluzione numerica

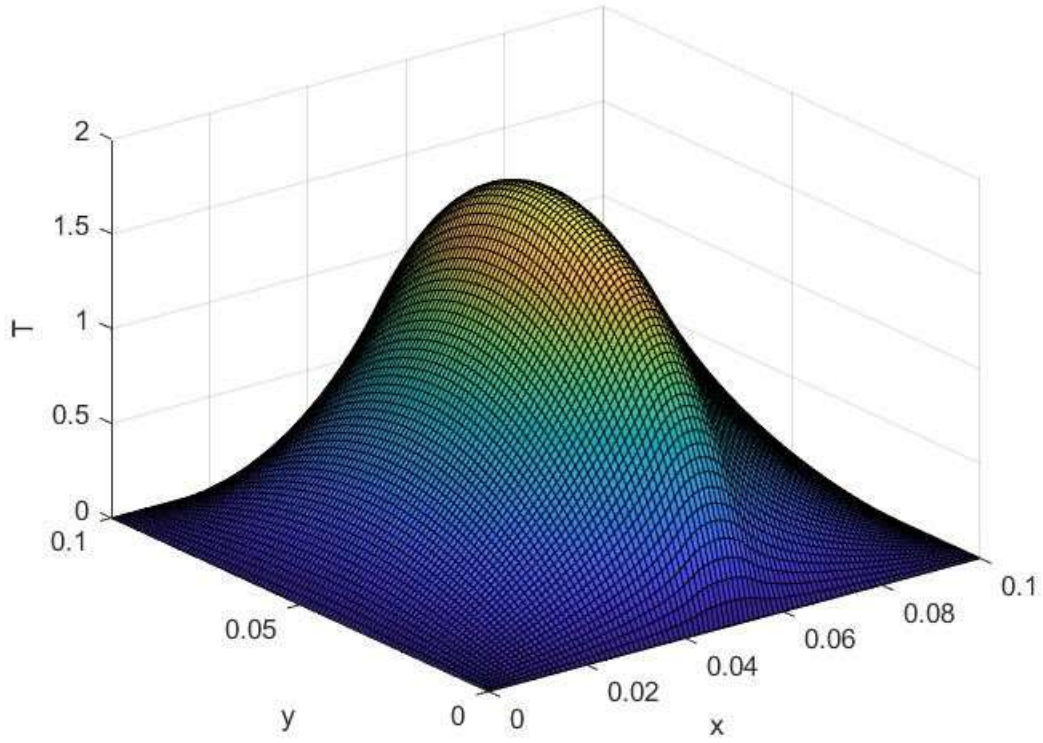


Figura 33. Grafico 3D della soluzione numerica, caso sorgente definita come un busbar al centro cella.

Grafico tridimensionale della soluzione analitica

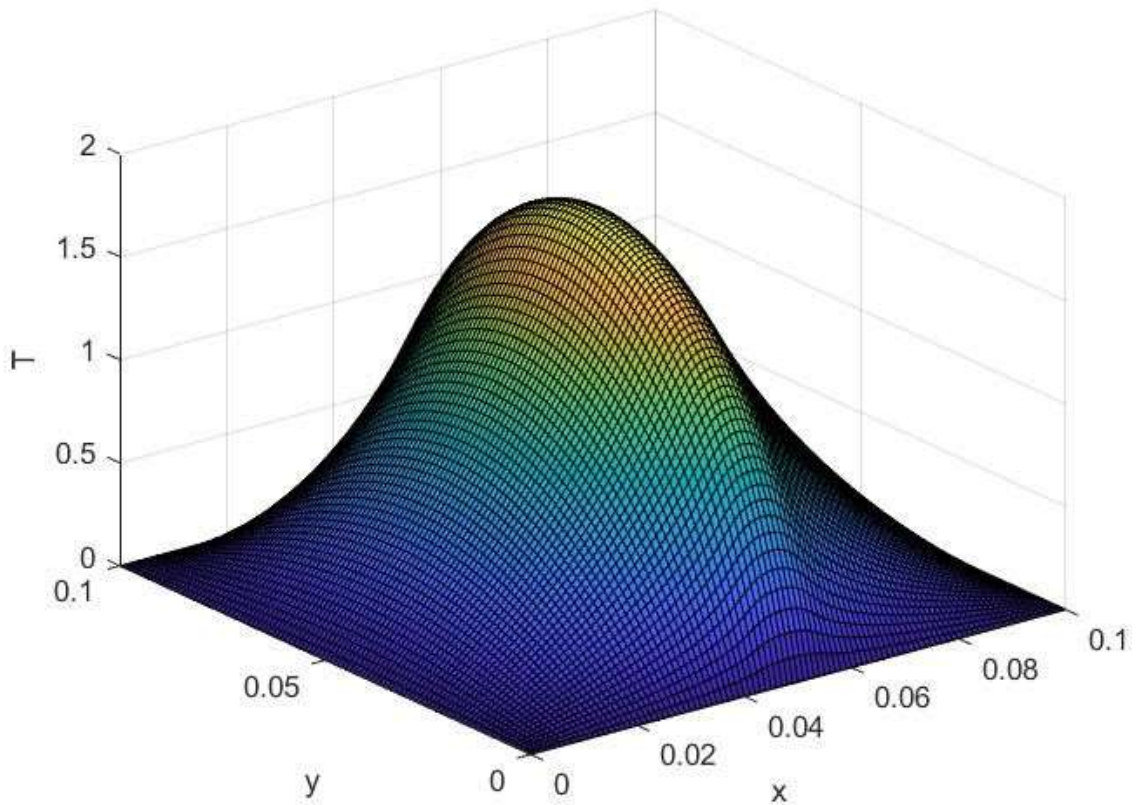


Figura 34. Grafico 3D della soluzione analitica, caso sorgente definita come un busbar al centro cella.

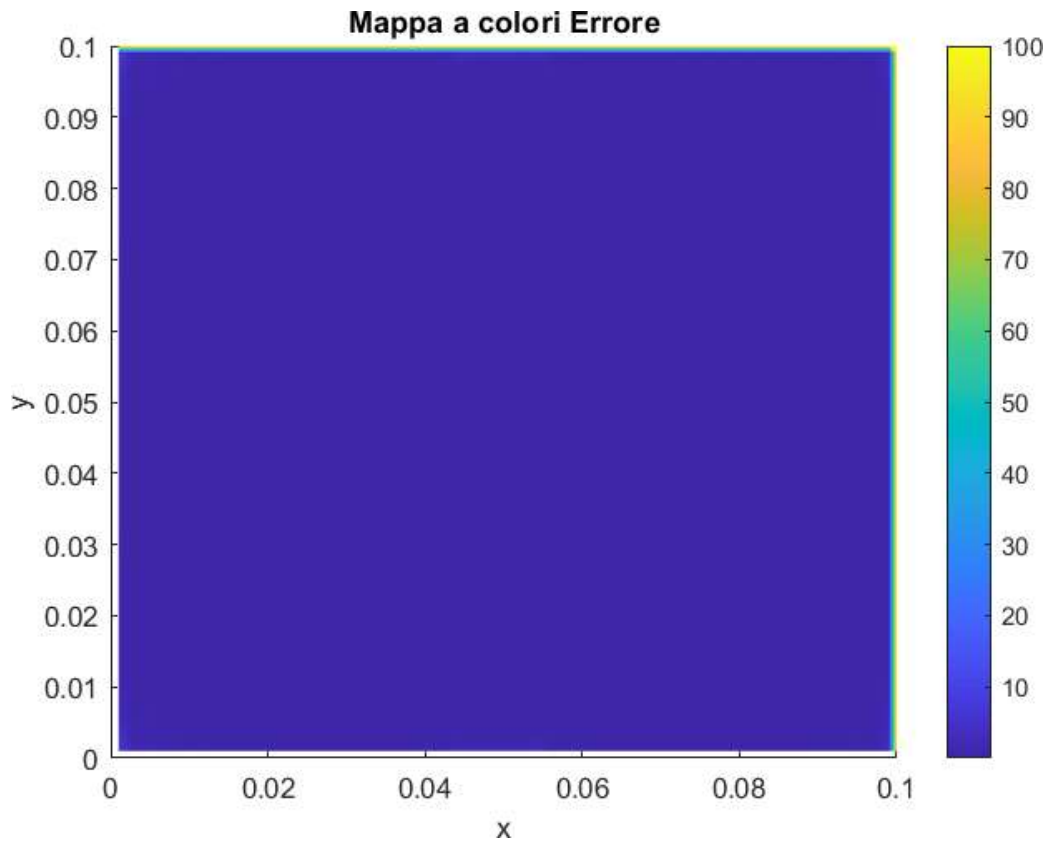


Figura 35. Mappa a colori dell'errore, caso sorgente definita come un busbar al centro cella.

In questo caso, a differenza dei precedenti, sono necessarie meno autofunzioni per arrivare a convergenza, proprio perché la funzione, più distribuita, risulta essere meno singolare. L'errore, inoltre, risulta ovunque molto piccolo.

3.2 Caso reale del modello termico

Terminata la prima fase di testing in cui sono stati validati modello analitico e teorico, il passaggio successivo è stato quello di studiare il comportamento di varie sorgenti di calore su una cella fotovoltaica in cui sono presenti strutture conduttive reali. Per farlo è stato considerato una "cella tipo", in accordo con i modelli realmente esistenti in commercio. È stata calcolata una soluzione numerica sull'intero dominio fisico di cella, considerando in questo caso le condizioni di bordo nulle ovunque, quindi con temperatura ambiente che si mantiene costante sui contorni di cella, con un valore pari a 298 K. La cella è stata modellata considerando le dimensioni reali di busbars e fingers e in secondo luogo dei ribbons, vale a dire le strutture metalliche che incanalano la corrente continua (DC) prodotta dalla cella verso la scatola di giunzione. Tale soluzione numerica è stata calcolata considerando le suddette strutture come sorgenti di calore e quindi come perdite per effetto Joule. Per valutare l'ottimizzazione delle prestazioni della cella, sono stati analizzati i suoi campi di temperatura,

utilizzando diffusamente la trattazione dei precedenti capitoli. Il codice sviluppato in Matlab utilizza l'equazione del calore in ambito bidimensionale discretizzata per un dominio rettangolare con dimensioni pari a quelle di una cella fotovoltaica. La dimensione del dominio è pari a 0,156 m per entrambe le dimensioni e il dominio è stato discretizzato in 150 nodi lungo l'asse x e in 180 nodi lungo l'asse y, per tenere conto della presenza dei busbar, con una buona precisione nel calcolo della temperatura e tempi di esecuzione ragionevoli. Dopo aver creato la mesh ed aver stabilito le condizioni al contorno semianalitiche sulla temperatura per il dominio, viene risolta l'equazione del calore (2.57) con la costruzione della matrice dei coefficienti e del termine noto. Le situazioni analizzate sono due: senza generazione di calore da fonte esterna e con una sorgente generante l'effetto ohmico per il passaggio della corrente. La sorgente è posizionata in corrispondenza dei conduttori metallici che sovrastano la cella fotovoltaica.

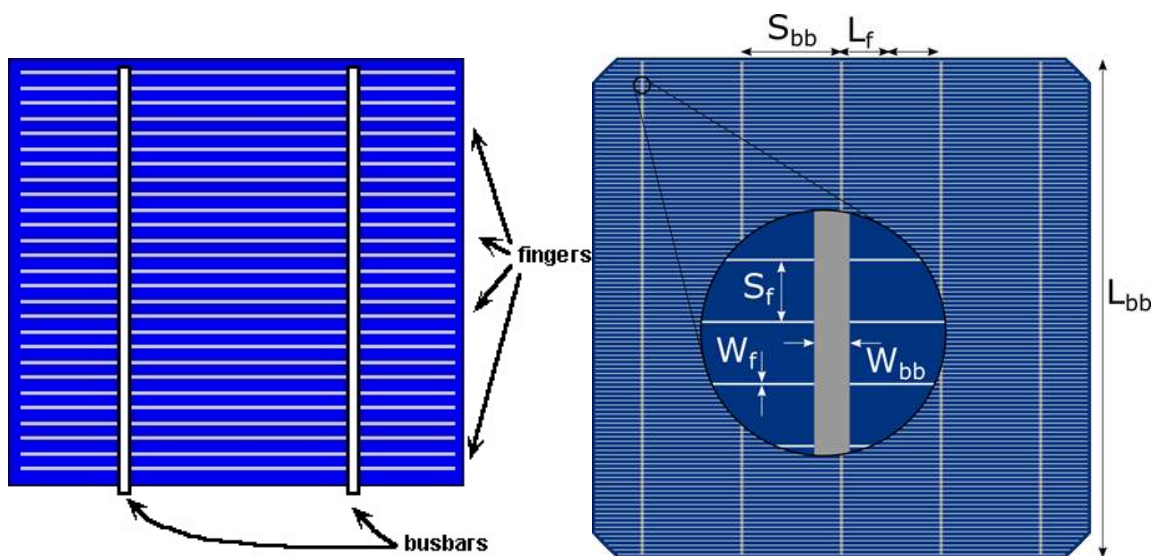


Figura 36. Dettaglio delle strutture conduttive e rappresentazione delle dimensioni di cella. Si osserva come i busbar scorrono verticalmente e i finger orizzontalmente. La corrente fluisce nei finger verso il busbar più vicino, quindi la lunghezza del finger è la metà della spaziatura tra i busbar [PVEducation].

È importante considerare la ricerca bibliografica utilizzata per la valutazione delle perdite ohmiche e la costruzione del modello reale di cella:

“Influence of environmental temperature and device temperature difference on output parameters of c-Si solar cells” Xiaodong Lu et al, “The temperature distributions and output parameters of an industrial c-Si solar cell under different environmental conditions” Xiaodong Lu et al.” in cui sono presenti modelli di calcolo dove viene quantificata la perdita per effetto Joule, rapportata alla geometria della cella fotovoltaica.

Il flusso totale di calore all'interno della cella, quindi, è composto dalla radiazione solare incidente e dalla generazione di calore ad opera di questi oggetti; verrà anche considerata la composizione stratigrafica della cella.

Le dimensioni dei busbars e dei fingers sono rispettivamente di lunghezza: 0,156 m, larghezza: $1,5 \cdot 10^{-3}$ m, spessore: $2 \cdot 10^{-4}$ m per i busbars e lunghezza: 0,156 m, larghezza e spessore: $2 \cdot 10^{-4}$ m. Il numero dei busbars varia da 3 a 6 elementi, mentre il numero dei finger è fisso a 60 elementi.

Nelle figure successive sono riportati i risultati delle simulazioni di una cella fotovoltaica nella quale è stata considerata la generazione di calore per effetto Joule. Il picco di temperatura si attesta sui 345 K (figure 38 e 39).

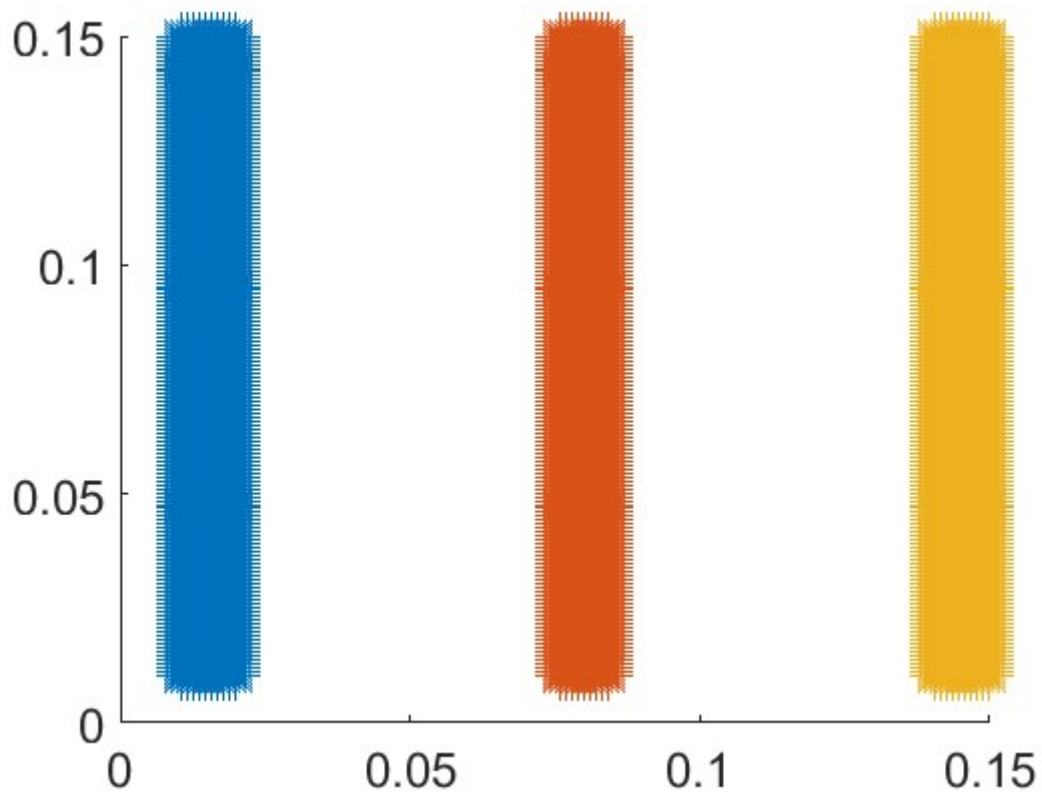


Figura 37. Schematizzazione grafica dei busbars in MATLAB, $x,y=[m]$.

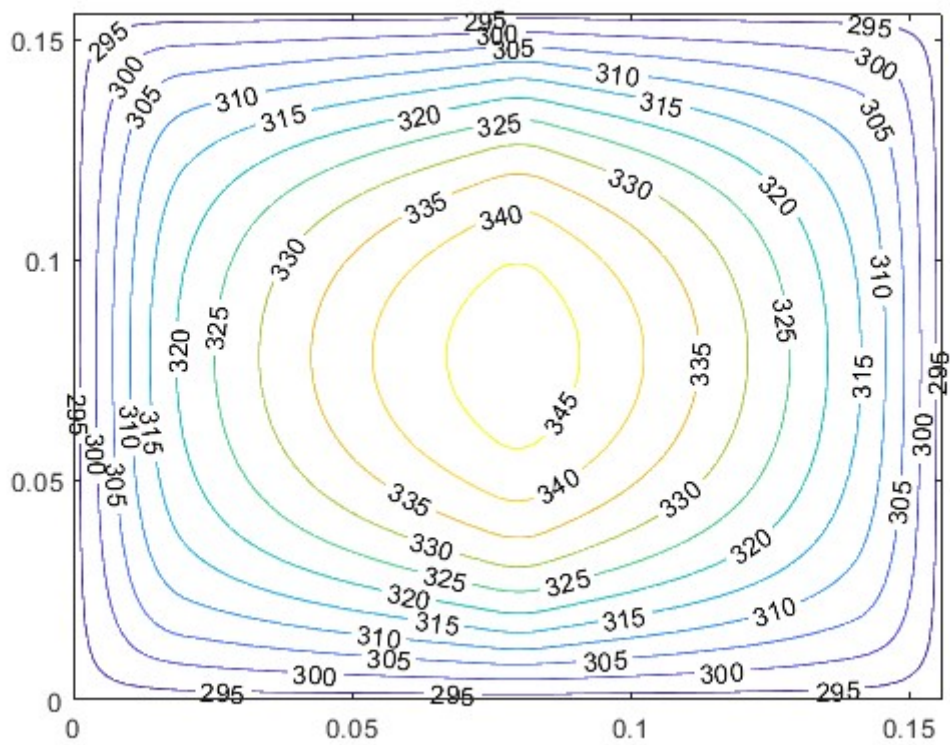


Figura 38. Isotherme di temperatura all'interno della cella fotovoltaica, $x,y=[m]$, $z=[T]$.

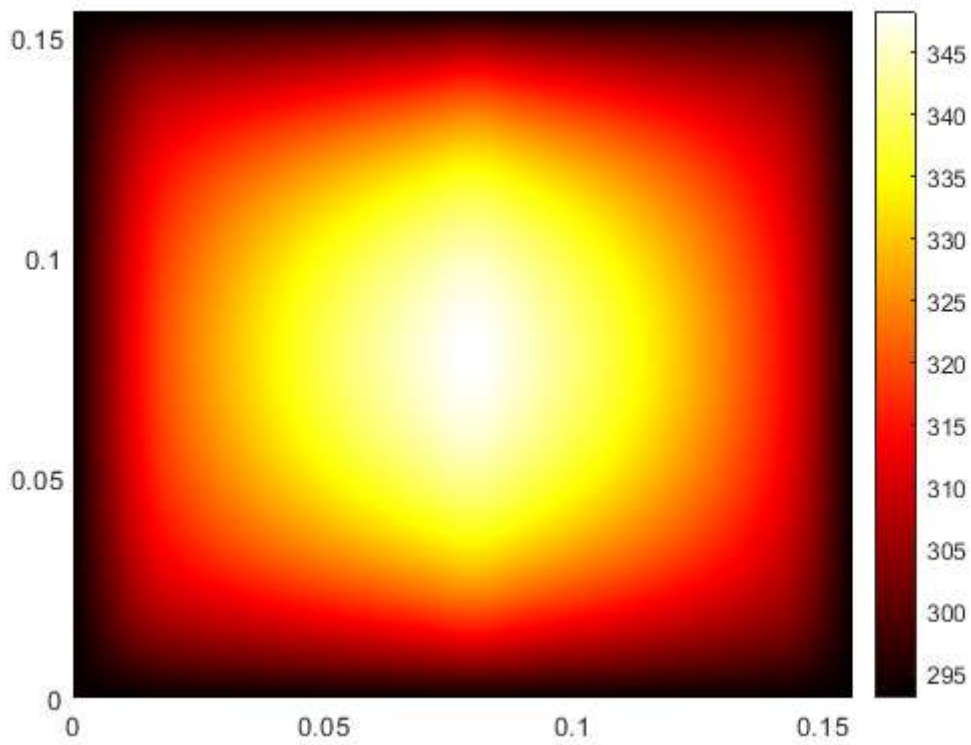


Figura 39. Campo bidimensionale di temperatura all'interno della cella fotovoltaica, $x,y=[m]$, $z=[T]$.

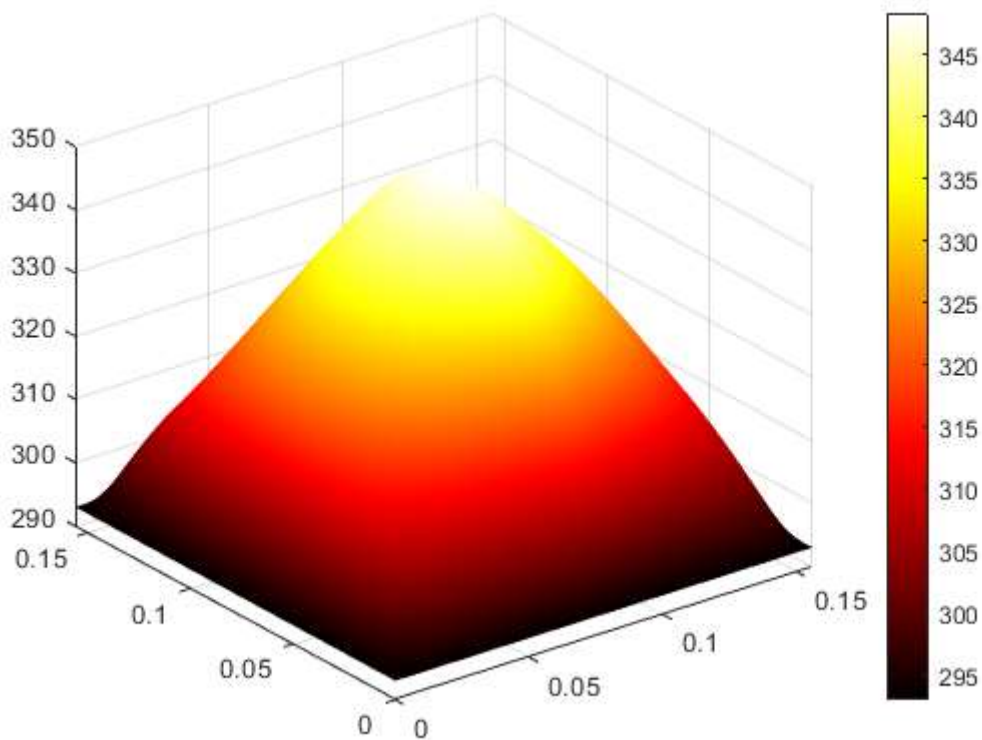


Figura 40. Rappresentazione tridimensionale di temperatura all'interno della cella fotovoltaica $x,y=[m]$, $z=[T]$.

3.3 Costruzione delle nuove condizioni al contorno: analisi del modulo, valutazione di tutte le celle

Il successivo step di analisi è stato quello di cercare di generalizzare il calcolo del profilo di temperatura su tutte le sessanta celle presenti nel modulo.

Per il calcolo della soluzione analitica, sono state considerate sempre le stesse sorgenti, ovvero sorgenti puntiformi posizionate nel centro di ciascuna cella e definite attraverso le variabili $psorg_x$ e $psorg_y$. La soluzione analitica è stata poi interpolata bidimensionalmente sulla griglia utilizzata per il calcolo della soluzione analitica.

Al contrario del caso precedente, in questo caso analizzato sono necessarie le condizioni al contorno di tutte le 60 celle che compongono il modulo.

Vengono riportati i risultati del campo di temperatura di alcune celle del modulo, ottenuti per un numero di celle in direzione x , n_{cx} pari a 6 così come quelle in direzione y , n_{cy} pari a 6; le dimensioni della cella x_c e y_c pari entrambe a 0.2; numero di celle N_x e N_y pari a 60 per la griglia di calcolo della soluzione numerica; numero di celle n_x e n_y pari a 80 per la griglia di calcolo della soluzione

analitica. La soluzione analitica dell'intero modulo viene riportata di seguito:

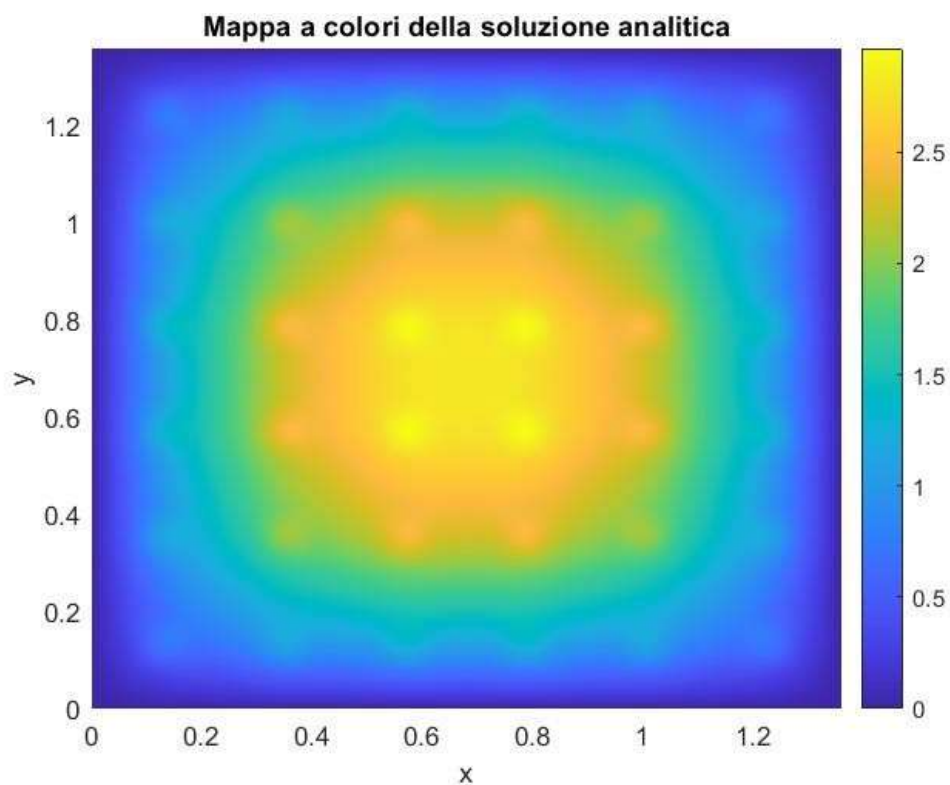


Figura 43 Mappa a colori della soluzione analitica dell'intero modulo, in evidenza le celle maggiormente esposte al flusso termico.

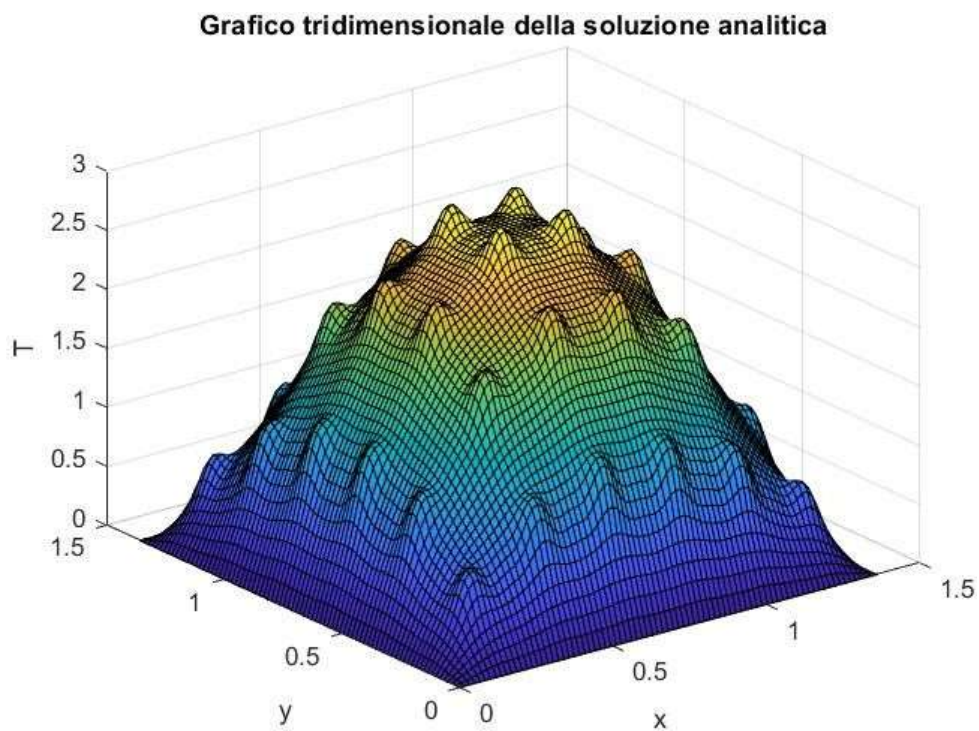


Figura 44 Grafico tridimensionale della soluzione analitica dell'intero modulo.

Le celle di cui si riportano i risultati sono quelle di spigolo e la cella centrale, dove si notano i picchi di temperatura più alti.

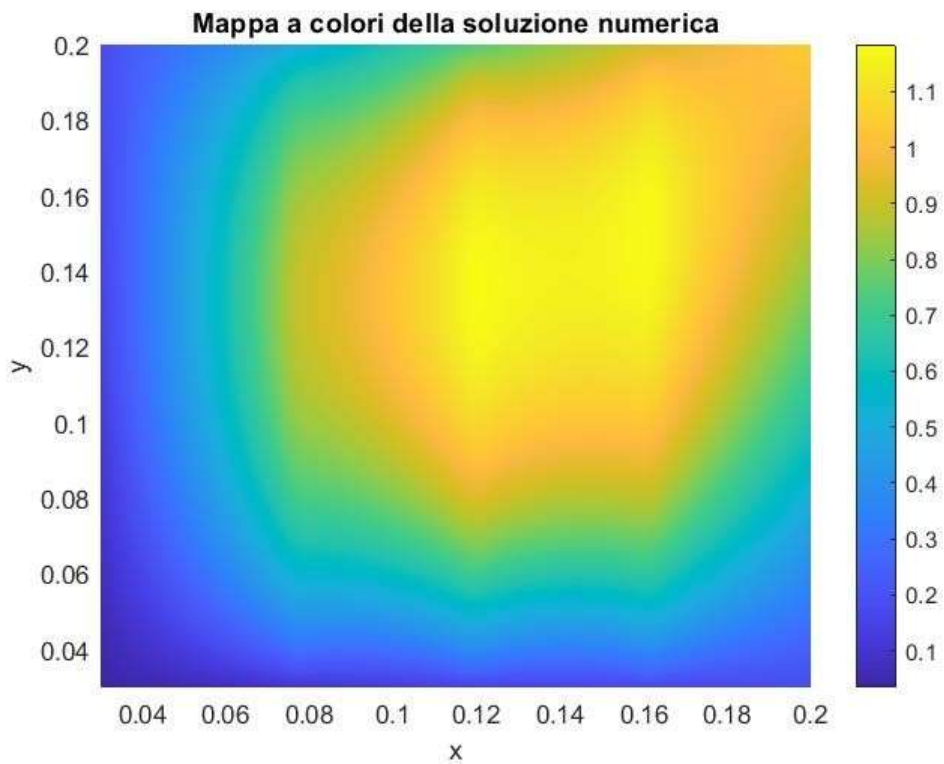


Figura 45 Mappa a colori della soluzione numerica della cella in basso a sinistra.

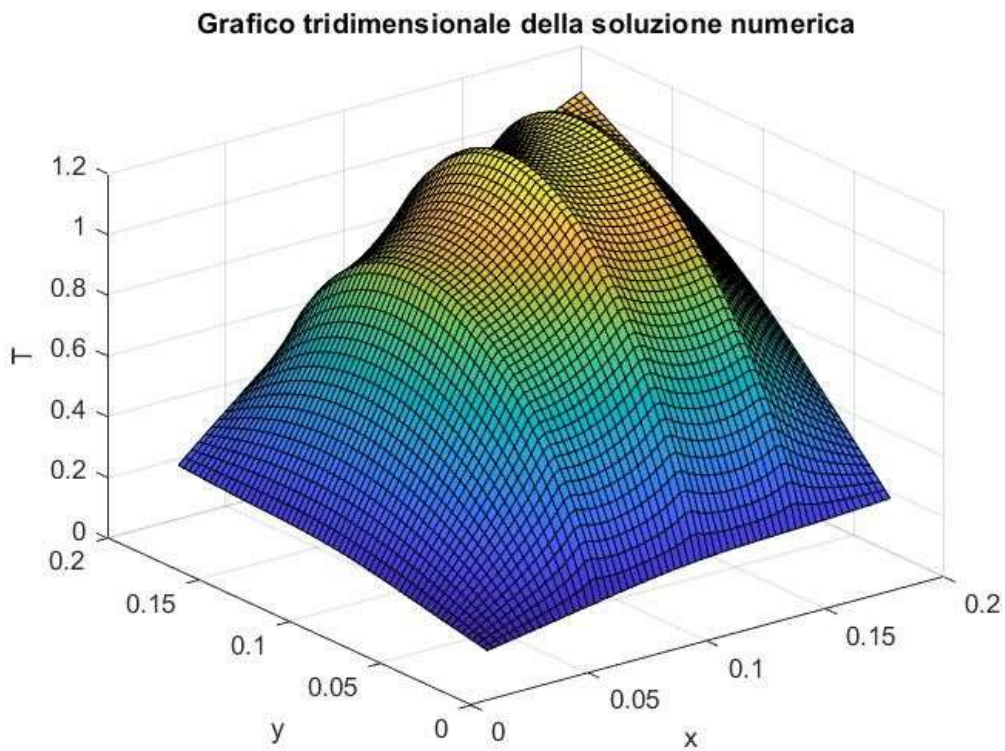


Figura 46 Grafico tridimensionale della soluzione numerica della cella in basso a sinistra.

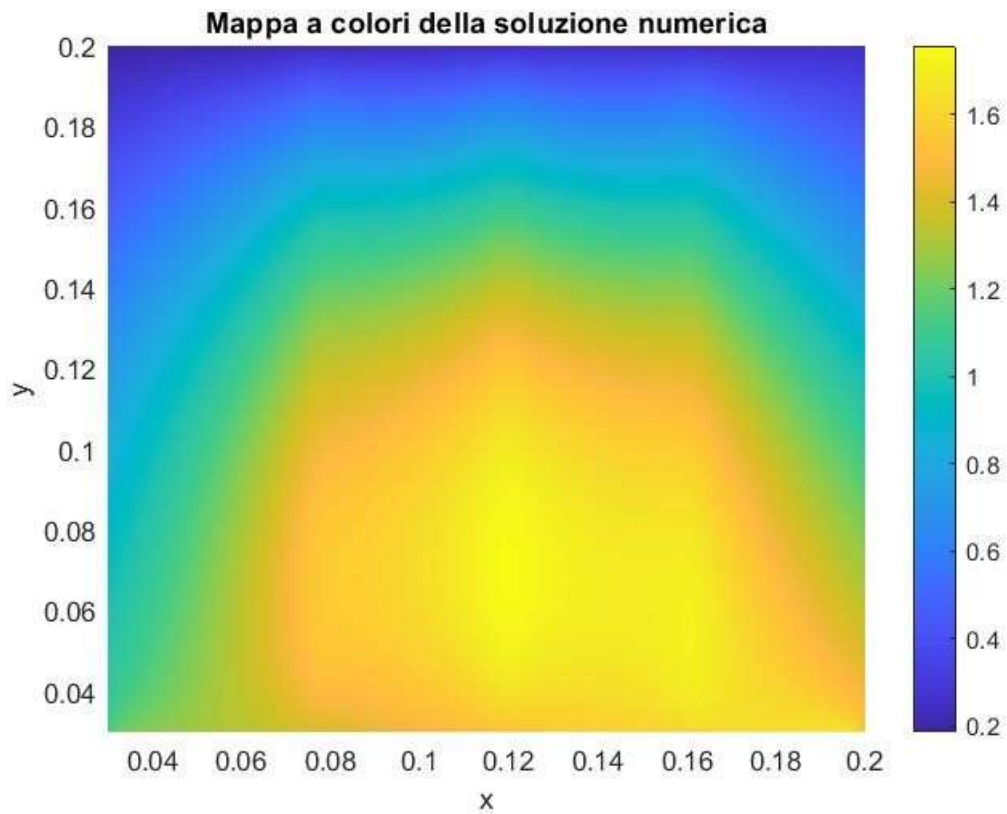


Figura 47 Mappa a colori della soluzione numerica della cella in alto a sinistra.

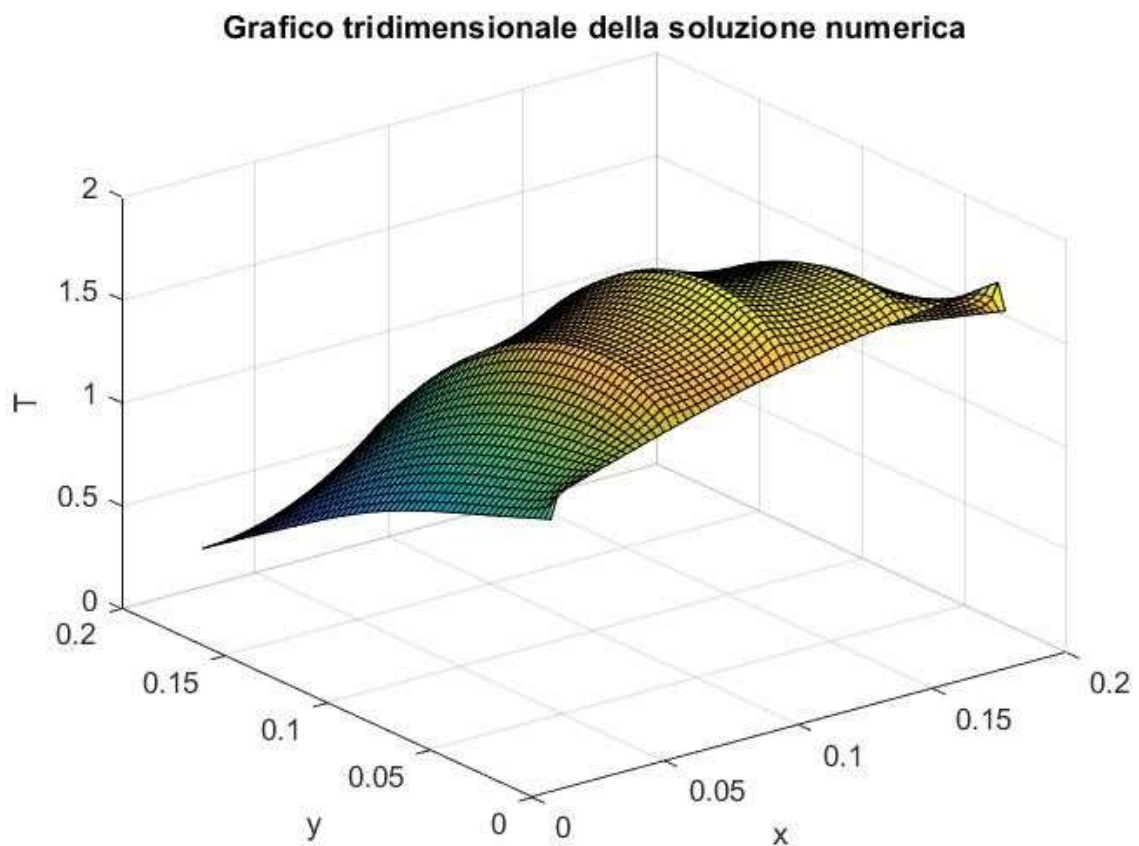


Figura 48 Grafico tridimensionale della soluzione numerica della cella in alto a sinistra.

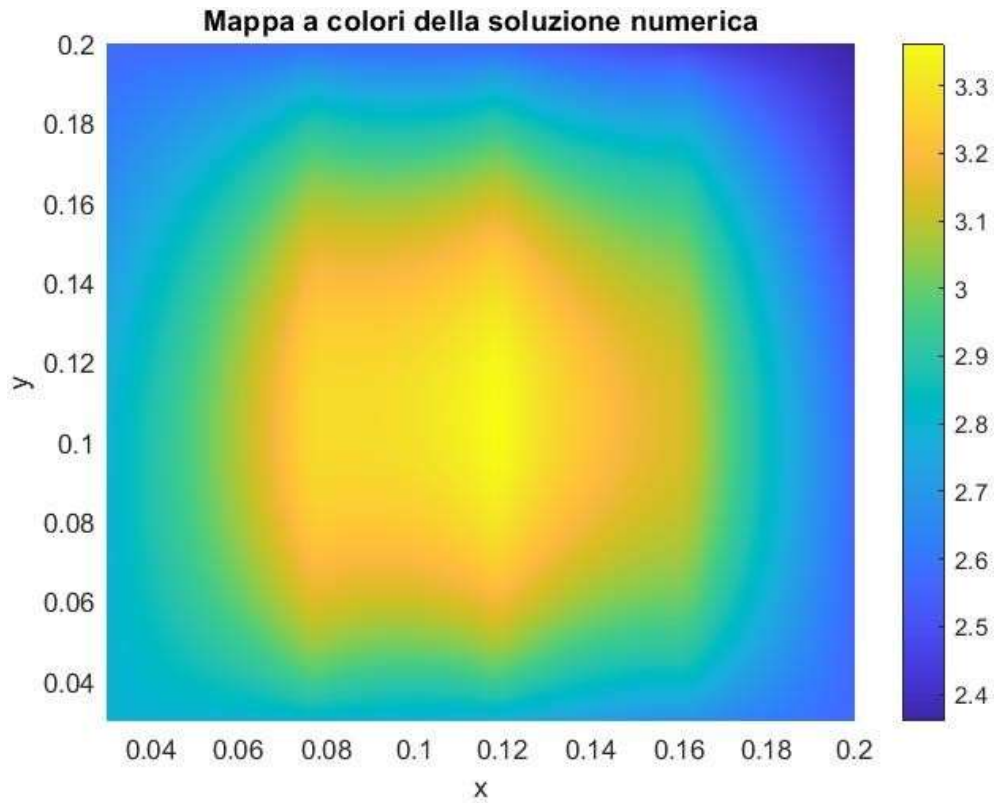


Figura 49 Mappa a colori della soluzione numerica della cella centrale.

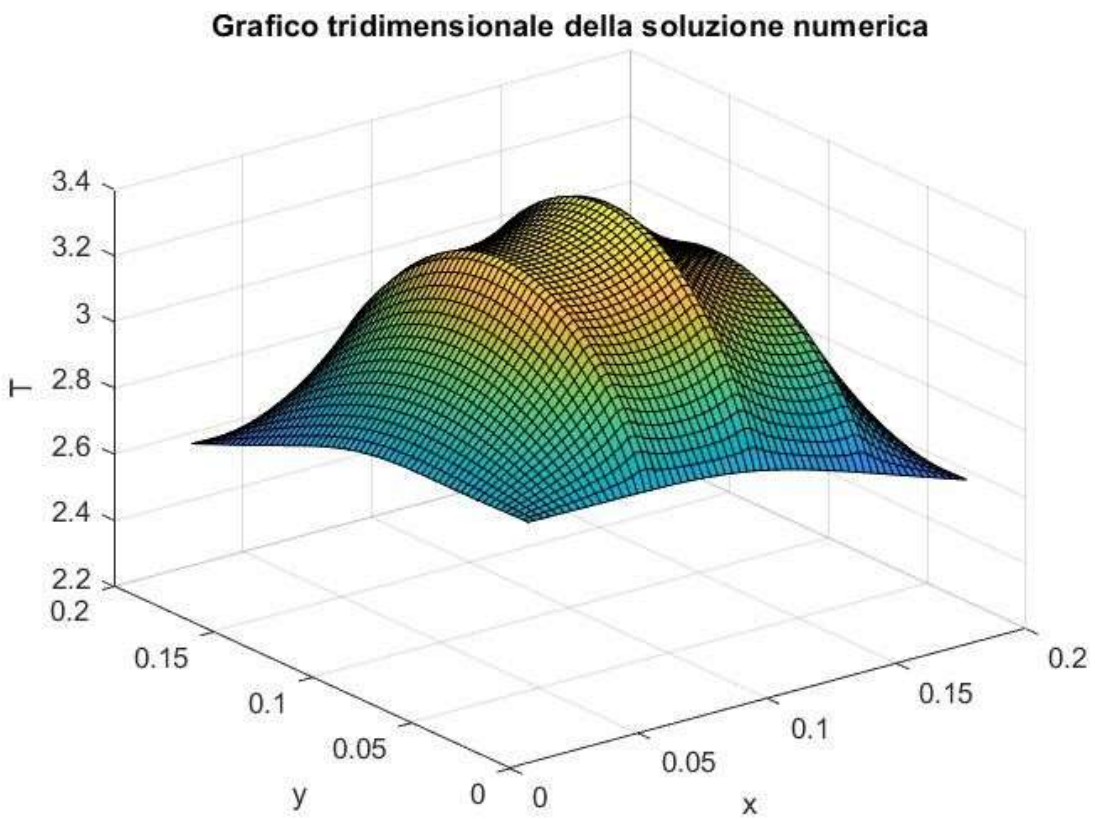


Figura 50 Grafico tridimensionale della soluzione numerica della cella centrale.

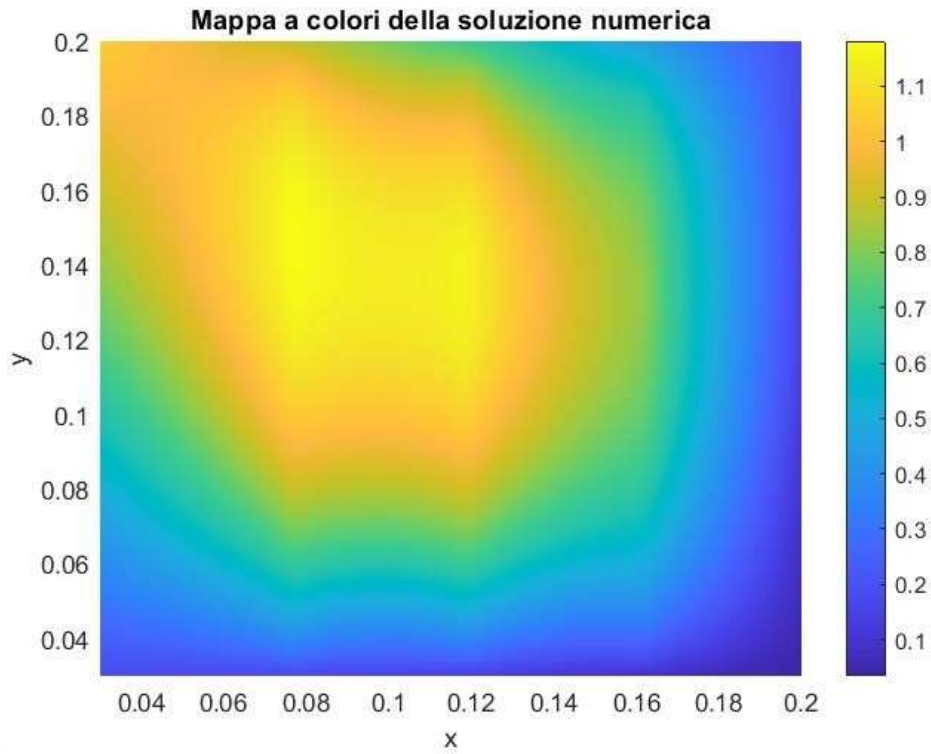


Figura 51 Mappa a colori della soluzione numerica della cella in basso a destra.

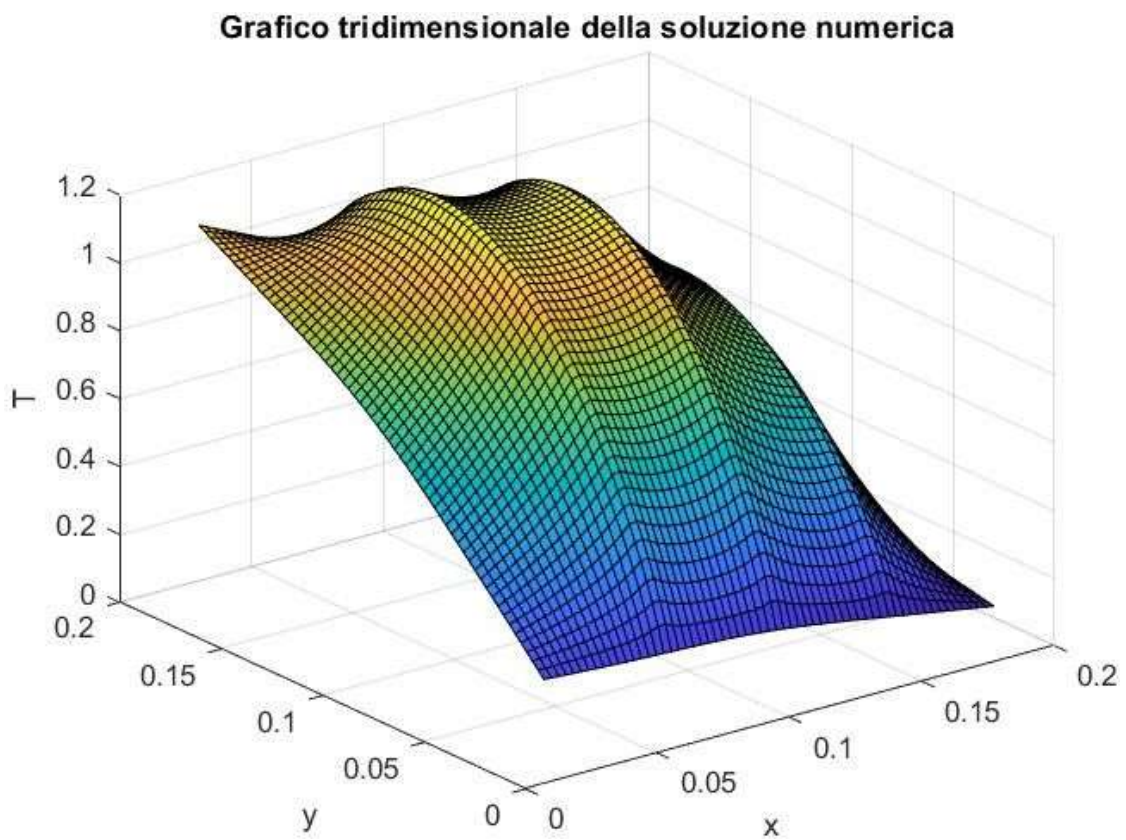


Figura 52 Grafico tridimensionale della soluzione numerica della cella in basso a destra.

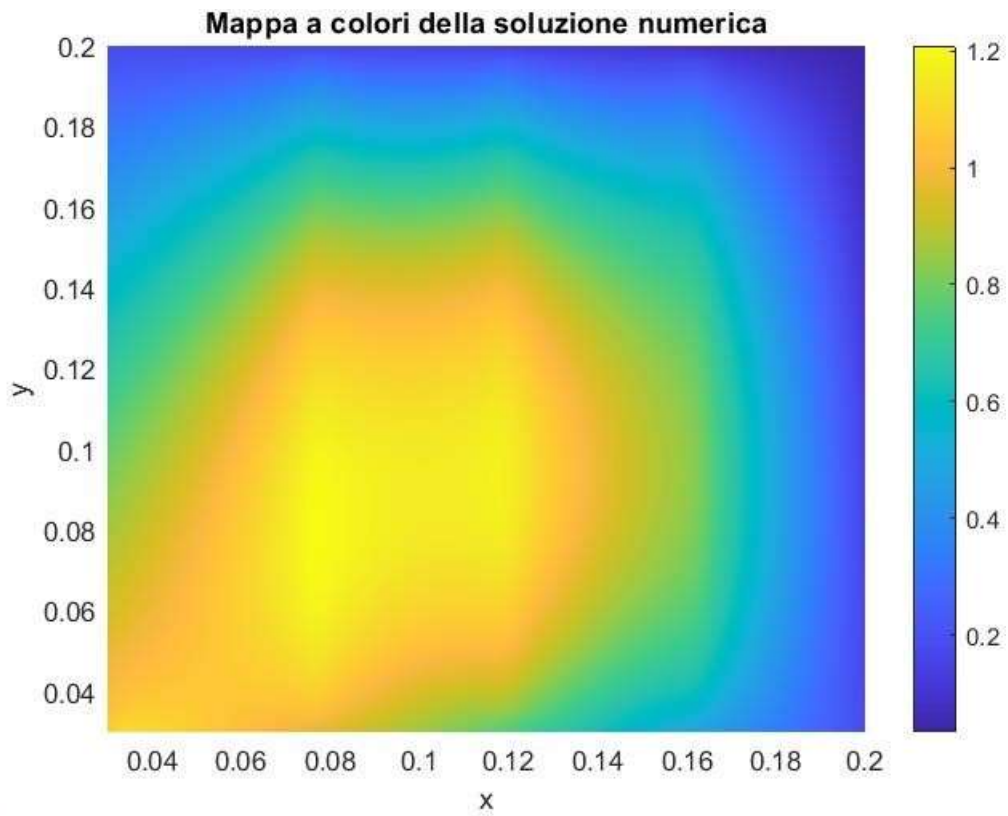


Figura 53 Mappa a colori della soluzione numerica della cella in alto a destra.

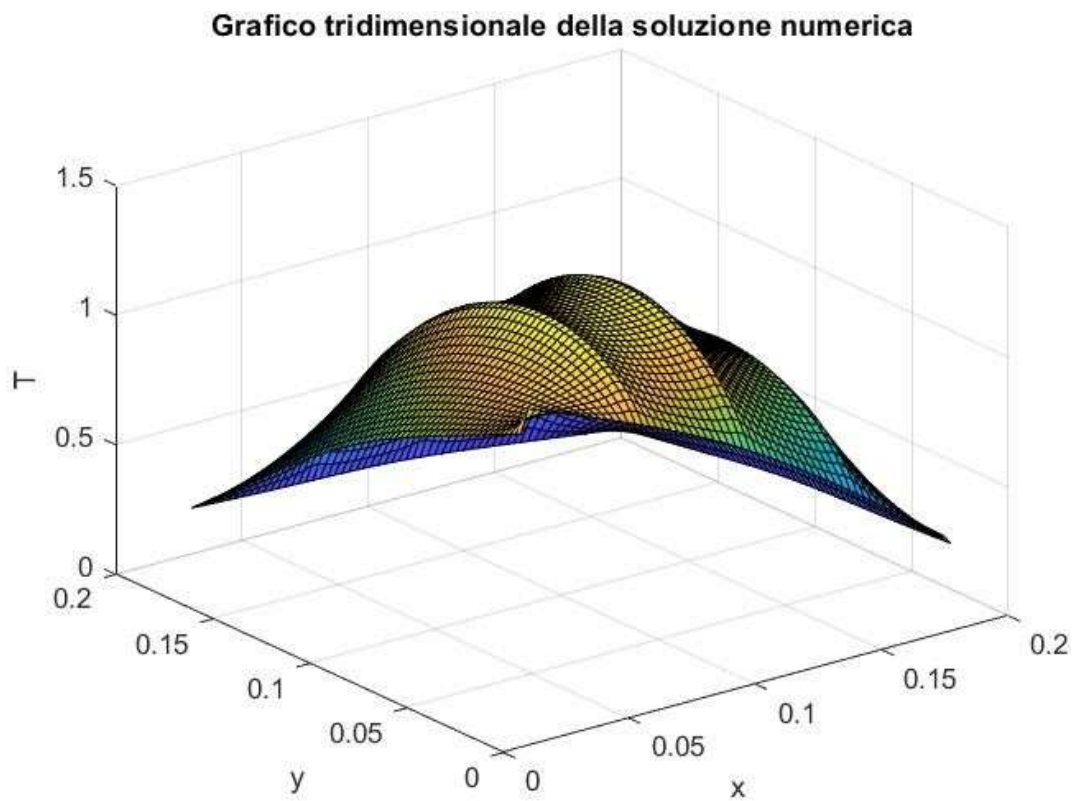


Figura 54 Grafico tridimensionale della soluzione numerica della cella in alto a destra.

3.3.1 Analisi del modulo, soluzione analitica per le condizioni al contorno

Con lo scopo di creare un codice che funzionasse correttamente indipendentemente da geometria e numero di celle nelle due direzioni e che non presentasse problemi legati all'interpolazione su due griglie diverse, è stato valutato un diverso approccio al problema. Anziché considerare la soluzione analitica su tutto il dominio fisico, interpolarla sulla griglia numerica e infine estrapolare le condizioni al contorno, in questo paragrafo viene spiegato come è stato possibile ricavare direttamente in maniera analitica le condizioni al contorno su ciascuna cella di calcolo.

Si è visto che, sotto le ipotesi di una sola sorgente di tipo puntuale, il campo di temperatura può essere scritto analiticamente attraverso la funzione di Green, come detto nel paragrafo 2.2.1:

$$T(x, y) = \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \left(\frac{2}{\sqrt{ab}} \right)^2 \frac{\sin(\alpha_n \cdot x) \cdot \sin(\beta_m \cdot y) \cdot \sin(\alpha_n \cdot x_0) \cdot \sin(\beta_m \cdot y_0)}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2)} \quad (3.7)$$

Indicando con a e b le dimensioni caratteristiche del dominio su cui si sta calcolando la soluzione analitica. Per risolvere, quindi, la condizione al contorno dei quattro bordi sarà sufficiente considerare nell'equazione 3.7:

- per \tan_{sup} fissata la coordinata y_2 e con la coordinata x che può variare tra x_1 e x_2 ;
- per \tan_{inf} fissata la coordinata y_1 e con la coordinata x che può variare tra x_1 e x_2 ;
- per \tan_{sx} fissata la coordinata x_1 e con la coordinata y che può variare tra y_1 e y_2 ;
- per \tan_{dx} fissata la coordinata x_2 e con la coordinata y che può variare tra y_1 e y_2 .

Le formule analitiche per le quattro condizioni al contorno della cella i -esima sono:

$$T(x, y) = \sum_{L=1}^{sorg} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \left(\frac{2}{\sqrt{x_m y_m}} \right)^2 \frac{\sin(\alpha_n \cdot x) \cdot \sin(\beta_m \cdot y_2) \cdot \sin(\alpha_n \cdot x_{0L}) \cdot \sin(\beta_m \cdot y_{0L})}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2)} \quad (3.8a)$$

$$T(x, y) = \sum_{L=1}^{sorg} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \left(\frac{2}{\sqrt{x_m y_m}} \right)^2 \frac{\sin(\alpha_n \cdot x) \cdot \sin(\beta_m \cdot y_1) \cdot \sin(\alpha_n \cdot x_{0L}) \cdot \sin(\beta_m \cdot y_{0L})}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2)} \quad (3.8b)$$

$$T(x, y) = \sum_{L=1}^{sorg} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \left(\frac{2}{\sqrt{x_m y_m}} \right)^2 \frac{\sin(\alpha_n \cdot x_1) \cdot \sin(\beta_m \cdot y) \cdot \sin(\alpha_n \cdot x_{0L}) \cdot \sin(\beta_m \cdot y_{0L})}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2)} \quad (3.8c)$$

$$T(x, y) = \sum_{L=1}^{sorg} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \left(\frac{2}{\sqrt{x_m y_m}} \right)^2 \frac{\sin(\alpha_n \cdot x_2) \cdot \sin(\beta_m \cdot y_2) \cdot \sin(\alpha_n \cdot x_{0L}) \cdot \sin(\beta_m \cdot y_{0L})}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2)} \quad (3.8d)$$

con le condizioni di esistenza viste ad inizio paragrafo e indicando con x_m e y_m le dimensioni del modulo nelle due direzioni, poiché si sta calcolando la soluzione dell'equazione analitica su tutto il modulo. Si sottintende, inoltre, nel pedice L, una doppia sommatoria per la posizione delle sorgenti in direzione x e direzione y .

Facendo riferimento ad una singola cella, i vertici della stessa possono essere definiti attraverso quattro punti, come si mostra nella seguente figura:

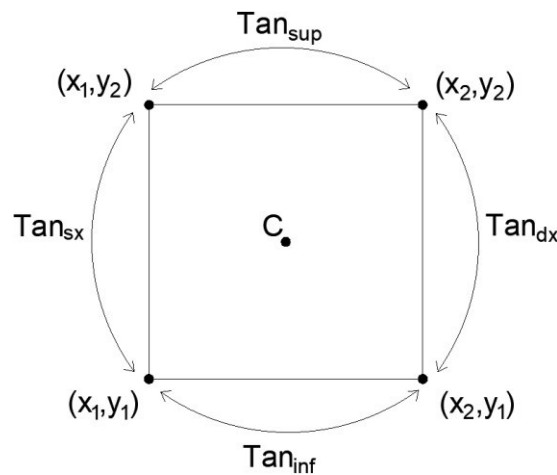


Figura 55 Singola cella definita dai quattro vertici

È stata creata una nuova “function” in Matlab, chiamata “analitica”, che per ogni cella prende in input x_1 , x_2 , y_1 e y_2 e restituisce in output le condizioni al contorno dei quattro bordi.

In questo caso, al contrario del caso 3.1.5, il codice funziona per qualsiasi tipologia di configurazione testata, rendendosi quindi indipendente dal numero di celle e dalle loro dimensioni nelle direzioni x e y . Il processo di risoluzione del campo di temperatura sulle celle del modulo è praticamente lo stesso visto nei casi precedenti.

Di seguito vengono riportate delle figure con il campo di temperatura su tre diverse celle del modulo, in particolare la prima cella in basso a sinistra, una cella centrale e l'ultima cella in alto a destra nel modulo. Per le mappe a colori 2D è stata evidenziata anche la regione di cella interessata dal passaggio di corrente, ovvero i busbars.

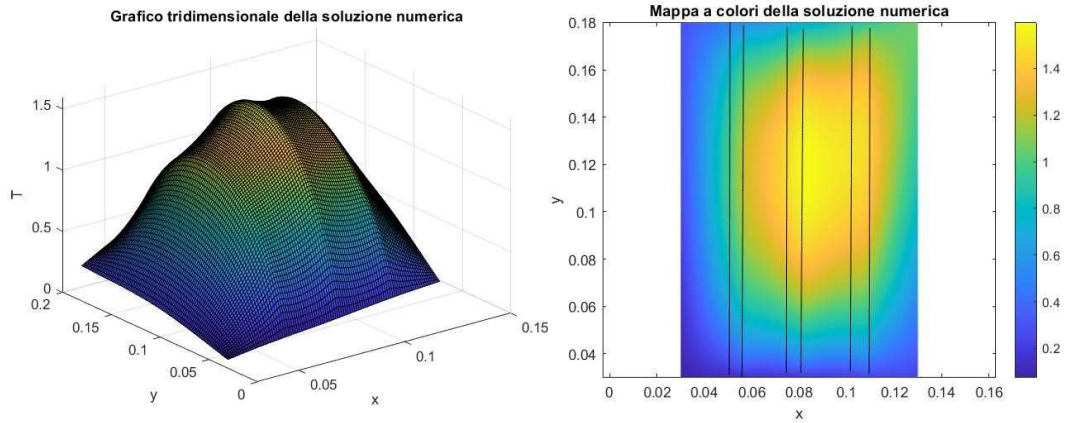


Figura 56 Campo di temperatura sulla prima cella in basso a sinistra, grafico 3D e 2D

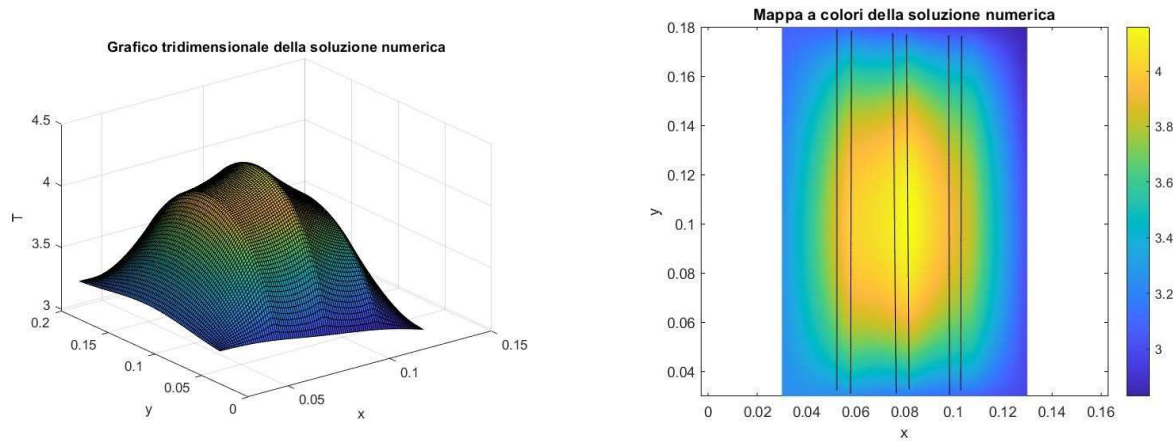


Figura 57 Campo di temperatura sulla cella centrale, grafico 3D e 2D

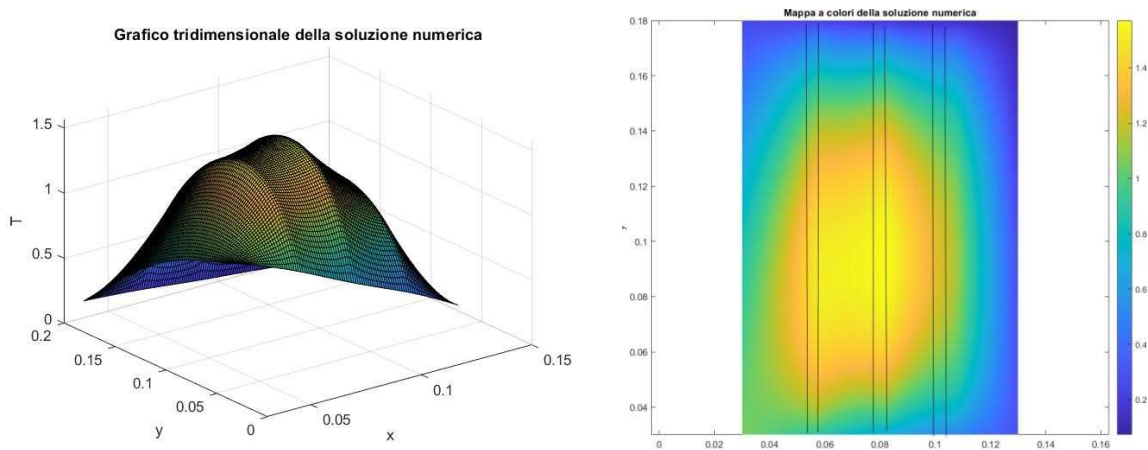


Figura 58 Grafico tridimensionale della soluzione numerica dell'ultima cella in alto a destra

Come si può notare dalle figure, la soluzione numerica risulta essere perfettamente coerente sui vari bordi nel dominio di calcolo.

3.4 Approccio con sorgente termica distribuita sulla cella di calcolo

In questa seconda fase sono stati sviluppati i codici relativi al secondo approccio descritto nel paragrafo 3.2 ovvero quello con una sorgente termica distribuita omogeneamente sulla cella di calcolo.

3.4.1 Singola cella

Naturalmente, l'aver sviluppato i codici precedenti ha aiutato in questa seconda fase. La soluzione numerica dell'equazione, infatti, segue lo stesso e identico procedimento descritto per tutti gli altri casi. Ciò che effettivamente cambia è la definizione della tipologia di sorgente agente sulla cella e della soluzione analitica. In particolare, per quest'ultima, si sviluppa nel codice attraverso la seguente formula:

$$T(x, y) = S_0 \frac{4}{x_c y_c} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \left(\frac{2}{\sqrt{ab}} \right)^2 \frac{\sin(\alpha_n x) \sin(\beta_m y)}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2) \alpha_n \beta_m} [\cos(\alpha_n x_c) - 1] \cdot [\cos(\beta_m y_c) - 1] \quad (3.12)$$

Con una sorgente distribuita omogeneamente e costante pari proprio a S_0 su tutta la cella di dimensioni x_c e y_c .

In questo nuovo approccio, il numero di autofunzioni necessarie per arrivare a convergenza è decisamente ridotto rispetto ai casi visti per la trattazione con la funzione Delta di Dirac. Ciò comporta un notevole risparmio in termini di costo computazionale e di conseguenza anche tempi di calcolo decisamente più bassi, anche dell'ordine di qualche secondo, rispetto all'ordine di minuti dei casi precedenti.

In questo caso è stato fatto uno studio di convergenza sul numero di autofunzioni, provando a capire il valore minimo di autofunzioni necessario per avere una soluzione stabile e accurata, ovvero che non cambia se si aumenta ancora il numero di autofunzioni coinvolte nel calcolo. Si riporta di seguito un grafico che ha in ascisse il numero di autofunzioni e in ordinate il rapporto tra la soluzione analitica e numerica. Quando tale rapporto non cambia più vuol dire che la convergenza della soluzione analitica ottenuta con un numero esiguo di autofunzioni è soddisfatta.

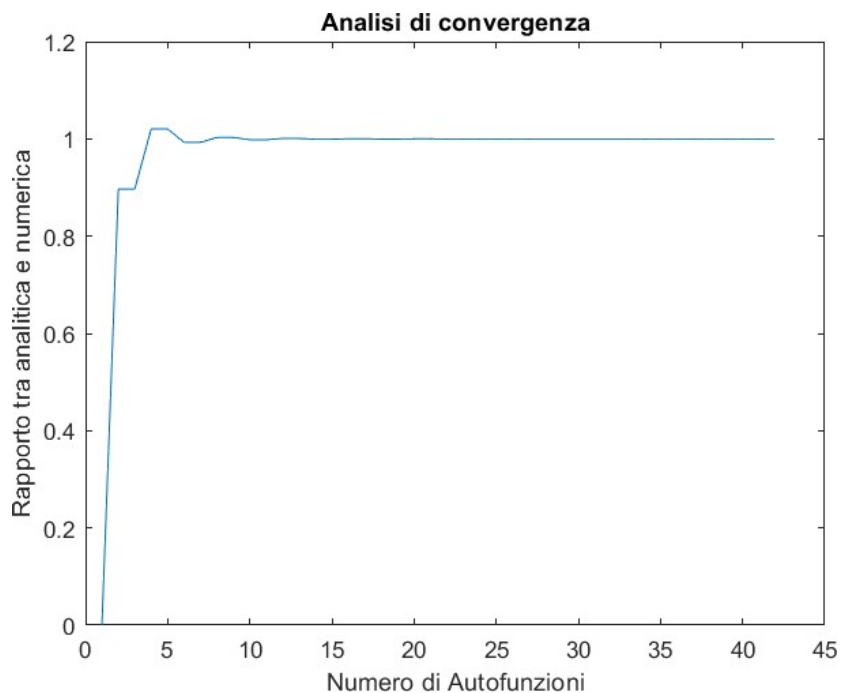


Figura 59 Analisi di convergenza

Anche in questo caso è stato fatto un confronto tra soluzione numerica e soluzione analitica per valutare se il modello creato fosse effettivamente affidabile. Si riportano i risultati ottenuti per la soluzione numerica e la soluzione analitica in riferimento ad una griglia composta da 100 celle in direzione x , 100 celle in direzione y e un numero n e m di autofunzioni pari a 50. Come detto in precedenza, un numero decisamente inferiore rispetto alle 300 necessarie per la soluzione con Deltadi Dirac.

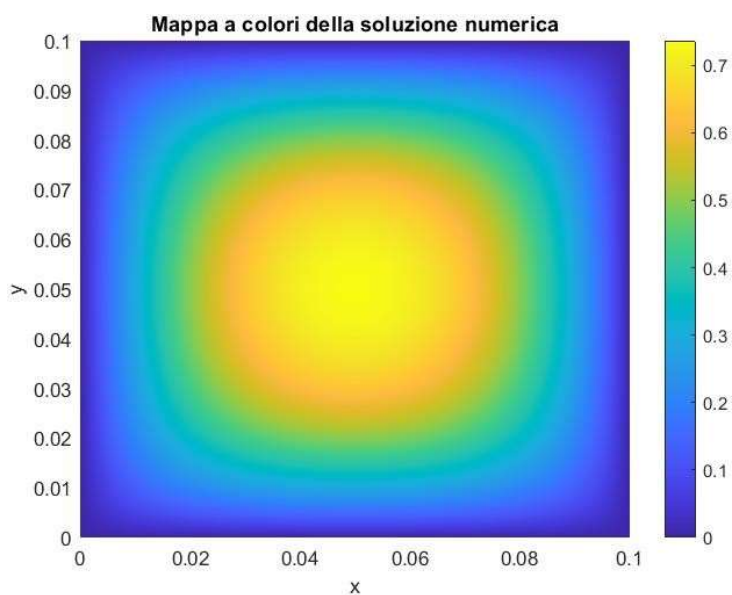


Figura 60 Mappa a colori della soluzione numerica della cella con sorgente distribuita

Grafico tridimensionale della soluzione numerica

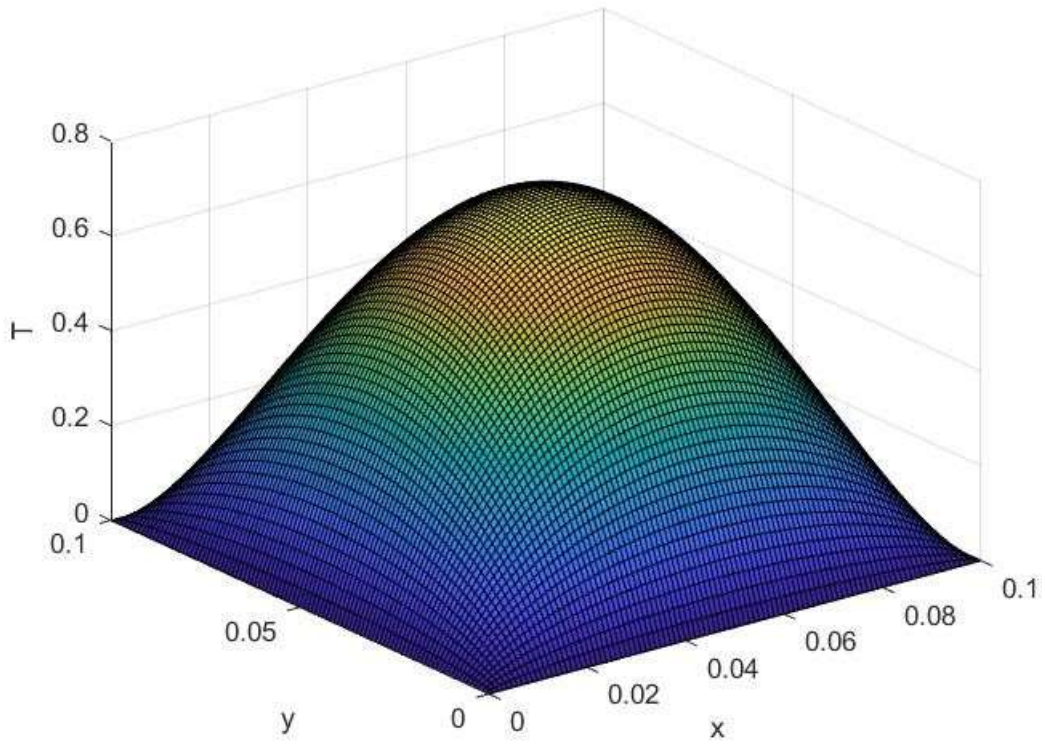


Figura 61 Grafico 3D della soluzione numerica della cella con sorgente distribuita

Mappa a colori della soluzione analitica

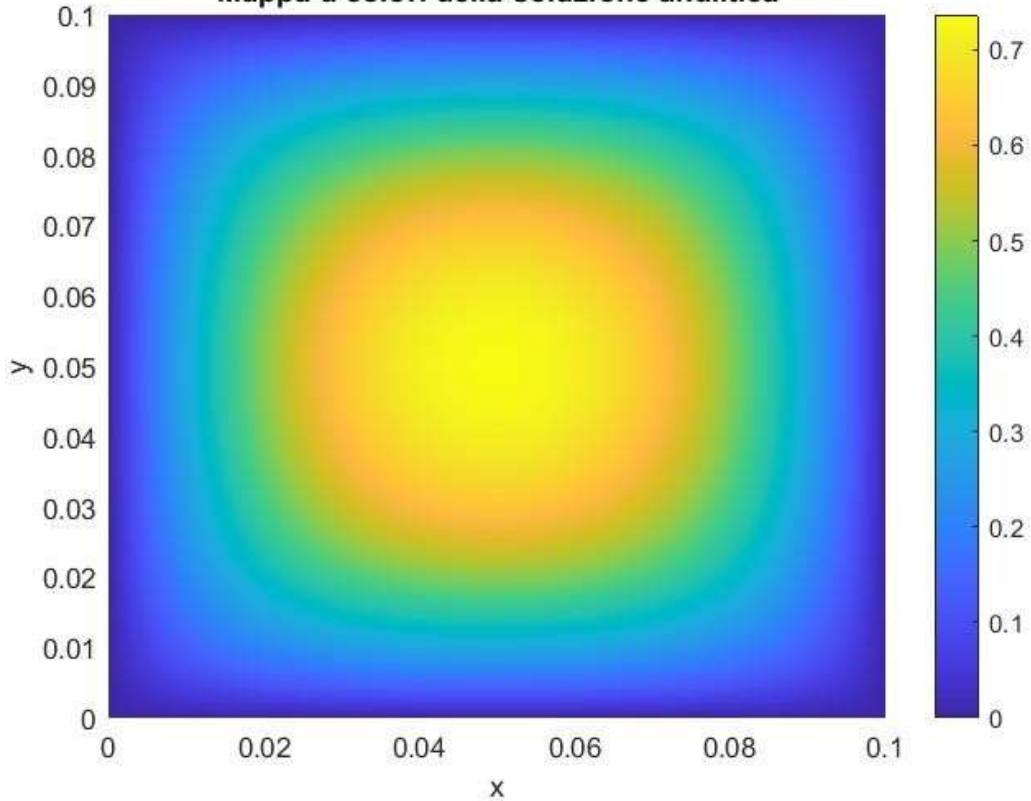


Figura 62 Mappa a colori della soluzione analitica della cella con sorgente distribuita

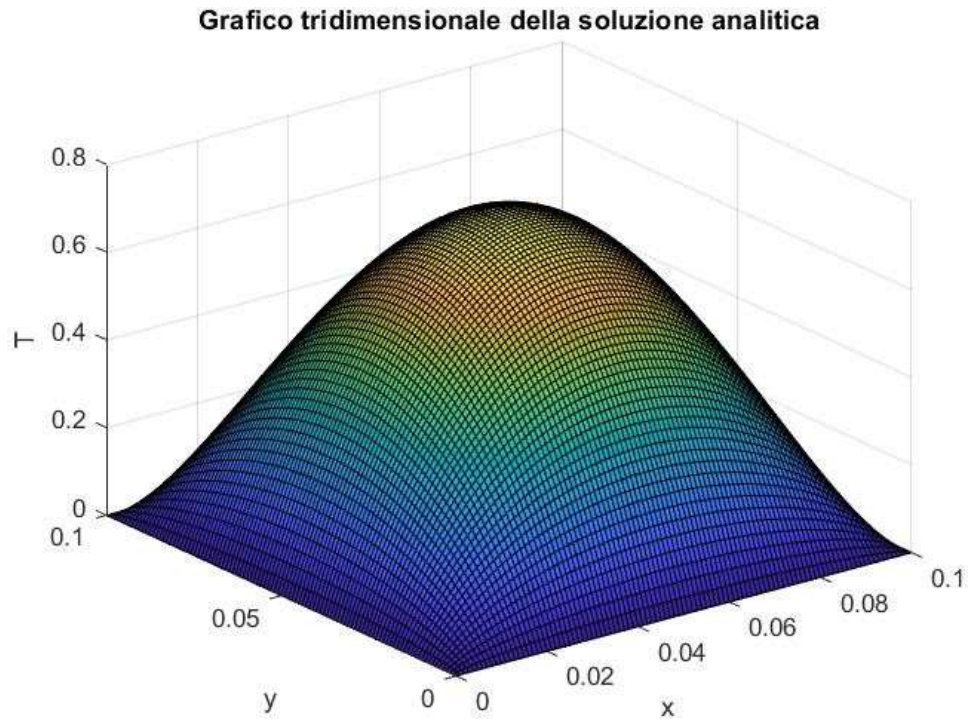


Figura 63 Grafico 3D della soluzione analitica della cella con sorgente distribuita

Come si può notare dai grafici, la soluzione numerica e analitica sono praticamente coincidenti, pertanto con un errore molto piccolo su tutto il dominio.

3.4.2 Analisi del modulo

Validato il modello per una singola cella, lo step successivo è stato quello di iniziare l'analisi del modulo, come fatto anche per l'approccio con Delta di Dirac.

Il processo logico seguito nella costruzione di questo modello è molto simile a quanto descritto nel paragrafo 3.1.6. In particolare, l'approccio è quello di calcolare la soluzione analitica delle condizioni al contorno di ciascuna cella, contemplando la sola sorgente dovuta all'irradianza e omogeneamente distribuita su tutte le celle del modulo. Le condizioni al contorno ricavate poi sono state utilizzate per calcolare la soluzione numerica di ciascuna cella, questa volta valutando anche il contributo ohmico legato alla presenza del busbars.

Facendo riferimento alla figura 55 del paragrafo 3.1.6, si può analizzare il caso di sorgente distribuita, calcolando analiticamente le condizioni al contorno di ciascuna cella.

Prima di passare al caso più complesso, con le sorgenti posizionate in ciascuna cella, si può analizzare un caso più semplice, considerando il contributo di sorgente generato dalla sola cella per cui si calcola la condizione al contorno. La legge analitica che viene definita è molto simile all'equazione 3.12 vista nel paragrafo precedente. Il discorso verrà poi esteso alle $nc_x \cdot nc_y$ celle che compongono il modulo.

La formulazione che segue è definita per la temperatura sul bordo superiore della cella, ma il discorso è completamente uguale per le altre tre condizioni al contorno, cambiando naturalmente le condizioni di esistenza del dominio di calcolo.

$$\begin{aligned}
 T(\vec{r}) &= \int_S G(\vec{r}' \rightarrow \vec{r}) \cdot S_0 dS' = S_0 \int_{\frac{S}{S}} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(\vec{r}) \cdot \phi_{nm}(\vec{r}')}{DB_k^2} = \\
 &= S_0 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(\vec{r})}{DB_k^2} \int_{\frac{S}{S}} \phi_{nm}(\vec{r}') dS' = \\
 &= S_0 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(x, y)}{DB_k^2} \int_{x_1}^{x_2} \int_{y_1}^{y_2} \left(\frac{2}{\sqrt{x_m y_m}} \right) \cdot \sin(\alpha_n \cdot x') \cdot \sin(\beta_m \cdot y') dx' dy' = \\
 &= S_0 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(x, y)}{DB_k^2} \cdot \left(\frac{2}{\sqrt{x_m y_m}} \right) \int_{x_1}^{x_2} \sin(\alpha_n \cdot x') dx' \cdot \int_{y_1}^{y_2} \sin(\beta_m \cdot y') dy' =
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= S_0 \left(\frac{2}{\sqrt{x_m y_m}} \right)^2 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\sin(\alpha_n x) \cdot \sin(\beta_m y)}{DB_k^2} \cdot \frac{1}{\alpha_n} \cdot [\cos(\alpha_n \cdot x')] \Big|_{x_1}^{x_2} \cdot \frac{1}{\beta_m} \cdot [\cos(\beta_m \cdot y')] \Big|_{y_1}^{y_2} = \\
&S_0 \frac{4}{x_m y_m} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\sin(\alpha_n x) \cdot \sin(\beta_m y)}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2) \alpha_n \beta_m} \cdot [\cos(\alpha_n x_2) - \cos(\alpha_n x_1)] \\
&\quad \cdot [\cos(\beta_m y_2) - \cos(\beta_m y_1)] \quad (3.13)
\end{aligned}$$

Considerando una x compresa tra x_1 e x_2 e fissando la y pari a y_2 per definizione di faccia superiore.

Se invece si considerano tutte le $nc_x \cdot nc_y$ celle, al posto di avere un unico integrale per la sorgente, si ha una sommatoria di integrali, pari proprio al numero totale di celle, sfruttando il principio di sovrapposizione degli effetti. Per generalizzare la formula, si prende in considerazione una doppia sommatoria sugli indici l e v per indicare, nel termine sorgente, il contributo dovuto alla l -esima cella in direzione x e la v -esima cella in direzione y .

La condizione al contorno per la faccia superiore della i -esima cella in direzione x e j -esima in direzione y si potrà pertanto calcolare come segue:

$$\begin{aligned}
T(\vec{r}) &= \int_s G(\vec{r}^i \rightarrow \vec{r}) \cdot S_0 dS' = S_0 \int_{\frac{s}{S}} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(\vec{r}) \cdot \phi_{nm}(\vec{r}^i)}{DB_k^2} = \\
&= S_0 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(\vec{r})}{DB_k^2} \int_{\frac{s}{S}} \phi_{nm}(\vec{r}^i) dS' = \\
&= S_0 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(x, y)}{DB_k^2} \sum_{l=1}^{nc_x-1} \sum_{v=1}^{nc_y-1} \int_{x_1}^{x_{i+1}} \int_{y_1}^{y_{v+1}} \left(\frac{2}{\sqrt{x_m y_m}} \right) \cdot \sin(\alpha_n \cdot x') \cdot \sin(\beta_m \cdot y') dx' dy' = \\
&= S_0 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\phi_{nm}(x, y)}{DB_k^2} \cdot \left(\frac{2}{\sqrt{x_m y_m}} \right) \sum_{l=1}^{nc_x-1} \sum_{v=1}^{nc_y-1} \int_{x_1}^{x_{i+1}} \cdot \sin(\alpha_n \cdot x') dx' \cdot \int_{y_1}^{y_{v+1}} \sin(\beta_m \cdot y') dy' =
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= S_0 \left(\frac{2}{\sqrt{x_m y_m}} \right)^2 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\sin(\alpha_n x) \cdot \sin(\beta_m y)}{DB_k^2} \cdot \frac{1}{\alpha_n} \cdot \frac{1}{\beta_m} \\
&\quad \cdot \sum_{l=1}^{nc_x-1} \sum_{v=1}^{nc_y-1} \cdot [\cos(\alpha_n \cdot y')] \Big|_{x_l}^{x_{l+1}} \cdot [\cos(\beta_m \cdot y')] \Big|_{y_v}^{y_{v+1}} = \\
S_0 \frac{4}{x_m y_m} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\sin(\alpha_n x) \cdot \sin(\beta_m (y_j + \Delta y))}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2) \alpha_n \beta_m} \\
&\quad \cdot \sum_{l=1}^{nc_x-1} \sum_{v=1}^{nc_y-1} [\cos(\alpha_n x_2) - \cos(\alpha_n x_1)] \cdot [\cos(\beta_m y_2) - \cos(\beta_m y_1)] \quad (3.14)
\end{aligned}$$

Con condizione di esistenza per la x compresa tra una x_i e una $x_i + \Delta x$ e per la y pari a $y_j + \Delta y$ visto che si sta considerando la i -esima cella in direzione x e la j -esima cella in direzione y .

Analogamente, senza ripetere gli stessi passaggi, si ottengono le condizioni al contorno per le altre tre facce.

Per la faccia inferiore:

$$\begin{aligned}
T_{inf}(x, x_j) &= S_0 \frac{4}{x_m y_m} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\sin(\alpha_n x) \cdot \sin(\beta_m y_j)}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2) \alpha_n \beta_m} \\
&\quad \cdot \sum_{l=1}^{nc_x-1} \sum_{v=1}^{nc_y-1} [\cos(\alpha_n x_{l+1}) - \cos(\alpha_n x_l)] \cdot [\cos(\beta_m y_{v+1}) - \cos(\beta_m y_v)] \quad (3.15)
\end{aligned}$$

Con x compresa tra una x_i e una $x_i + \Delta x$ e per la y pari a y_j .

Per la faccia sinistra:

$$\begin{aligned}
T_{sx}(x_i, y) &= S_0 \frac{4}{x_m y_m} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\sin(\alpha_n x) \cdot \sin(\beta_m y)}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2) \alpha_n \beta_m} \\
&\quad \cdot \sum_{l=1}^{nc_x-1} \sum_{v=1}^{nc_y-1} [\cos(\alpha_n x_{l+1}) - \cos(\alpha_n x_l)] \cdot [\cos(\beta_m y_{v+1}) - \cos(\beta_m y_v)] \quad (3.16)
\end{aligned}$$

Con x pari a x_i e la y compresa tra una y_j e $y_j + \Delta y$.

Per la faccia destra:

$$T_{sx}(x_i, \Delta x, y) = S_0 \frac{4}{x_m y_m} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\sin(\alpha_n(x_i + \Delta x)) \cdot \sin(\beta_m y)}{D(\alpha_n^2 + \beta_m^2) \alpha_n \beta_m} \cdot \sum_{l=1}^{nc_x-1} \sum_{v=1}^{nc_y-1} [\cos(\alpha_n x_{l+1}) - \cos(\alpha_n x_l)] \cdot [\cos(\beta_m y_{v+1}) - \cos(\beta_m y_v)] \quad (3.17)$$

Con x pari a $x_i + \Delta x$ e la y compresa tra una y_j e $y_j + \Delta y$.

Tutte queste definizioni analitiche sono state implementate in una nuova *function* del Matlab, chiamata “*analiticadistribuita*” che prende in input i vertici della i -esima cella in x e j -esima cella in y e restituisce in output le quattro condizioni al contorno. Questo viene ripetuto in un doppio ciclo “for” con i che va da 1 fino a nc_x e con j che va da 1 fino a nc_y .

Di seguito si riportano i grafici della soluzione numerica di alcune celle caratteristiche, in particolare quelle poste nei vertici e una cella centrale.

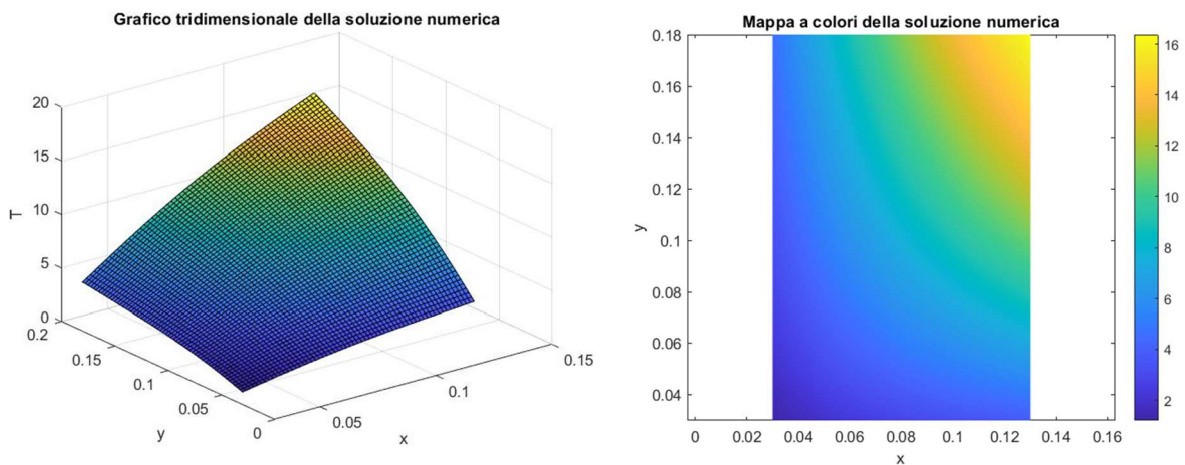


Figura 64. Campo di temperatura sulla cella nel vertice in basso a sinistra, grafico 3D e 2D

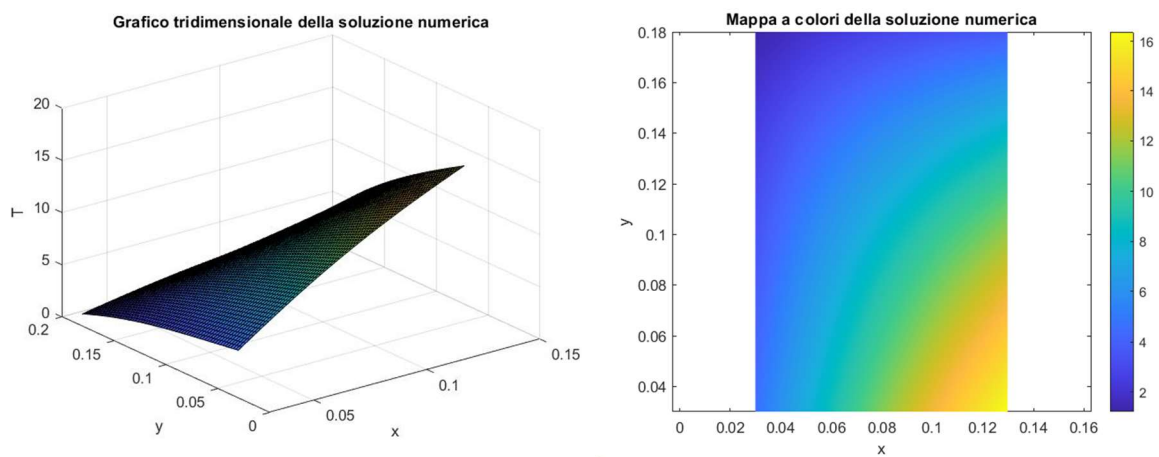


Figura 65. Campo di temperatura sulla cella nel vertice in alto a sinistra, grafico 3D e 2D

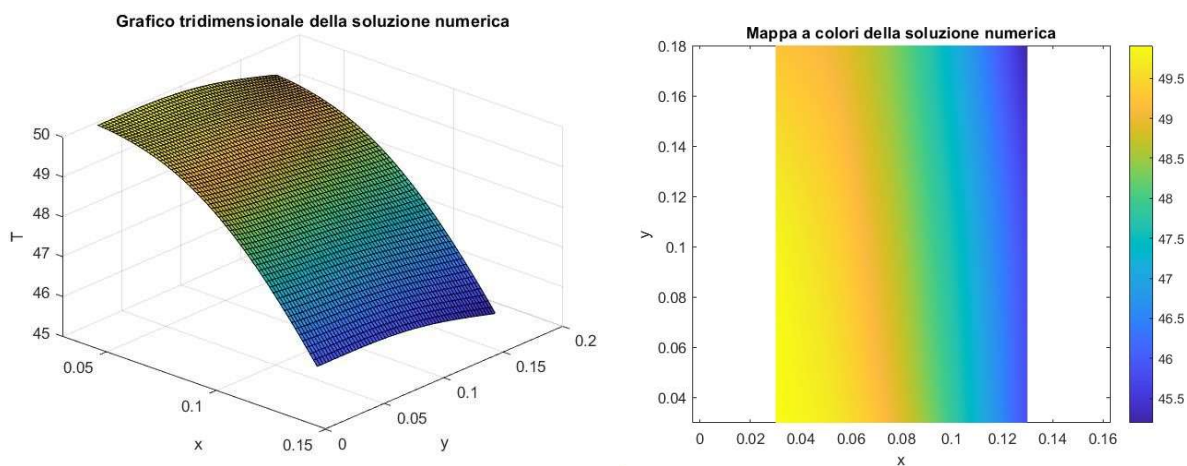


Figura 66. Campo di temperatura su una delle celle centrali del modulo, grafico 3D e 2D

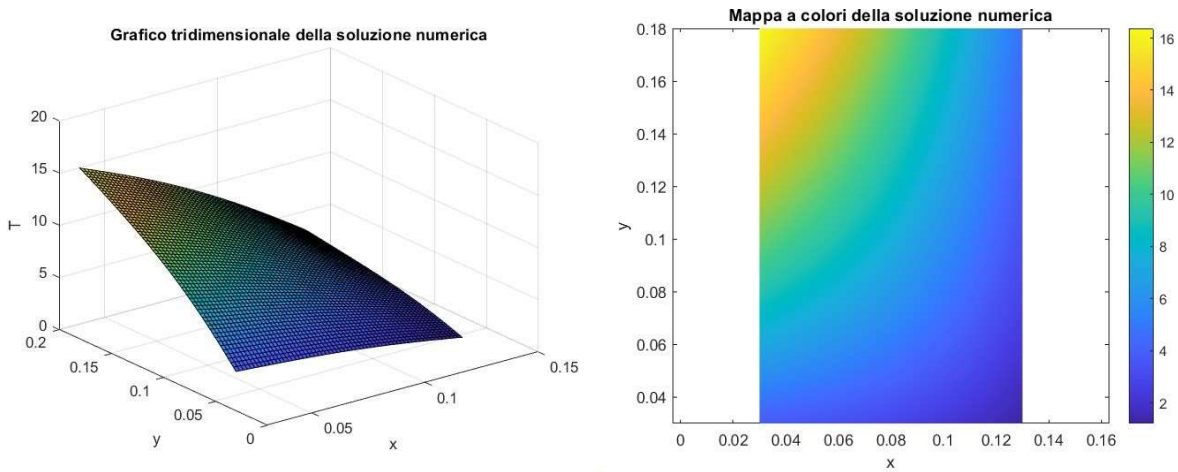


Figura 67. Campo di temperatura sulla cella nel vertice in basso a destra, grafico 3D e 2D

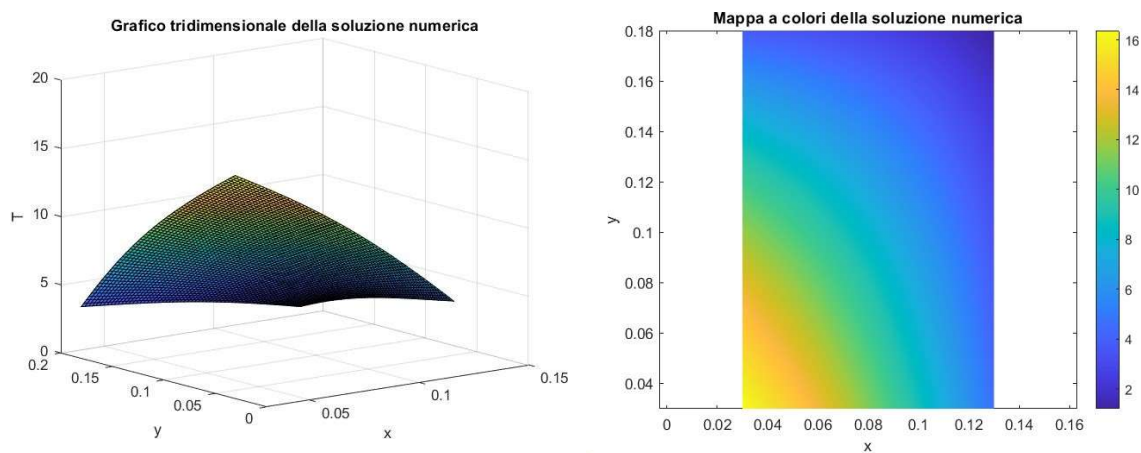


Figura 68. Campo di temperatura sulla cella nel vertice in alto a destra, grafico 3D e 2D

Come si può notare dai diversi grafici, le celle di bordo hanno pressoché sia lo stesso andamento del campo di temperatura che i valori assunti da quest'ultimo. La cella centrale, invece, assume valori decisamente più alti, oltre che un andamento diverso.

Al contrario dell'approccio con funzione Delta di Dirac, in questo caso non si riesce a distinguere la zona interessata dai busbars rispetto a quello soggetta alla sola irradianza, segno che effettivamente la soluzione in questo caso risulta più distribuita e poco singolare rispetto i precedenti casi analizzati.

Capitolo 4 - Modello termoelettrico accoppiato per il calcolo della distribuzione della temperatura

Di seguito è presentato un modello di calcolo su un caso studio reale per la valutazione delle prestazioni di un modulo fotovoltaico, implementando le condizioni al contorno delle singole celle calcolate analiticamente tramite una procedura iterativa. Gli effetti considerati, come già visto nei capitoli dedicati alla teoria, sono quelli relativi al flusso termico della radiazione solare e al flusso elettrico dei conduttori sovrastanti la cella e che le collegano all'interno del modulo. Il modello termoelettrico di cui si è fatto ampia trattazione consente una valutazione puntuale della distribuzione di temperatura. La distribuzione della corrente elettrica è calcolata a partire dal campo di temperatura di cella e il calore prodotto per effetto Joule è contenuto nel termine sorgente, che viene valutato dallo sviluppo delle autofunzioni. Al termine della procedura iterativa si ottengono le soluzioni stazionarie che mostrano gli effetti della dissipazione per effetto Joule sulle prestazioni del modulo. Vengono inoltre studiati gli effetti delle condizioni ambientali, dell'irraggiamento e della temperatura ambiente sulla temperatura finale del modulo fotovoltaico.

Tutte le applicazioni della tecnologia fotovoltaica richiedono la conoscenza della temperatura delle celle e dell'irradianza solare incidente sulla superficie del modulo fotovoltaico con ragionevole precisione, questo a causa della maggiore influenza di queste sulla generazione di energia e sulle prestazioni del modulo fotovoltaico. In particolare, si osserva che, nella progettazione e nel funzionamento del modulo fotovoltaico, le sue prestazioni sono influenzate dall'effetto combinato di tutte le variabili meteorologiche, vale a dire irraggiamento e temperatura dell'aria esterna, nonché dalla velocità del vento locale e dalla sua direzione. La temperatura della cella dipende considerevolmente dall'irradianza [2] ed è soprattutto sensibile alla velocità del vento, mentre l'impatto della direzione del vento sulla temperatura atmosferica può essere trascurato. Dal punto di vista termico, le variazioni di temperatura incidono sulle celle fotovoltaiche come su altri dispositivi a semiconduttore [3]. Le celle fotovoltaiche assorbono fino a circa l'80% dell'irraggiamento solare incidente e la quantità incidente sui moduli fotovoltaici che viene convertita in elettricità dipende dalla loro efficienza di conversione [4]. In realtà, le celle fotovoltaiche convertono una gamma specifica di lunghezze d'onda per l'irraggiamento solare, mentre l'altra quantità viene convertita in energia termica [5], aumentando la temperatura delle celle fotovoltaiche fino a 40°C oltre la temperatura ambiente [6]. Dal punto di vista elettrico, l'efficienza elettrica delle celle fotovoltaiche diminuisce quasi linearmente all'aumentare della loro temperatura operativa [7]. Pertanto, la massima riduzione dell'efficienza delle celle fotovoltaiche

si verifica generalmente quando l'irraggiamento solare è massimo. Poiché l'efficienza delle celle FV diminuisce con l'aumento della temperatura di esercizio [8], quando le celle sono combinate in una stringa, la cella che raggiunge la temperatura più alta genera un effetto "bottleneck" per l'intera stringa [9]. Pertanto, mantenere una distribuzione omogenea delle basse temperature lungo la stringa è fondamentale per le migliori prestazioni dei moduli fotovoltaici [1]. Conoscere la dipendenza della temperatura dalle condizioni meteorologiche rappresenta una risorsa fondamentale per valutare le prestazioni del fotovoltaico [1].

Diversi fattori influenzano negativamente le prestazioni dei moduli fotovoltaici nelle applicazioni esterne. Questi fattori, come lo sporco, il basso irraggiamento e le elevate temperature operative delle celle, contribuiscono alla riduzione della durata e dell'efficienza di conversione fotovoltaica [10]. I due effetti negativi che si verificano all'aumentare della temperatura operativa delle celle sono [11]:

- La riduzione del fattore di riempimento (FF), ovvero del rapporto tra la potenza massima effettiva del fotovoltaico in uscita e il prodotto tra la tensione a circuito aperto V_{oc} e la corrente di cortocircuito I_{sc} [12];
- Un danno termico irreversibile dovuto a condizioni operative prolungate ad elevate temperature delle celle fotovoltaiche [13].

Le diverse correlazioni presenti in letteratura esprimono la temperatura delle celle fotovoltaiche in funzione delle variabili climatiche e comprendono anche parametri dipendenti dalle proprietà del materiale e dell'impianto, come l'assorbanza della piastra, la trasmittanza vetrata-copertura, ecc. Inoltre, le numerose correlazioni presenti in letteratura evidenziano l'effetto negativo che l'aumento della temperatura delle celle ha sull'efficienza elettrica del modulo fotovoltaico [14].

Per stimare la temperatura delle celle fotovoltaiche sono stati proposti diversi metodi, dalla correlazione empirica a modelli termici ed elettrici avanzati. Le correlazioni empiriche si dividono in correlazioni implicite ed esplicite. Le correlazioni implicite richiedono un metodo iterativo per la risoluzione, utilizzando variabili che dipendono da altri parametri correlati [14], [1]. La tipica relazione implicita per determinare la temperatura della cella fotovoltaica inizia dalla temperatura operativa nominale di cella (NOCT), dalla radiazione solare incidente e dalla temperatura dell'aria esterna [15]. Il NOCT valuta la dipendenza dalla temperatura e rappresenta la temperatura della cella in un modulo esposto a 45° in direzione Sud ad un irraggiamento di 800 W/m^2 , ad una temperatura ambiente di 20°C e ad una velocità del vento di circa 1 m/s secondo le norme IEC 61215 [16]. Una panoramica completa della simulazione della temperatura FV è descritta in questo riferimento: [14]. Inoltre, sono stati proposti alcuni modelli per la descrizione delle correlazioni

tra temperatura dei moduli fotovoltaici, temperatura ambiente, irraggiamento solare e vento.

L'articolo [17] ha sviluppato un modello statistico basato sull'analisi delle componenti principali e un modello analitico per la valutazione della temperatura dei moduli fotovoltaici a partire da dati climatici quali l'irradianza globale, la temperatura ambiente e la velocità del vento. Questi modelli permettono di simulare le temperature dei moduli fotovoltaici in condizioni transitorie in periodi e luoghi di cui sono noti i dati meteorologici. L'articolo [18] ha effettuato un confronto tra sette modelli validati con dati sperimentali che stimavano la temperatura del modulo fotovoltaico utilizzando l'irradianza solare e varie misurazioni meteorologiche. L'articolo [19] mette a confronto sette modelli che esprimono la temperatura delle celle in funzione dei dati meteorologici e dell'irradianza solare. I confronti mostrano che i residui sono descritti da una distribuzione gaussiana con metà ampiezza minima a metà massima di circa 2,2 °C. Anche l'implementazione di un semplice modello di trasferimento del calore ha evidenziato incertezze simili (circa 2,1–2,2 °C). Un approccio più dettagliato è rappresentato con vari modelli analitici termici ed elettrici.

La modellazione termica della cella fotovoltaica può essere sviluppata in condizioni stazionarie se le variabili coinvolte sono costanti nel tempo o in condizioni transitorie se le variabili coinvolte sono dipendenti dal tempo [20]. Il vantaggio della modellazione termica è quello di evitare la stima dei parametri (curve I-V del modulo fotovoltaico) utilizzati nei vari modelli elettrici, che il produttore non fornisce. La modellazione elettrica della cella fotovoltaica prevede un sistema di equazioni non lineari in cui compaiono parametri da valutare. I produttori forniscono solo i dati operativi per i moduli fotovoltaici in condizioni di test standard (STC), corrispondenti a un irraggiamento pari a 1000 W/m² e una temperatura della cella pari a 25°C [21]. La valutazione delle prestazioni del modulo fotovoltaico prende in considerazione cinque modelli (irradianza, ottico, strutturale, termico ed elettrico).

I modelli riguardano il sito in cui sono installati i moduli fotovoltaici, i dati meteorologici disponibili, le caratteristiche fisiche dei moduli fotovoltaici e i dati elettrici di input, come mostrato nello schema a blocchi di Fig. 69 [22]. I modelli di irradianza e ottico calcolano l'energia solare assorbita che viene inviata come input al modello termico per ottenere il campo di temperatura delle celle fotovoltaiche. Il modello termico e il modello elettrico sono accoppiati tra loro. Sia l'energia solare assorbita che il campo di temperatura di cella sono input per il modello elettrico per ottenere le prestazioni elettriche del modulo.

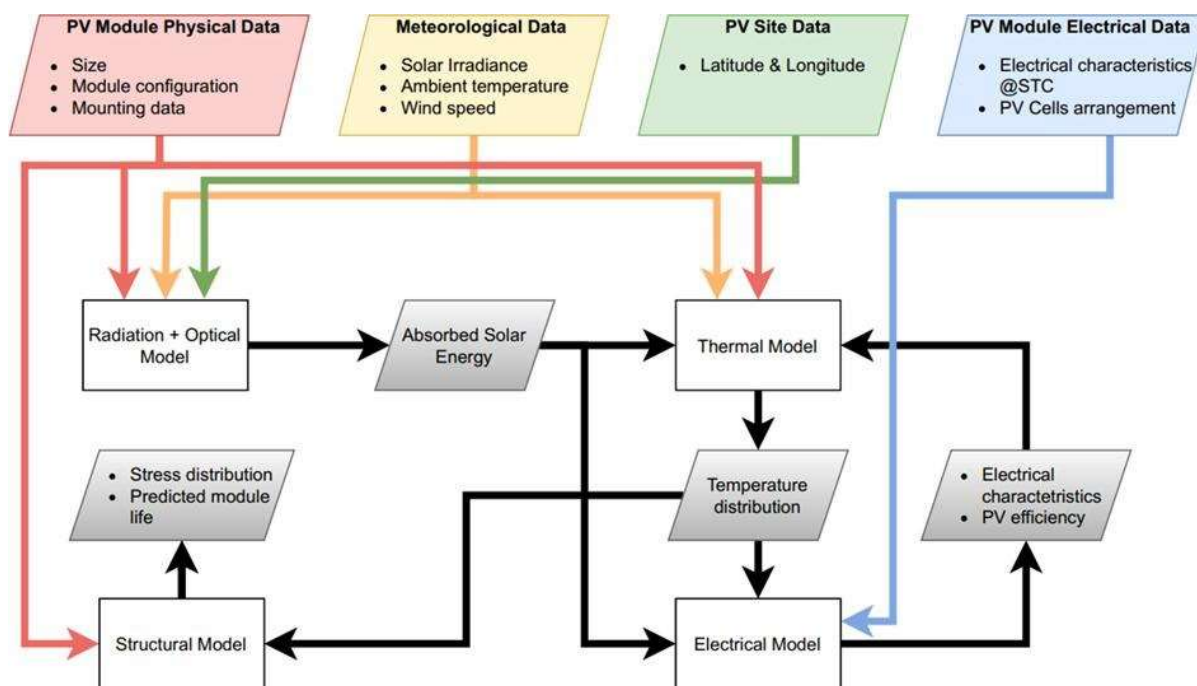


Figura 69. Schema a blocchi del modello multifisico per il modulo fotovoltaico secondo le sue cinque componenti: radiativo, ottico, termico, elettrico e strutturale. Fonte: M.U. Siddiqui et al., "A comprehensive review on multi-physics modelling of photovoltaic modules," 2022.

Anche l'efficienza e le caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico vengono rinviate al modello termico per aggiornare la quantità di energia assorbita disponibile per valutare il suo riscaldamento. Inoltre, la distribuzione del campo di temperatura e le caratteristiche fisiche del modulo fotovoltaico sono input per il modello strutturale per valutare lo stress termico sviluppato al suo interno e valutare la sua durata prevista e la distribuzione dello stress.

La trattazione successiva presenta un modello termico bidimensionale (2D) accoppiato al modello elettrico di un modulo fotovoltaico. Inoltre, viene presentata una procedura mista analitica e numerica per valutare la distribuzione spaziale della temperatura, incluso il riscaldamento per effetto Joule e l'accoppiamento tra i modelli termico ed elettrico. Il lavoro è organizzato come segue: la sezione 4.1 richiama il background teorico del metodo analitico, e la sezione 4.2 descrive le fasi della procedura implementata. La Sezione 4.3 presenta i risultati per un modulo fotovoltaico in silicio sottoposto a simulazione, mentre la Sezione 4.4 contiene una discussione dei risultati e delle conclusioni.

4.1 Background teorico della Soluzione Analitica

In questa sezione vengono descritti i modelli analitici e numerici 2D in cui l'effetto della temperatura ambiente è combinato con le perdite per effetto Joule dovute al trasporto di corrente attraverso i ribbons che interconnettono le celle vicine. L'equazione generale della conduzione del calore, nota come equazione di Fourier, in coordinate rettangolari, si scrive come segue:

$$k \cdot \nabla^2 T + \dot{q}_v = \rho \cdot c_p \cdot \frac{\partial T}{\partial t} \quad (4.1)$$

dove T è la temperatura, $\nabla^2 T = \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$ è il Laplaciano della temperatura (che indica le variabili spaziali con x , y e z), \dot{q}_v è la fonte interna di generazione di calore per unità di volume, k è la conducibilità termica, ρ è la densità, c_p è la capacità termica specifica del materiali, t è il tempo. L'equazione (4.1) si riduce a due forme particolari in condizioni specificate:

Per condizioni stazionarie senza fonte di generazione di calore per unità di volume, l'equazione (4.1) può essere semplificato come segue:

$$k \cdot \nabla^2 T = 0 \quad (4.2)$$

e prende il nome di equazione di Laplace.

Per condizioni stazionarie con fonte di generazione di calore per unità di volume, l'equazione (4.1) può essere semplificato nel modo seguente:

$$k \cdot \nabla^2 T + \dot{q}_v = 0 \quad (4.3)$$

ed è chiamata equazione di Poisson [23].

Nella trattazione si considera la conduzione del calore bidimensionale (2D), mentre si trascura la conduzione del calore nella direzione z (ovvero lo spessore delle celle fotovoltaiche). Il trasferimento di calore nella direzione z , l'irradianza e il modello ottico non sono considerati. In 2D, il Laplaciano della temperatura per l'equazione (4.1) diventa: $\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial \hat{x}^2} + \frac{\partial^2}{\partial \hat{y}^2}$.

La fonte di generazione del calore per unità di volume, \dot{q}_v , può essere considerata come la somma di due contributi: il contributo solare dovuto all'irraggiamento, $\dot{q}_{v,G}$ e le perdite per effetto Joule dovute al trasporto di corrente attraverso i ribbon, $\dot{q}_{v,\Omega} = R_V I^2$ dove R_V è la resistenza elettrica per unità di volume e I è la corrente che scorre nei nastri.

L'equazione (4.3) può essere espressa in forma normalizzata come segue:

$$\nabla^2 \theta(\hat{x}, \hat{y}) + \hat{q}_v = 0$$

con:

$$\hat{q}_v = \hat{q}_{v,G} + \hat{q}_{v,\Omega} = \kappa \hat{G} [1 - \eta_{el}(\theta)] + \mu I^2 \quad (4.4)$$

dove $\theta(\hat{x}, \hat{y}) = \frac{T(\hat{x}, \hat{y}) - T_a}{T_a}$ rappresenta l'eccesso di temperatura normalizzato rispetto alla temperatura ambiente T_a ; $\kappa = \frac{L_R^2 G_{STC}}{h k T_a}$ e $\mu = \frac{L_R^2 P_{sc}}{k T_a}$ sono parametri adimensionali con k come conducibilità termica; L_R è la media geometrica ed è uguale a $\sqrt{L_x L_y}$ che è una lunghezza di

riferimento; L_x , L_y e h sono rispettivamente la larghezza, l'altezza e lo spessore del modulo fotovoltaico; $P_{sc} = R_V I_{sc}^2$ è la dissipazione volumetrica di potenza nello stato di cortocircuito

$I = I_{sc}$; $\hat{I} = \frac{I}{I_{sc}}$; $\eta_{el}(\theta)$ è l'efficienza elettrica, \hat{G} è l'irradianza normalizzata, $\left(\hat{G} = \frac{G}{G_{STC}}\right)$ con $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ e infine $\hat{x} = \frac{x}{L_R}$, $\hat{y} = \frac{y}{L_R}$.

4.2 Descrizione della procedura iterativa

La procedura iterativa implementata si compone di diverse fasi:

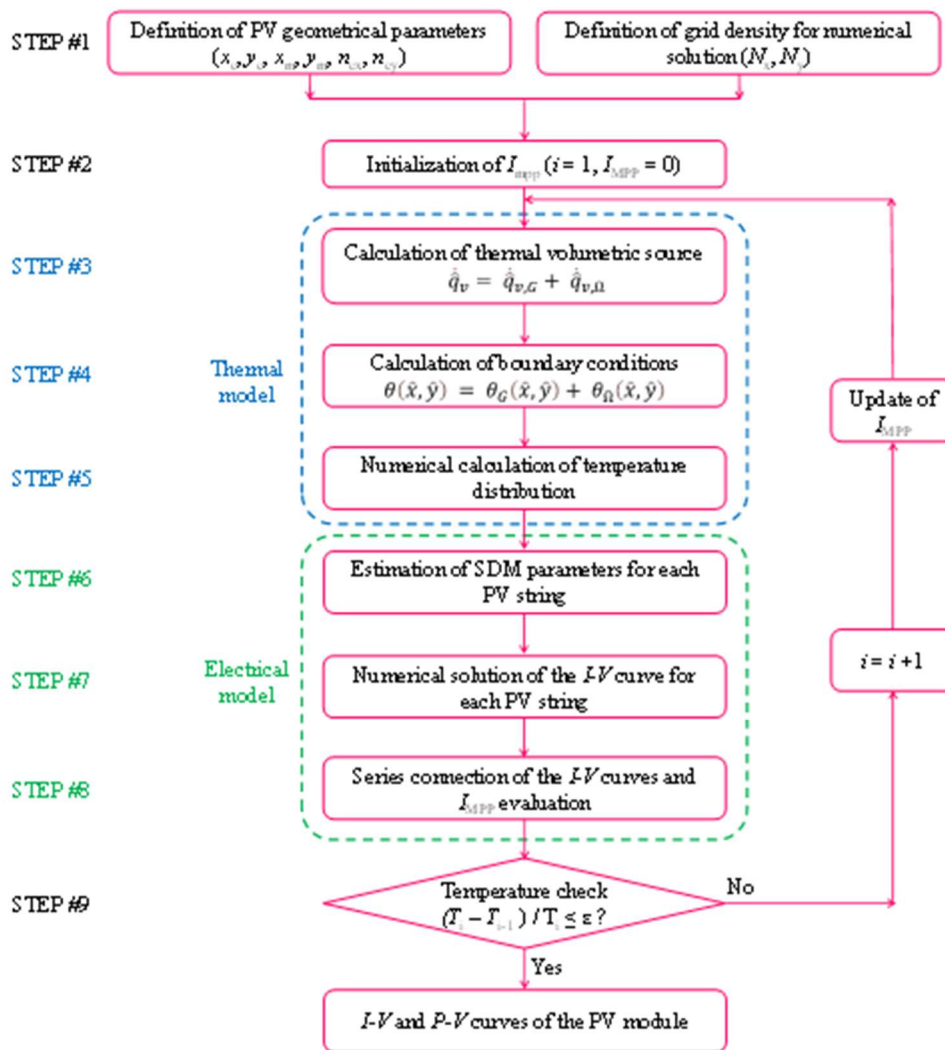
Passo n. 1 - Determinazione di una corrente elettrica provvisoria iniziale I . In questo passo, viene imposta una corrente iniziale nulla e tale valore verrà aggiornato ad ogni iterazione della procedura.

Passo n. 2 - Valutazione del flusso $\dot{q}_{v,\Omega}$. In questa fase, si stimano le perdite per effetto Joule per unità di volume distribuite uniformemente all'interno del modulo secondo l'equazione (4.4).

Passo n. 3 – Valutazione analitica del profilo di temperatura. In questa fase, il profilo di temperatura normalizzato $\theta(\hat{x}, \hat{y})$ e le condizioni al contorno vengono valutati analiticamente all'interno del modulo fotovoltaico (sottosezione III.A).

Passo n. 4 – Valutazione numerica del campo di temperatura. In questa fase, la distribuzione spaziale della temperatura viene determinata numericamente all'interno di ciascuna cella (Sezione III.B).

Passo n. 5 – Valutazione della corrente all'interno del modulo fotovoltaico. In questa fase, partendo dalla temperatura massima all'interno di ciascuna cella, viene stimata analiticamente la corrente circolante attraverso le celle (Sezione III.C) utilizzando un modello elettrico semplificato. I passaggi dal n. 2 al n. 5 vengono ripetuti iterativamente fino a ottenere la soluzione allo stato stazionario.



Flow Chart 1. Procedura iterativa completa di calcolo delle caratteristiche I-V e P-V del modulo fotovoltaico.

Nei sottocapitoli seguenti vengono discussi in modo approfondito i dettagli sui calcoli analitici (4.2.1) e sui calcoli numerici (4.2.2), nonché sulla stima della corrente (4.2.3) in ciascuna cella.

4.2.1 Soluzione analitica del campo di temperatura nel modulo fotovoltaico

La procedura applicata nel presente lavoro si compone di due fasi. Nella prima fase, le condizioni al contorno per ciascuna cella vengono calcolate analiticamente nella cella, modellizzata come una piastra isotropa posta nell'ambiente. La fonte di calore è la somma del contributo dell'irraggiamento solare e del riscaldamento per effetto Joule, che si considera distribuito uniformemente all'interno di ciascuna cella. Il modulo fotovoltaico in simulazione è costituito da celle $nc_x \cdot nc_y$. La soluzione analitica è stata ottenuta facendo riferimento al metodo della separazione delle variabili per l'eccesso di temperatura $\theta(\hat{x}, \hat{y})$ [23], che soddisfa le condizioni al contorno termiche:

$$\theta(\hat{x} = 0 = \delta, \hat{y}) = \theta(\hat{x}, \hat{y} = 0 = \delta^{-1}) = 0 \quad e$$

$$\theta(\hat{x}, \hat{y}) = X(\hat{x}) \cdot Y(\hat{y}) \quad (4.6)$$

Essendo δ il rapporto adimensionale tra la larghezza e l'altezza del modulo ($\sqrt{\frac{L_x}{L_y}}$), nel caso del termine sorgente uniforme, $\hat{q}_v = \hat{q}_{v,G,0} + \hat{q}_{v,\Omega,0}$, distribuito sul modulo fotovoltaico $\hat{x} \in [0, \delta] \cup \hat{y} \in [0, \delta^{-1}]$ (il contributo Joule è considerato solo sulle superfici delle celle $nc_x \cdot nc_y$, la soluzione può essere espressa come la sovrapposizione dei contributi della radiazione solare e dell'effetto Joule:

$$\theta(\hat{x}, \hat{y}) = \theta_G(\hat{x}, \hat{y}) + \theta_\Omega(\hat{x}, \hat{y}) \quad (4.7)$$

Essendo:

$$\theta_G(\hat{x}, \hat{y}) = 4\hat{q}_{v,G,0} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\sin(\alpha_n \hat{x}) \cdot \sin(\beta_m \hat{y})}{(\alpha_n^2 + \beta_m^2) \cdot \alpha_n \cdot \beta_m} \cdot [\cos(\alpha_n \delta) - 1] \cdot [\cos(\beta_m \delta^{-1}) - 1] \quad (4.8)$$

E:

$$\theta_\Omega(\hat{x}, \hat{y}) = 4\hat{q}_{v,G,\Omega} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\sin(\alpha_n \hat{x}) \cdot \sin(\beta_m \hat{y})}{(\alpha_n^2 + \beta_m^2) \cdot \alpha_n \cdot \beta_m} \cdot \sum_{l=1}^{nc_x-1} \sum_{v=1}^{nc_y-1} [\cos(\alpha_n \cdot \hat{x}_{l+1}) - \cos(\alpha_n \cdot \hat{x}_l)] \cdot [\cos(\beta_m \cdot \hat{y}_{v+1}) - \cos(\beta_m \cdot \hat{y}_v)] \quad (4.9)$$

dove $\hat{x} \in [\hat{x}_l, \hat{x}_{l+1}] \cup \hat{y} \in [\hat{y}_v, \hat{y}_{v+1}]$ rappresenta il dominio della cella (l, v) e $\alpha_n = \frac{n\pi}{\delta}$, $\beta_m = \frac{m\pi}{\delta^{-1}}$ sono gli autovalori.

Le condizioni al contorno possono essere calcolate per ciascuna cella (passaggio n. 3) utilizzando le equazioni (4.7-4.9) Inoltre la cella viene studiata individualmente in dettaglio tenendo conto dei collegamenti elettrici per la valutazione del riscaldamento per effetto Joule e della sua posizione all'interno del modulo applicando le condizioni al contorno. In Fig. 71 è riportato uno schema dei passaggi più importanti, ovvero i passaggi #3 e #4. A partire dalla soluzione analitica, che viene valutata assumendo un termine sorgente uniforme all'interno delle celle, si possono ottenere condizioni al contorno approssimative (passo n. 3). In secondo luogo si ottiene numericamente una valutazione accurata della distribuzione della temperatura all'interno della cella considerando una modellazione precisa delle perdite Joule dovute alle connessioni elettriche (passo n. 4).

In Fig. 70 è riportato un esempio di condizioni al contorno implementate nella soluzione numerica delle celle. Il modulo fotovoltaico preso in esame contiene 72 celle: i risultati della soluzione

analitica per la cella n. 59 sono presentati per i bordi superiore/sinistro (linea intera) e inferiore/destro (linea tratteggiata) della cella. Condizioni analitiche al contorno sono riportate per $T_a = 36^\circ C$ (Fig 4a) e $20^\circ C$ nel caso di $\kappa = 26,96$, $\mu = 2,16$ e $\hat{G} = 1$.

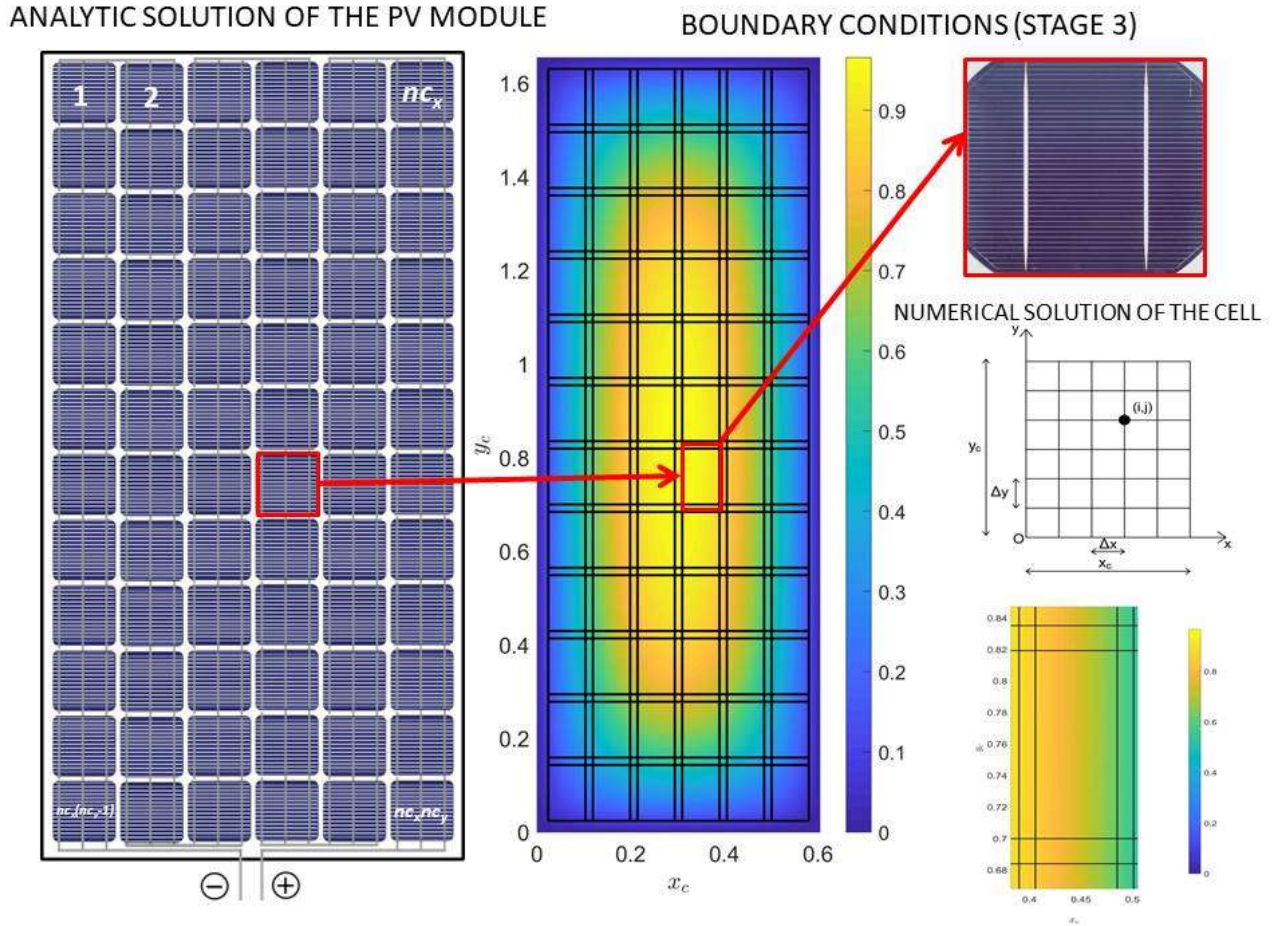


Figura 70. Descrizione della procedura numerica: valutazione analitica delle condizioni al contorno (step #3) e calcolo numerico della distribuzione della temperatura all'interno della cella (step #4).

4.2.2 Soluzione numerica del campo di temperatura in ciascuna cella fotovoltaica

La distribuzione della temperatura in ciascuna cella fotovoltaica viene calcolata utilizzando un'approssimazione numerica centrata alle differenze finite separata in cui è inclusa una descrizione dettagliata dei componenti. Infatti, utilizzando una griglia rettangolare, composta da $N_x N_y$ celle con spaziatura $\Delta x = \frac{x_c}{N_x}$, $\Delta y = \frac{y_c}{N_y}$, l'equazione del calore discretizzata (4.4) per il nodo (i, j) diventa:

$$\frac{\theta_{i+1,j} + \theta_{i-1,j} - 2\theta_{i,j}}{\Delta x^2} + \frac{\theta_{i,j+1} + \theta_{i,j-1} - 2\theta_{i,j}}{\Delta y^2} = -\hat{q}_{v,i,j} \quad (4.10)$$

Condizioni al contorno analitiche, date dalle equazioni (4.8) e (4.9), sono applicate ad equazioni

che coinvolgono nodi al contorno e fonti di calore, aggiornate iterativamente e date dall'equazione (4.4), sono incluse. Infine, definendo una matrice pentadiagonale sparsa con diagonale principale: $-\frac{2}{\Delta x^2} - \frac{2}{\Delta y^2}$, diagonali superiore e inferiore (offset ± 1): $-\frac{2}{\Delta y^2}$, termini fuori diagonale (offset $\pm N_y - 1$): $-\frac{2}{\Delta x^2}$, l'equazione del calore viene risolta mediante un sistema di equazioni lineari. Nelle simulazioni è stata considerata una griglia numerica costituita da $N_x = N_y = 80$ celle della griglia. Il vantaggio di questa procedura semi-analitica è quello di calcolare il comportamento di una singola cella del modulo fotovoltaico disaccoppiandola dalle altre celle mediante l'approccio iterativo. Infatti, adottando la tecnica iterativa, ad ogni passo vengono valutate le condizioni al contorno e si può ottenere una soluzione stazionaria.

4.2.3 Valutazione della corrente all'interno del modulo fotovoltaico

Alla fine di ogni iterazione (passaggio n. 5), è nota la distribuzione della temperatura della cella all'interno di ciascuna cella e il valore medio o massimo può essere utilizzato per valutare la corrente elettrica e l'efficienza elettrica alla temperatura T secondo le seguenti equazioni [25]:

$$I(T) = I_{STC} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - T_{STC})] \quad (4.11)$$

E:

$$\eta_{el}(T) = \eta_{el,STC} \cdot [1 + \gamma_p \cdot (T - T_{STC})] \quad (4.12)$$

con $\eta_{el}(T) = P_{el}(G, T)/(G \cdot A)$

dove $\eta_{el,STC}$ e I_{STC} sono l'efficienza e la corrente elettrica in condizioni di prova standard (STC), P_{el} è la potenza fotovoltaica, A è la superficie del modulo o cella fotovoltaica, α e γ_p sono i coefficienti termici per corrente e potenza di cortocircuito.

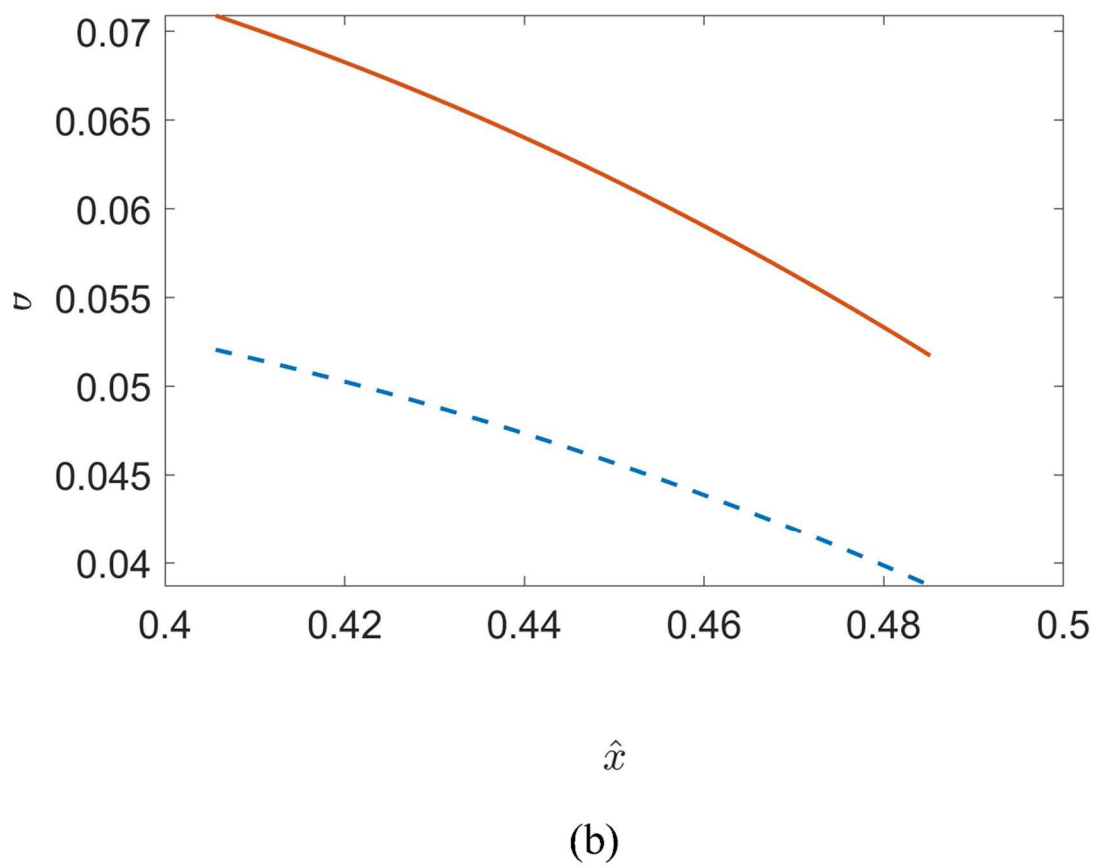
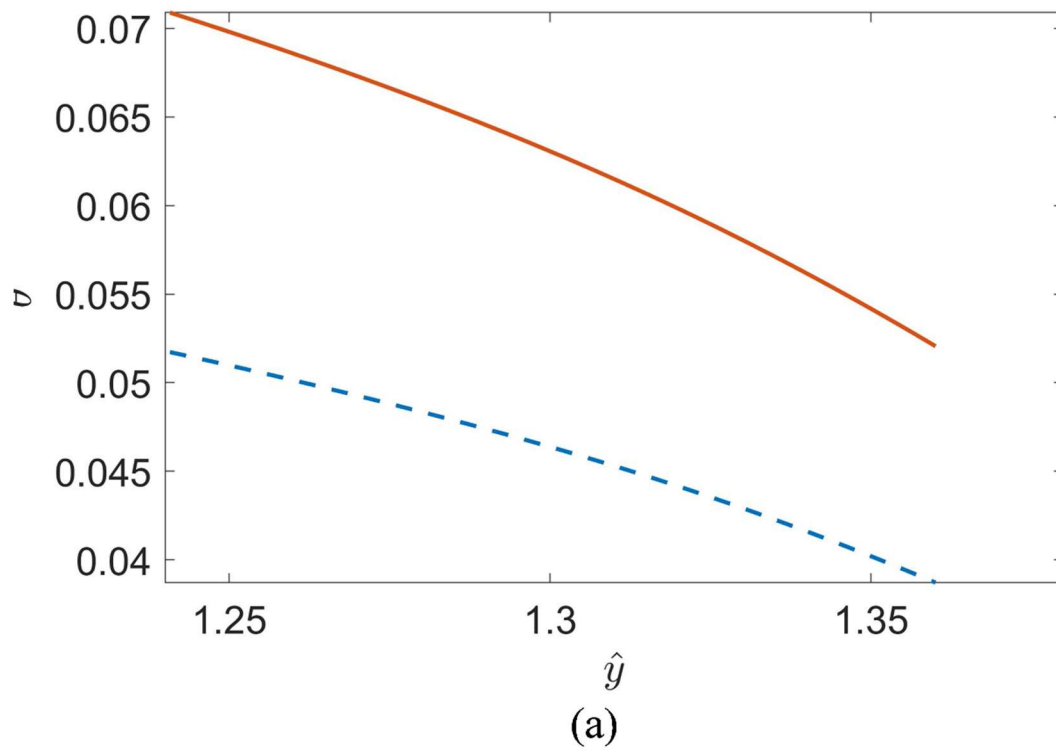


Figura 71. Condizioni al contorno analitiche per la cella #59.

4.3 Risultati numerici del modello termoelettrico

Sono state effettuate simulazioni numeriche per studiare gli effetti delle condizioni ambientali, come l'irraggiamento e la temperatura ambiente, sulla temperatura massima del modulo fotovoltaico. È stato considerato un modulo fotovoltaico in silicio con i seguenti parametri $\alpha = 0.03 \text{ \%}/^\circ\text{C}$, $\gamma_p = -0.5 \text{ \%}/^\circ\text{C}$, $\eta_{el,STC} = 20\%$, $I_{STC} = 11.05 \text{ A}$, $NOCT = 45 \text{ }^\circ\text{C}$. Nelle simulazioni, i parametri κ e μ variavano nei seguenti intervalli, $\kappa \in [2.57, 2.95]$ e $\mu \in [0.02, 0.24]$, in base alla temperatura ambiente T_a . In Fig. 72 sono stati riportati i valori massimi di θ : $\theta(\hat{x}, \hat{y}) = \frac{T(\hat{x}, \hat{y}) - T_a}{T_a}$ in funzione della temperatura ambiente e dell'irraggiamento. I risultati mostrano la dipendenza dell'eccesso di temperatura normalizzato θ dall'irradianza. La temperatura assoluta della cella dipende anche dalla temperatura ambiente e aumenta con essa. Infatti, le temperature massime delle celle sono state riportate in Fig. 73 in funzione dell'irraggiamento per diversi valori della temperatura ambiente (quadrati per $T_a = -5 \text{ }^\circ\text{C}$, rombi per $T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, croci per $T_a = 35 \text{ }^\circ\text{C}$), mentre in funzione della temperatura ambiente (Fig. 73b) per diversi valori dell'irraggiamento (stelle per $\hat{G} = 0.1$, cerchi per $\hat{G} = 0.3$, quadrati per $\hat{G} = 0.7$, croci per $\hat{G} = 1$). I risultati numerici sono stati confrontati con la formula empirica che stabilisce una dipendenza lineare tra l'irraggiamento solare e la differenza tra la temperatura della cella in condizioni NOCT e la temperatura ambiente [26]:

$$T = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G \quad (4.13)$$

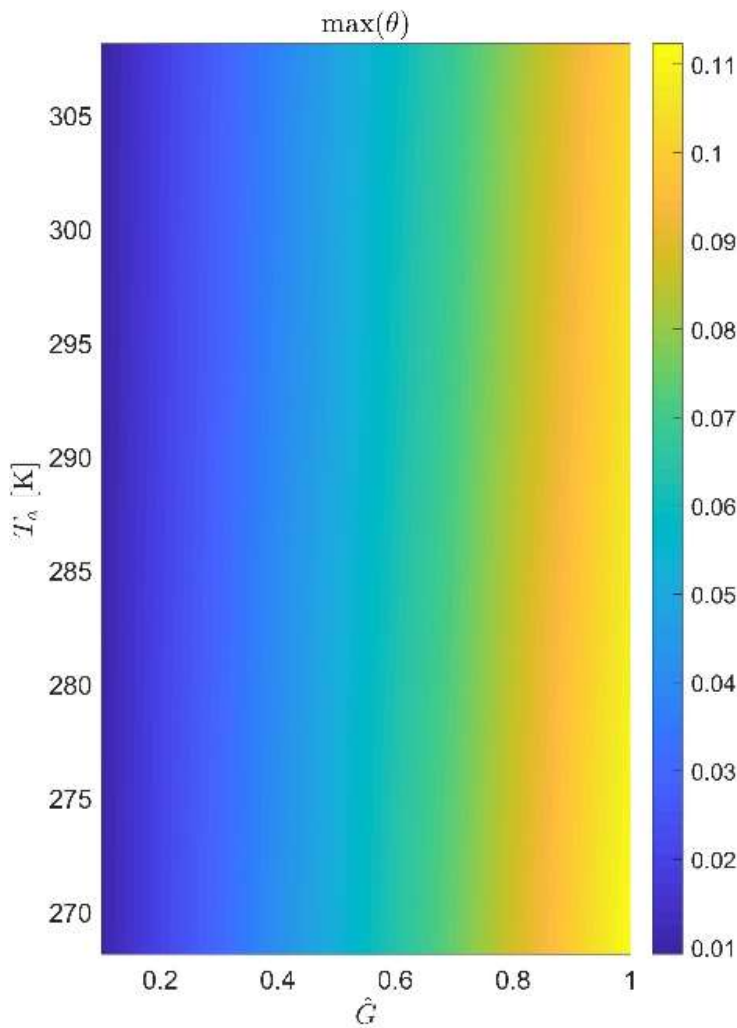


Fig. 72. Valori massimi di ϑ in funzione dell'irradiazione \hat{G} e della temperatura ambiente T_a .

I risultati riportati in Fig. 74 mostrano la vicinanza tra i valori massimi della temperatura della cella calcolati numericamente (T_{num} , linee) ed i valori ottenuti con la formula empirica (4.13) (T_{NOCT} , marcatori). In particolare gli scostamenti $(T_{num} - T_{NOCT})/T_{NOCT}$ che sono compresi nel range $-0,7\% - +0,1\%$. Tali confronti sono stati effettuati con il valore massimo della temperatura della cella ma il modello semi-analitico calcola le distribuzioni spaziali della temperatura che dipendono dalle condizioni al contorno scelte. Ad esempio, la Figura 7 mostra la distribuzione spaziale della temperatura nel caso di $T_a = 35^\circ C$ e $\hat{G} = 1$. Nelle simulazioni $\kappa = 2,57$ e $\mu = 0,21$, le condizioni al contorno analitiche vengono calcolate analiticamente ricorrendo al metodo di espansione delle autofunzioni. Nel caso di una sorgente uniforme, il numero di autofunzioni utilizzate nelle equazioni (4.8) e (4.9) è inferiore a 10 e l'implementazione è relativamente veloce. Vengono poi calcolate le distribuzioni spaziali della temperatura in eccesso per ciascuna cella tenendo conto della dissipazione Joule e viene individuata la corrente elettrica circolante nel modulo.

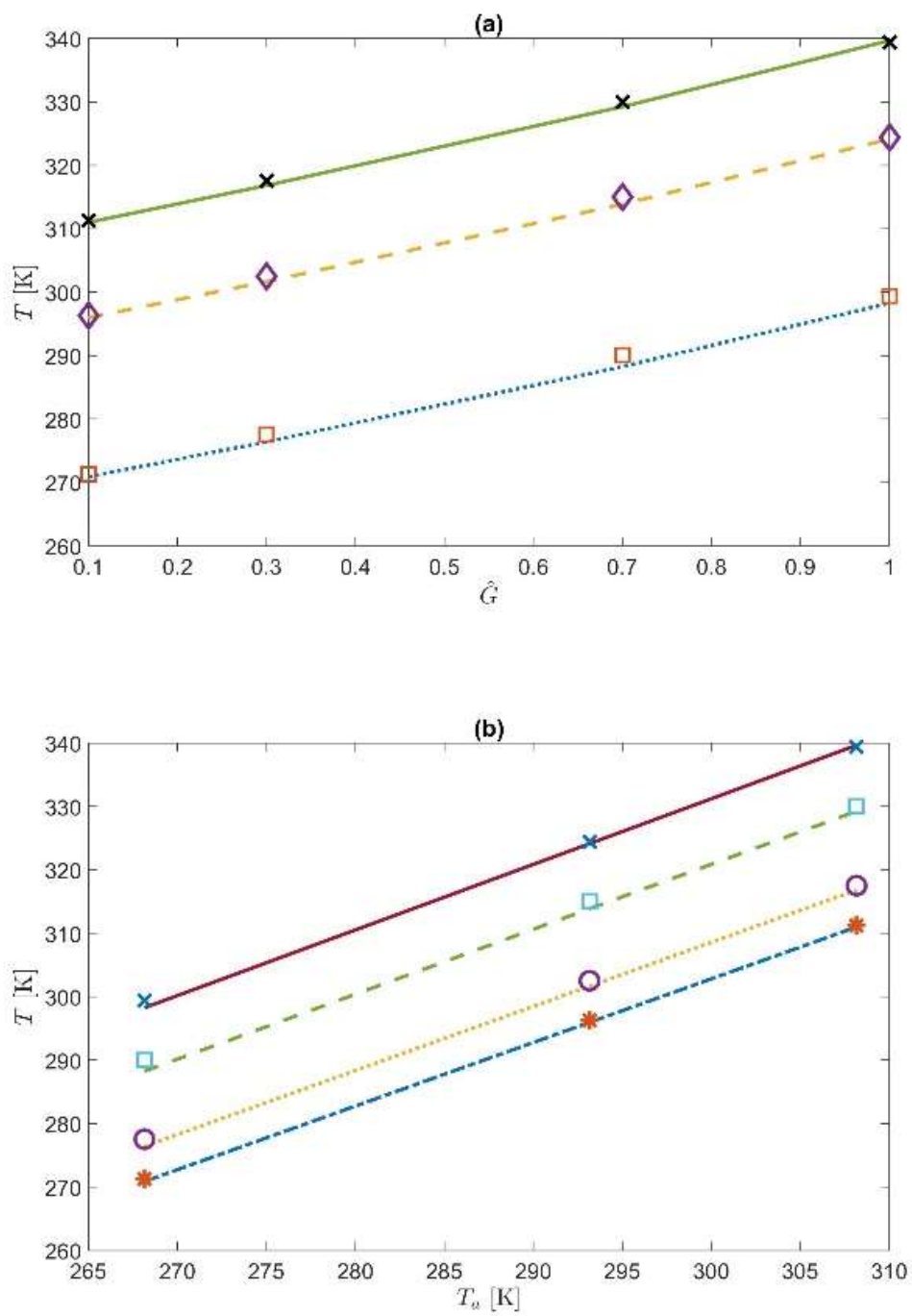


Fig. 73. Temperatura massima della cella in funzione dell'irraggiamento \hat{G} e della temperatura ambiente T_a .

4.4 *Discussione e conclusioni circa i risultati ottenuti*

In questo capitolo è stato presentato un modello termico ed elettrico accoppiato 2D per studiare le prestazioni di un modulo fotovoltaico. In questo lavoro non sono inclusi i modelli ottici e di irradianza e viene trascurata la conduzione del calore nella direzione z . In particolare, viene implementata una procedura iterativa per determinare analiticamente il profilo di temperatura del modulo, nonché le condizioni al contorno per ciascuna cella esposta alla luce solare. Successivamente, in ciascuna cella, viene calcolata la distribuzione spaziale della temperatura utilizzando un modello numerico in cui è inclusa una descrizione accurata delle connessioni elettriche e del riscaldamento Joule. Al termine della procedura iterativa si ottengono soluzioni stazionarie per studiare gli effetti delle condizioni meteorologiche, dell'irraggiamento e della temperatura ambiente, sulla temperatura del modulo fotovoltaico. La procedura viene applicata a un modulo fotovoltaico in silicio con i seguenti parametri: $\alpha = 0.03 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$, $\gamma_p = -0.5 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$, $\eta_{el,STC} = 20\%$, $I_{STC} = 11.05 \text{ A}$, $T_{NOCT} = 45 \text{ }^{\circ}\text{C}$. I risultati numerici sono stati confrontati con la formula empirica basata su NOCT per valutare la temperatura del modulo. In particolare, gli scostamenti relativi tra le simulazioni numeriche e l'equazione empirica confermano l'accuratezza della procedura proposta, variando tra $-0,7\%$ e $+0,1\%$. Per mezzo di questo studio è possibile studiare l'effetto termico sulle prestazioni del modello fotovoltaico e applicazioni dirette potrebbero prevenire il degrado dei moduli e gli effetti prodotti dalle ombre. Nei lavori futuri, il modello semi-analitico sarà migliorato per includere il trasferimento di calore nella direzione z e una descrizione accurata del modello ottico. Inoltre, il modello elettrico utilizzato per stimare la corrente fotovoltaica a partire dalla conoscenza della temperatura delle celle sarà sostituito dal noto modello a diodo singolo per migliorare l'accuratezza della procedura. Tale modello si basa su un'equazione implicita trascendente, che richiede ulteriori sforzi computazionali, ma consente di trovare soluzioni più accurate rispetto al modello elettrico utilizzato in questo lavoro.

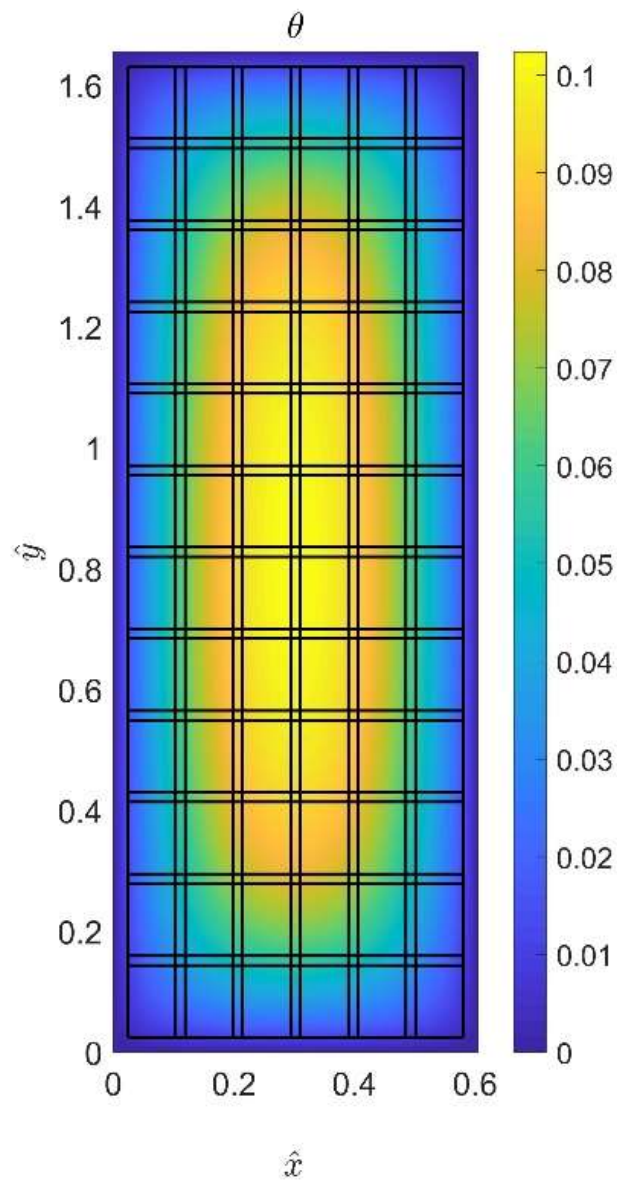


Figura 74. Distribuzione spaziale dell'eccesso di temperatura ϑ normalizzato.

Capitolo 5 - Caso studio di microgrid energetica ibrida basata sulla tecnologia fotovoltaica-idrogeno

In questo capitolo viene presentato un secondo lavoro di ricerca che applica i benefici della tecnologia fotovoltaica a una microgrid energetica per uso residenziale. Le microgrid basate su fonti energetiche rinnovabili (FER) sono promettenti soluzioni per la transizione energetica in corso ma, allo stesso tempo, devono anche far fronte all'intermittenza della fonte energetica e alla limitata capacità di accumulo dell'energia. Per superare questi problemi, le microgrid di solito si affidano a sistemi di alimentazione di riserva, come il collegamento alla rete principale o alla presenza di gruppi elettrogeni di emergenza. In modo da aumentare significativamente la loro autonomia e limitare la presenza di soluzioni di backup. All'interno del lavoro di ricerca viene proposto un ulteriore sistema di stoccaggio dell'energia basato sull'idrogeno, che si aggiunge all'opzione più classica di accumulo di energia nelle batterie. La microgrid in esame è composta da un impianto fotovoltaico, una batteria agli ioni di litio per l'accumulo di energia a breve termine e un sistema di stoccaggio composto da un elettrolizzatore PEM, un serbatoio di idrogeno pressurizzato e una cella a combustibile PEM a bassa temperatura. Il sistema è gestito da un sistema di controllo che monitora ed equilibra di volta in volta il fabbisogno energetico con l'energia prodotta da fonti diverse. I risultati riflettono il ruolo dell'idrogeno come efficiente opzione di stoccaggio a lungo termine, mentre la batteria soddisfa le esigenze di accumulo a breve termine. Con componenti opportunamente dimensionati, la microgrid risulta essere completamente autonoma durante l'arco di un anno e può quindi funzionare anche in modalità off-grid. L'impatto di un'energia migliorata. Viene inoltre evidenziato, in secondo luogo, che un'efficiente gestione delle risorse può portare ad un aumento della produzione di idrogeno e a un maggiore livello di autonomia della microgrid. L'ambiente di sviluppo della microgrid è il software Simulink®.

La penetrazione delle tecnologie basate sull'idrogeno per il migliore sfruttamento dell'energia elettrica generata autonomamente dalla tecnologia fotovoltaica e/o eolica nel settore domestico è al momento non significativa e consiste semplicemente in alcuni tentativi pionieristici o dimostrativi. Tuttavia, l'idrogeno ha il potenziale di migliorare significativamente la gestione e il rapporto costo-beneficio delle microgrid basate su Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), con particolare riguardo alla possibilità di stoccaggio di maggiori quantità di energia rinnovabile a lungo termine. Ciò può essere ottenuto ricorrendo a una strategia diversificata di stoccaggio dell'energia nelle reti ibride batteria/idrogeno (BH_YG), dove un elettrolizzatore converte l'energia inutilizzata in idrogeno, un serbatoio pressurizzato immagazzina l'idrogeno gassoso per un tempo

praticamente indefinito e una pila di celle a combustibile converte l'idrogeno in energia elettrica a seconda delle richieste dei carichi elettrici. Questa configurazione non è intesa a sostituire completamente quella delle tradizionali batterie, che rimangono la migliore opzione per l'accumulo di energia a breve termine, ma per integrarla, offrendo allo stesso tempo anche un'opzione per lo stoccaggio a lungo termine. Inoltre, la nuova grid diventa più resistente in caso di condizioni di carico impreviste ed eccezionalmente elevate o di rotture prolungate e potrebbe aprire la strada alla gestione autonoma dello stoccaggio dell'energia, controllando i flussi di energia in ingresso e in uscita dalla rete, in modo da aumentarne la redditività. Esistono numerosi progetti dimostrativi di BHyG: l'azienda francese Powidian ha realizzato due microgrid a idrogeno su piccola scala per concedere l'autonomia energetica a comunità di consumatori isolati, il primo nella regione francese d'oltremare di La Réunion e il secondo nel Parco Nazionale della Vanoise nelle Alpi francesi [27]. Su scala più ampia, una serie di progetti pilota finanziati dall'UE intendono dimostrare la fattibilità e i vantaggi di BHyG al servizio di intere comunità, come il progetto "REMOTE" [28-30] con installazione di siti di dimostrazione su isole selezionate in Grecia, Spagna e Norvegia, o il progetto "Green Hysland" [31], mirando alla creazione di un HUB per l'idrogeno verde sull'isola spagnola di Maiorca, con una capacità di centinaia di persone di tonnellate di idrogeno prodotte ogni anno da utilizzare, tra le altre cose, per la produzione di energia elettrica. Questi e altri progetti dimostrativi in corso, sostenuti da un pubblico piuttosto vasto di finanziamenti, mostrano chiaramente la crescente attenzione delle politiche di attuazione e degli enti finanziatori nei confronti del sviluppo di soluzioni BHyGs.

Sono stati pubblicati un buon numero di studi scientifici, sia teorici che sperimentali riguardanti la progettazione, il rapporto costo-efficacia, le prestazioni o la gestione e il controllo di BHyGs, con casi studio numerosi e molto diversificati. Tali studi di solito includono forme di modellazione matematica della griglia, anche se con livelli di dettaglio diversi e diversificati approcci e obiettivi. Ad esempio, Tamunosaki [32] propone un modello matematico di una rete fotovoltaica ibrida batteria/idrogeno al servizio di una tipica famiglia in Nigeria. Con i risultati della simulazione limitata a un periodo di massima irradiazione solare, si dimostra che il sistema è in grado di soddisfare il carico elettrico applicato ma vengono forniti avvisi sulla criticità della cella a combustibile riguardo le sue prestazioni quando si tenta di potenziare il sistema. Altre applicazioni promettenti includono BHyG servire un ospedale in Turchia come alimentazione di riserva in caso di disconnessione imprevista della rete [33], nonché per soddisfare il carico elettrico tipico di un edificio adibito ad uffici [34]. Marocco et al. [27] avere hanno confrontato le possibili configurazioni per una rete RES in un'area remota dell'isola italiana di Stromboli, dimostrando che un BHyG si rivela più conveniente rispetto al solo idrogeno per l'accumulo di energia, poiché evita

il sovradimensionamento della batteria e permette di far fronte al meglio al fabbisogno energetico estivo, più elevato. È interessante notare che, oltre ad avere un'impronta di carbonio molto bassa, la soluzione BHyG appare più economica anche rispetto ai generatori diesel attualmente presenti sul posto, principalmente a causa degli elevati costi di trasporto del gasolio in un'area così remota. Simile conclusioni che evidenziano i potenziali vantaggi di un sistema BHyG rispetto ad altri sistemi di stoccaggio i sistemi sono condivisi anche da altri autori, ad es. [35], e risultati incoraggianti in termini di costi sono stati segnalati con riferimento ad altri luoghi specifici (ad esempio, aree remote come in [36]) e condizioni particolari (ad esempio, carichi elevati che si verificano di notte e alta stagionalità dell'energia fotovoltaica). in [37]). Inoltre, si può ragionevolmente prevedere che le analisi economiche diventeranno più favorevoli Soluzioni BHyG nel prossimo futuro se la produzione in serie di componenti BHyG migliorerà competitività mentre i prezzi dei carburanti tradizionali aumenteranno ulteriormente.

Molti altri studi hanno ampiamente affrontato il controllo e la gestione del BHyG, per esempio [38]. Tra le diverse strategie, il modello di controllo predittivo risulta essere l'opzione popolare in quanto può fare buon uso di diversi tipi di previsioni disponibili (ad esempio domanda, meteo) per migliorare le prestazioni della rete [39, 40]. In [27] lo si dimostra implementando un modello di strategia di controllo predittivo del BHyG e tenendo conto anche del degrado dei componenti (invecchiamento) porta ad una migliore gestione energetica, a minori perdite di conversione e una maggiore durata dei componenti di batterie, celle a combustibile ed elettrolizzatore.

La maggior parte degli approcci di modellazione menzionati considerano la pila di celle a combustibile e l'elettrolizzatore a temperatura costante durante tutta l'operazione. Anche se questo può essere un ragionevole presupposto in alcuni casi, può certamente introdurre incertezze, ad esempio durante frequenti accensioni e spegnimenti, quando influisce il rapido cambiamento di temperatura dei parametri elettrostatici dei circuiti interni e delle efficienze di conversione energetica. A questo proposito, Valverde et al. [41] ha presentato un modello di griglia comprendente un bilancio termico sia per la cella a combustibile che per l'elettrolizzatore considerando le dispersioni termiche per convezione naturale, forzata e per irraggiamento. Il modello propone idruri metallici per lo stoccaggio dell'idrogeno in matrice solida in alternativa a quelli più classici con serbatoio pressurizzato, opzione interessante nel caso in cui lo spazio a disposizione sia limitato.

La ricerca è incentrata su un modello matematico, costruito tramite i software Simulink e MATLAB, che simula il comportamento di un BHyG microgrid domestica, per descriverne le prestazioni al variare delle condizioni atmosferiche e carico elettrico. Il documento migliora i

risultati preliminari ottenuti con una versione semplificata del modello [42]. Si presuppone che la microgrid modellata sia situata alla periferia di Milano, Nord Italia, e serva quattro abitazioni caratterizzate da valori e tracciati di consumo di energia elettrica tipico dei consumatori residenziali. La simulazione della microgrid viene studiata per un anno intero, evidenziando il ruolo della batteria come opzione di stoccaggio dell'energia a breve termine e il ruolo dell'idrogeno come opzione a lungo termine. È inoltre dimostrato che, se i componenti della griglia sono opportunamente dimensionati, la microgrid diventa completamente autonoma e potrebbe supportare la modalità operativa off-grid, ovvero senza collegamento alla rete elettrica principale e senza la necessità di approvvigionarsi da altre fonti energetiche di riserva (generatori diesel, ecc.). Inoltre, il documento fornisce indicazioni su come migliorare l'apporto di idrogeno immagazzinato durante i mesi estivi, consentendo anche di sfruttare l'energia in eccedenza della batteria per fornirla all'elettrolizzatore in un percorso di conversione alternativo, a condizione che siano soddisfatte una serie di condizioni. I risultati preliminari ottenuti con questo nuovo approccio si rivelano molto promettenti e aprono ad una possibile riduzione delle dimensioni degli altri componenti della microgrid.

5.1 Configurazione della microgrid

La configurazione completa della microgrid è mostrata nella Figura 75 e comprende un sistema fotovoltaico, una batteria, un elettrolizzatore, una pila di celle a combustibile, un sistema di gestione dell'energia (EMS) e convertitori di tensione e corrente continua.

Le caratteristiche tecniche e tecnologiche sono elencate in tabella 1:

Componente	Tecnologia	Specifiche
Array FV	Mono-Si	12,0 kW
Batteria	Li-ion	26 kWh, 5,0 kW (max)
Elettrolizzatore	PEM	5,0 kW (max)
Cella a combustibile	PEM	3,0 kW (max)
Serbatoio H ₂	Serbatoio in pressione	200 kg H ₂ , 8000 kWh (HHV)

Tabella 1. Caratteristiche tecniche della microgrid.

Poiché tutti i componenti elettrici della microgrid possono funzionare in corrente continua (CC), sono tutti collegati a un bus DC centrale tramite singoli convertitori DC/DC. Un inverter CC/CA collega il bus DC al bus AC che alimenta il carico e scambia energia con la rete elettrica quando necessario.

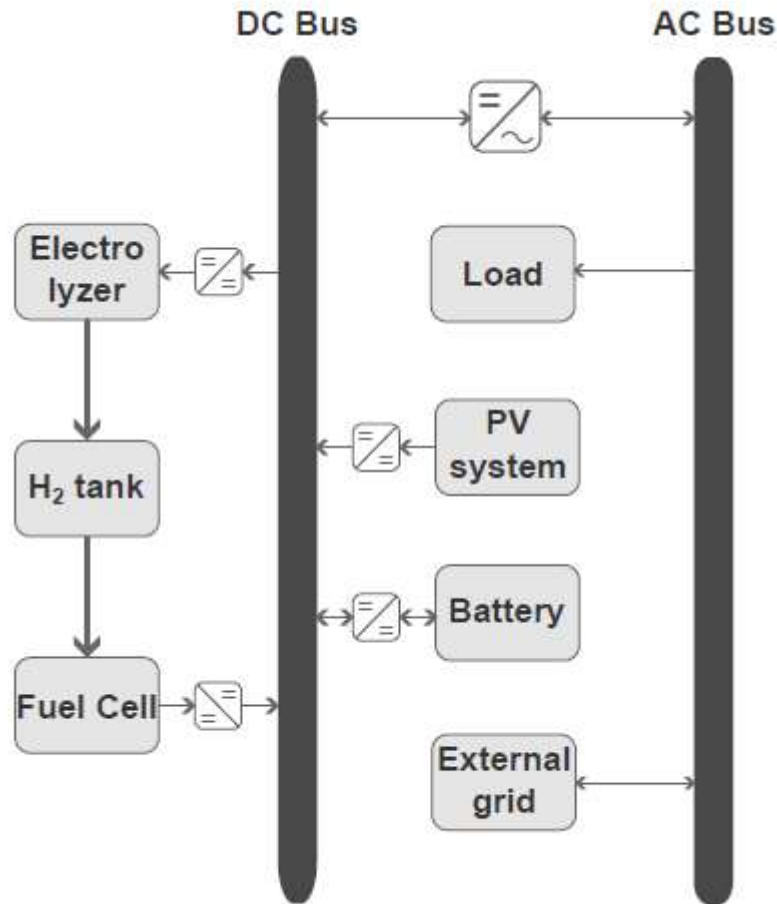


Figura 75. Configurazione operativa della microgrid oggetto di studio.

La microgrid alimenta un piccolo isolato di quattro unità abitative situato alla periferia di Milano, Italia. È stato ricostruito il profilo di carico elettrico annuale per ciascuna unità partendo dai dati medi di consumo dei consumatori residenziali in Italia [43], costituiti da tre diversi profili (uno per i giorni lavorativi, uno per il sabato e uno per la domenica e i giorni festivi) per ogni stagione, per un totale di dodici diversi profili di carico con una risoluzione di 15 minuti. Per ciascuna abitazione è stato aggiunto un rumore a media zero al profilo medio così da introdurre frequenti picchi di carico che si discostano dal trend sottostante. Il rumore aggiunto è non simmetrico per evitare il verificarsi di valori negativi, ma non altera il consumo energetico medio giornaliero. I quattro profili annuali individuali risultanti vengono infine aggregati insieme per ottenere il carico totale applicato alla microgrid, ottenendo un carico medio giornaliero totale di 27,8 kWh, ovvero un carico annuo totale di 10145 kWh. La Figura 76(a) mostra un esempio del profilo del carico elettrico di una singola unità in una tipica giornata lavorativa invernale ed estiva.

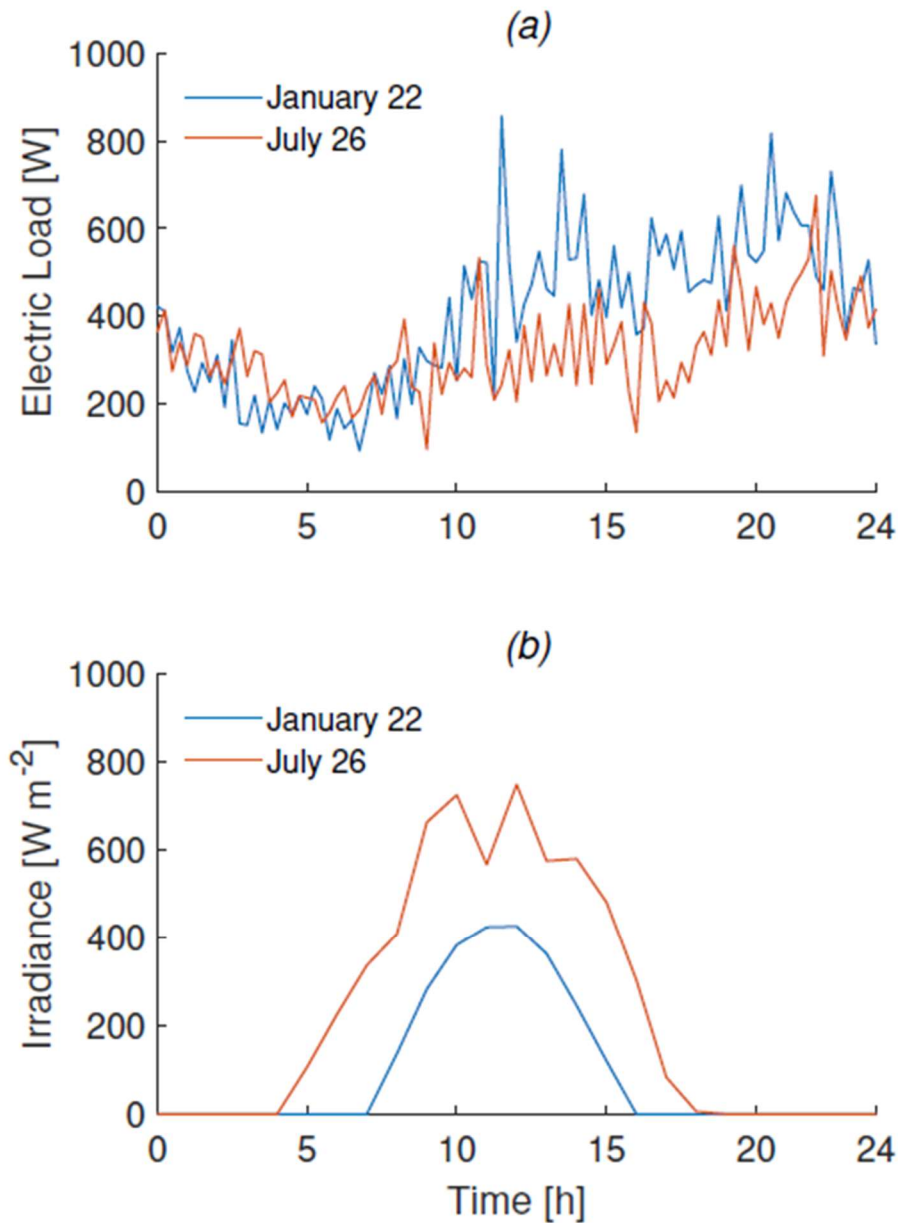


Figura 76. Profili di carico elettrico e di irradianza in una tipica giornata invernale ed estiva.

I dati sull'irradianza solare incidente vengono estratti dal database PVGIS per l'area selezionata riferiti al luogo e all'anno richiesti (2011), come somma delle componenti diretta, diffusa e riflessa su moduli fotovoltaici non inclinati (angolo di tilt = 0) [46]. I dati hanno una risoluzione temporale di 1 ora e sono stati ritardati di uno o due ore dall'orario UTC originale per adeguarsi all'orario in vigore a Milano (CET o CEST, a seconda del periodo dell'anno). La Figura 76(b) mostra un esempio dei profili di irraggiamento in una tipica giornata invernale ed estiva. L'irraggiamento solare viene catturato da un campo di 60 moduli monocristallini (6 stringhe in parallelo, ciascuna con 10 moduli in serie), con potenza totale fino a 12 kW in condizioni STC. La batteria agli ioni di litio contiene 2160 celle singole, ciascuna con capacità nominale di 3,2 Ah e Tensione nominale

3,6 V, disposti in 6 moduli in serie con configurazione interna 60P6S (6 serie di 60 celle parallele). La capacità totale risultante della batteria è di 26 kWh, scelta in modo per sostenere il carico totale per un giorno intero in assenza di qualsiasi altra fonte di energia. Lo stato di carica (SoC) della batteria può variare tra un minimo di 0,2 (batteria prossima all'esaurimento) e 1 (batteria completamente carica). L'elettrolizzatore a bassa temperatura utilizza la tecnologia Proton Exchange Membrane (PEM) ed ha una potenza massima di 5 kW. Anche se gli elettrolizzatori alcalini sono più economici, gli elettrolizzatori PEM sono più compatti e hanno una migliore prestazione dinamica che li rende adatto per applicazioni RES intermittenti [29]. Anche la pila di celle a combustibile utilizza la tecnologia PEM e funziona a basse temperature, con densità di corrente fino a $0,40 \text{ A cm}^{-2}$ e massima potenza di 3 kW. Per limitare la complessità dell'algoritmo EMS, si presuppone che entrambi l'elettrolizzatore e la pila di celle a combustibile possano funzionare nell'intero intervallo di potenza, da zero fino al massimo. La sezione di stoccaggio dell'idrogeno è costituita da un serbatoio pressurizzato da 50 m^3 con una pressione massima di 50 bar, sono inoltre presenti un compressore dell'idrogeno a membrana e un piccolo serbatoio tampone da $0,05 \text{ m}^3$ che disaccoppia la portata del compressore dalla portata dell'idrogeno proveniente dall'elettrolizzatore. La capacità del serbatoio (100 kmol H_2) è più grande della quantità massima teorica di idrogeno che può essere prodotto in un anno dall'elettrolizzatore (assumendo l'assenza di batterie e la trasformazione di tutto il fotovoltaico energia in eccesso in idrogeno con efficienza del 100%), vale a dire, quindi, che il serbatoio non si riempie mai completamente e perciò non diventa mai un fattore limitante per la produzione di idrogeno nella microgrid. Il suo valore è stato determinato mediante una procedura "trial by error" basata sui risultati preliminari della produzione di energia da parte dell'impianto fotovoltaico. La quantità relativa di idrogeno immagazzinata viene indicata in qualsiasi momento nel serbatoio come SoT (State of Tank) e va da un valore minimo di 0,1 fino a 1.

L'EMS controlla i trasferimenti di energia all'interno del BHyG, garantendo sempre un perfetto equilibrio tra domanda, produzione e stoccaggio di energia e passaggi tra opzioni di accumulo disponibili. A questo scopo, il classico approccio "battery-first" (qui indicato come B1st) viene adottato:

- quando la produzione fotovoltaica supera il carico, viene data priorità alla batteria che riceve l'energia disponibile fino alla saturazione della sua potenza massima e finché $\text{SoC} \leq 1$; l'eventuale energia non assorbita dalla batteria viene inviata all'elettrolizzatore, fino alla saturazione della sua potenza massima rispettando la condizione $\text{SoT} \leq 1$; l'eventuale energia in eccesso non allocata viene infine trasferita alla rete esterna;

- quando il carico supera la produzione fotovoltaica, la priorità viene data alla batteria che libera energia fino alla saturazione della sua potenza massima e finché $SoC \geq 0,2$; qualora l'energia fornita dalla batteria non sia sufficiente, viene prodotta nella pila di celle a combustibile, fino alla saturazione massima potenza e finché $SoT \geq 1$; l'eventuale fabbisogno energetico residuo viene infine soddisfatto importando energia dalla rete esterna.

Una seconda e più evoluta strategia EMS (qui denominata *battery-to-electrolyzer strategy*, o B2El) viene proposta e testata. Consiste nell'aggiungere al classico B1st la possibilità di convertire durante la notte parte dell'energia disponibile nella batteria in idrogeno, attraverso l'elettrolizzatore, purché lo SoC rimanga al di sopra di una sicurezza valore minimo necessario per sostenere il carico fino all'alba. La strategia B2El è testata in tipiche condizioni meteorologiche invernali ed estive e le sue prestazioni sono paragonate alla strategia B1st.

5.2 Modello matematico della microgrid

Ciascun componente della microgrid è stato descritto da un insieme dedicato di equazioni. Questi vengono brevemente citati in questa sezione (per maggiori dettagli sulle formulazioni matematiche, si riportano i riferimenti alle fonti pertinenti). Il modello matematico è stato tradotto in uno script Matlab e in un file Simulink; tutte le simulazioni sono state eseguite con un passo temporale fisso di un minuto. I flussi energetici sono regolati dall'EMS centrale secondo il classico B1st o l'approccio B2El, come descritto nella Sezione 5.1.

5.2.1 Impianto FV

Secondo il modello a diodo singolo [45], il modulo fotovoltaico può essere descritto ricorrendo ad un circuito equivalente comprendente un generatore di corrente ideale e tre componenti che tengono conto delle non idealità: un diodo (per la dispersione della corrente attraverso la giunzione p – n della cella solare), un resistore shunt in parallelo al circuito principale (per la dispersione di corrente attraverso le superfici laterali del celle) e un resistore in serie (per le perdite lungo il circuito principale). Il modello risultante ha 5 parametri sconosciuti che dipendono dal modulo specifico. Si considera per la trattazione un tipico modulo commerciale e i corrispondenti parametri incogniti del modello sono forniti in [47]. Si presuppone sempre l'equilibrio termico tra i moduli fotovoltaici e l'atmosfera. La temperatura di cella T_c viene valutata in funzione delle condizioni *NOCT* (*TNOCT* pari a 46°C per il modulo selezionato) della temperatura ambiente e dell'irraggiamento totale [48].

Nel dettaglio, si riprende la nota rappresentazione del modello di cella di Shockley e si considerano i parametri della seguente equazione:

$$I_{FV} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+I_{FV}R_{se})}{nKT}} - 1 \right) - \left(\frac{V+I_{FV}R_{se}}{R_p} \right) \quad (5.1)$$

Con i parametri già visti nei precedenti capitoli.

Per la corrente di diodo I_0 si ha:

$$I_0 = I_{0,rif} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 e^{\frac{E_{g,rif}E_g}{KT_{rif}Kt}} \quad (5.2)$$

La corrente fotogenerata è:

$$I_L = \frac{G}{G_{rif}} [I_{L,rif} + \alpha_{ISC}(T_{FV} - T_{FV,rif})] \quad (5.3)$$

Nella seguente tabella vengono illustrati i parametri utilizzati per la simulazione.

Parametro	Valore
$V_{FV,max}$	18,5 V
$I_{FV,max}$	8,12 A
V_{OC}	22,6 V
I_{SC}	8,70 A
α_{ISC}	0,003654 A/K
β_{VOC}	-0,072998 V/K
α_{FV}	0,6326
I_L	8,7324
I_0	$2,5642 \cdot 10^{-15}$
R_{se} (serie)	0,2458
R_p (shunt)	65,5944

Tabella 2. Parametri dell'impianto fotovoltaico.

La curva caratteristica del singolo modulo è mostrata nella Figura 77(a) in termini di densità di potenza e corrente - tensione. La massima estrazione di potenza è garantita in qualsiasi passo della simulazione tramite l'algoritmo del tracciamento del punto di massima potenza (MPPT) che lavora in maniera iterativa, partendo da un valore arbitrario di corrente e ripetendo il calcolo per il numero di iterazioni scelte. Il numero di iterazioni utilizzato è pari a 100.

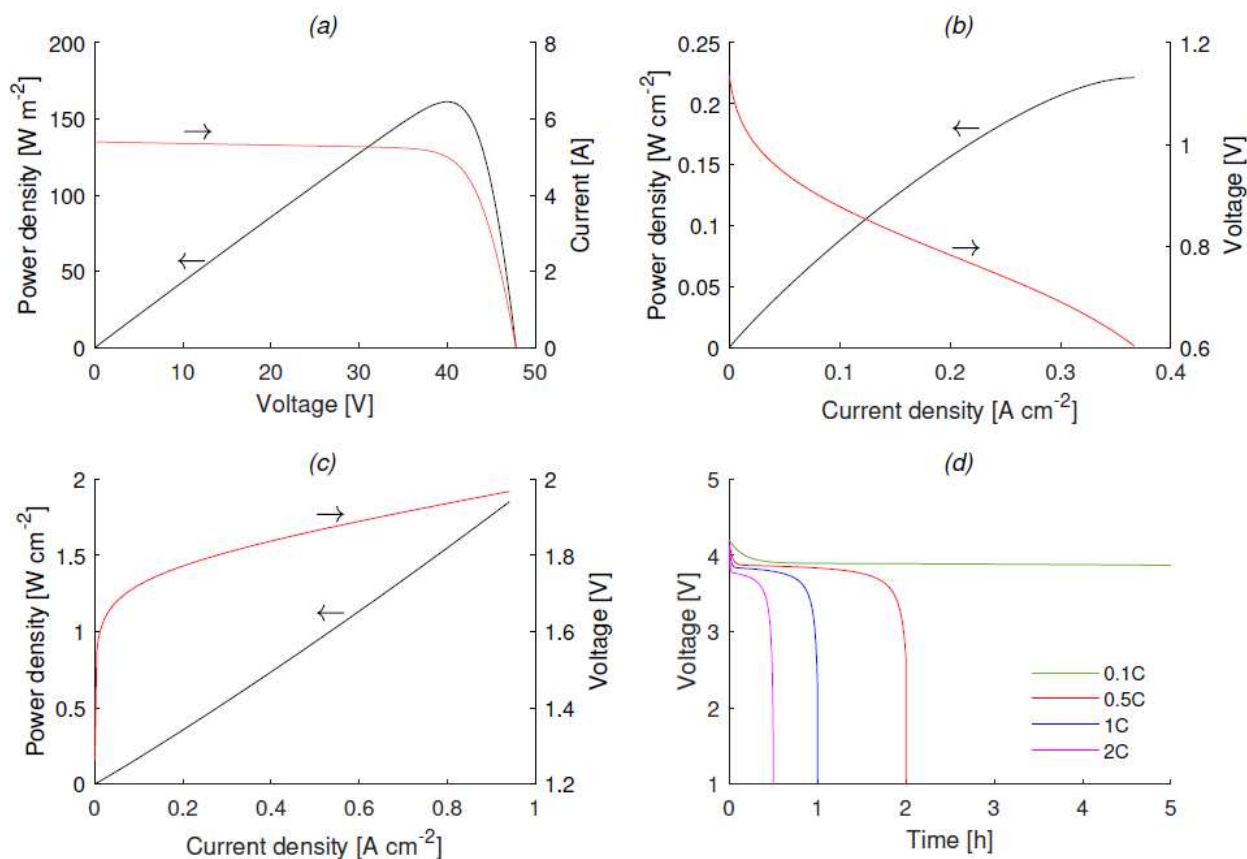
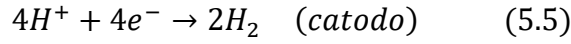
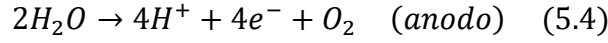


Figura 77. Curve caratteristiche alle condizioni STC di a) impianto fotovoltaico, b) cella a combustibile, c) elettrolizzatore e d) batteria.

5.2.2 Componenti del ciclo dell'idrogeno

L'elettrolizzatore e la pila di celle a combustibile sono descritti da modelli elettrostatici isotermi a partire dalla previsione dei potenziali reversibili che si instaurano tra gli elettrodi. I sovrapotenziali di attivazione, ohmico e di concentrazione sono presi in considerazione in funzione delle densità di corrente elettrica per entrambi i sistemi. I sovrapotenziali aumentano l'energia necessaria per produrre una data corrente (o velocità di produzione di idrogeno) nell'elettrolizzatore e abbassano il valore dell'energia elettrica utile generata dal dispositivo a una determinata corrente (o tasso di consumo di idrogeno) nella pila di celle a combustibile. Essi sono stimati secondo [49] per la cella a combustibile e secondo [41] per l'elettrolizzatore. Inoltre, vengono introdotte correnti di crossover attraverso la membrana, riducendo la corrente netta circolante nei circuiti esterni. Le curve di polarizzazione risultanti in termini di tensione e densità di potenza rispetto alla densità di corrente sono mostrate nelle Figure 77(b) e 77(c). Il serbatoio dell'idrogeno e il volume del buffer sono descritti da transitori di bilanci di massa isotermi sulle moli di idrogeno pressurizzato. L'idrogeno viene alimentato al serbatoio da un compressore volumetrico e l'energia di compressione è stimata

secondo un'efficienza isoentropica del 56% e utilizzando un motore con efficienza del 92% [50]. Questa energia viene poi aggiunta al carico elettrico complessivo della microgrid. Le reazioni di decomposizione a livello dell'elettrolizzatore sono:



L'elettrolizzatore lavoro in modalità corrente, significa che una corrente vi viene applicata generando una differenza di potenziale V_{ez} , i cui contributi sono:

$$V_{ez} = V_{ez,0} + V_{etd} + V_{ez,ohm} + V_{ion} \quad (5.6)$$

Dove $V_{ez,0}$ è il potenziale reversibile, V_{etd} il sovrapotenziale all'elettrodo, $V_{ez,ohm}$ il sovrapotenziale ohmico e V_{ion} il sovrapotenziale ionico.

Le equazioni dei sovrapotenziali contengono termini empirici e sono descritte in questo modo:

$$V_{ez,0} = 1.23 - 0.9 \cdot 10^{-3}(T_{ez} - 298) + 2.3 \frac{RT_{ez}}{4F} \ln(p_{H_2,ez}^2 p_{O_2,ez}) \quad (5.6.1)$$

$$V_{etd} = \frac{RT_{ez}}{4F} \sinh^{-1} \left[\frac{1i_{ez}}{2i_{ao}} \right] + \frac{RT_{ez}}{4F} \sinh^{-1} \left[\frac{1i_{ez}}{2i_{co}} \right] + \left(\frac{\delta_B}{\sigma_B} i_{ez} \right) + R_l i_{ez} \quad (5.6.2)$$

$$\sigma_B = (0.005139\lambda - 0.00326)e^{1268 \left(\frac{1}{303T_{ez}} \right)} \quad (5.6.3)$$

Dove T_{ez} è la temperatura dell'elettrolizzatore, R è la costante ideale dei gas, F è la costante di Faraday, $p_{H_2,ez}$, $p_{O_2,ez}$ sono le pressioni parziali di idrogeno e ossigeno, i_{ez} è la densità di corrente elettricadell'elettrolizzatore, i_{ao} , i_{co} sono le densità di corrente elettrica di anodo e catodo, δ_B , σ_B sono le conducibilità dell'elettrolita (Nafion 117), λ è il contenuto di acqua in membrana. L'equazione si può riscrivere come:

$$V_{ez,ohm} + V_{ion} = \frac{\delta_B I_{ez}}{A_{ez} \sigma_B} \quad (5.7)$$

Con A_{ez} che indica la superficie di scambio dell'elettrolizzatore.

La portata molare di idrogeno elaborata dall'elettrolizzatore è:

$$\dot{m}_{H_2,ez} = n_{ez} \frac{I_{ez}}{F} \quad (5.8)$$

Con n_{ez} pari al numero di celle dell'elettrolizzatore.

Parametro	Valore
A_{ez}	212,5 cm ²
$p_{H_2,ez}$	6,9 bar
$p_{O_2,ez}$	1,3 bar
i_{ao}	1,0631 ⁻⁶ A/cm ²
i_{co}	1 ⁻³ A/cm ²
δ_B	178 μm
σ_B	0,14 S/cm
λ	21 molH ₂ /molSO ₃
C_{ez}	402400 J/K

Tabella 3. Parametri dell'elettrolizzatore.

Anche la cella a combustibile presenta un'equazione della differenza di potenziale pari a:

$$V_{fc} = V_{fc,0} + V_{act} + V_{fc,ohm} + V_{conc} \quad (5.9)$$

V_{fc0} è la tensione di circuito aperto, v_{act} è relativa alle perdite di attivazione che sono preponderanti alle più basse densità di correnti, mentre alle alte densità il contributo v_{fcohm} (ohmico) è il valore principale. V_{conc} indica una caduta di tensione dovuta ad inefficienze interne quando è elevato il consumo del reagente della reazione chimica. L'equazione ottenuta dagli esperimenti citati nel lavoro di Valverde et al. (2013) è:

$$V_{fc} = 1.046 + 0.003(T_{st} - T_{st}^0) + 0.244(0.5 \ln(p_{O_2,fc}) + \ln(p_{H_2,fc})) - 0.066 \left(-1 - e^{\frac{-i_{st}}{0.013}} \right) - 0.299i_{fc} - 0.028i_{fc}^{(1+8.001)} \quad (5.9.1)$$

T_{st}^0 è pari a 298 K, l'area utile della cella a combustibile è 11453 cm².

La portata molare di idrogeno in ingresso e in uscita dalla cella a combustibile è:

$$\dot{m}_{H_2,in} = \varepsilon_{MH} f v_{bed} \frac{\partial \rho}{\partial t} + (1 - \varepsilon_{MH}) f \varrho_s v_{bed} \frac{\partial q_{H_2,a}}{\partial t} \quad (5.10)$$

$$\dot{m}_{H_2,out} = -\varepsilon_{MH} f v_{bed} \frac{\partial \rho}{\partial t} + (1 - \varepsilon_{MH}) f \varrho_s v_{bed} \frac{\partial q_{H_2,d}}{\partial t} \quad (5.11)$$

Le grandezze in gioco sono la porosità dell'idruro che partecipa alla reazione ε_{MH} , il rapporto di volume f e il volume del letto fluidizzato di reazione v_{bed} , la densità dell'idrogeno e dell'idruro ρ e ϱ_s , la variazione di idrogeno assorbito durante la produzione di energia elettrica $\frac{\partial q_{H_2,a}}{\partial t}$, $\frac{\partial q_{H_2,d}}{\partial t}$. È stato anche completato un bilancio termico all'interno della coppia elettrolizzatore-cella a combustibile che comprende le possibili perdite e le entalpie di reazione di reagenti e prodotti.

Parametro	Valore
ε_{MH}	0,55
ρ_s	3240 kg/m ³
$q_{H_2,max}$	1,2174 %w/w
$C_{v,g}$	20,4 J/mol K
$C_{p,s}$	419 J/mol K
A_{cs}	1,1453 m ²
f	1
ΔS	100 J/mol K
E_a	21.18 KJ/nik
C_a	59,187 1/s
ΔH	30800 J/mol
U_d	966,1980 W/m ² K
U_a	833,144 W/m ² K

Tabella 4. Parametri della cella a combustibile.

5.2.3 Convertitori di tensione e batteria

Il modello di batteria agli ioni di litio segue un approccio simile a quello di Shepherd [51], migliorato in [52] per facilitare l'esecuzione all'interno della simulazione seguendo i parametri dalle schede tecniche delle batterie e per tenere conto della carica variabile e delle correnti di scarica. Il modello è costituito da due relazioni principali per la tensione della batteria in ingresso in modalità di carica e scarica. Le curve di scarica della batteria risultanti sono mostrate nella Figura 77(d) per diversi valori di C-rate e in maniera nominale nella figura 78. Il C-rate è l'inverso del tempo in ore necessario per la scarica completa della batteria. Gli effetti di invecchiamento della batteria e gli effetti della temperatura non sono inclusi nel modello. In figura 79 è proposto lo schema di sintesi implementato in Simulink.

Vengono presentate le equazioni di carica e scarica della batteria:

$$V_{batt} = E_0 - Ri - K \frac{Q}{it - 0.1Q} i^* - K \frac{Q}{Q - it} it + Ae^{(-Bit)} \quad (5.12)$$

$$V_{batt} = E_0 - Ri - K \frac{Q}{Q - it} (it + i^*) + Ae^{(-Bit)} \quad (5.13)$$

Con:

V_{batt} = tensione della batteria (V);

E_0 = tensione costante della batteria (V);

K = costante di polarizzazione (V/Ah) o resistenza di polarizzazione (Ω);

Q = capacità della batteria (Ah);

$it = \int idt$ = capacità attuale della batteria (Ah);

A = ampiezza della zona esponenziale (V);

B = costante di tempo inversa della zona esponenziale (Ah^{-1})

R = resistenza interna della batteria (Ω);

i = corrente della batteria (A);

i^* = corrente filtrata della batteria (A).

Parametro	Valore
C	367 Ah
E_0	51,58 V
K	0,006215 V
A	11,053 V
B	2,452 Ah^{-1}

Tabella 5. Parametri della batteria.

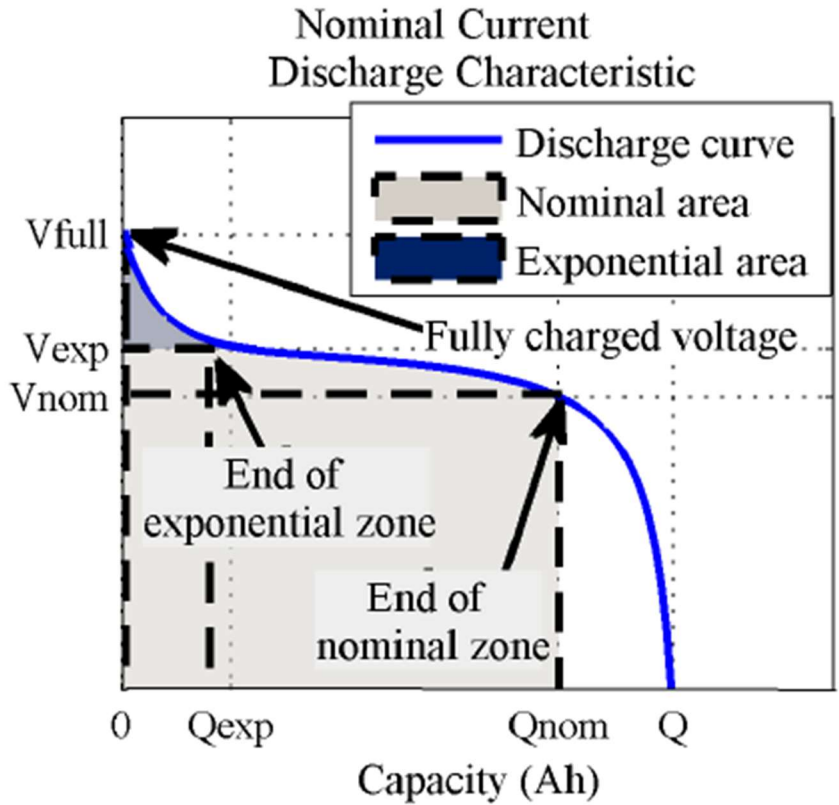


Figura 78. Curva caratteristica di scarica della batteria.

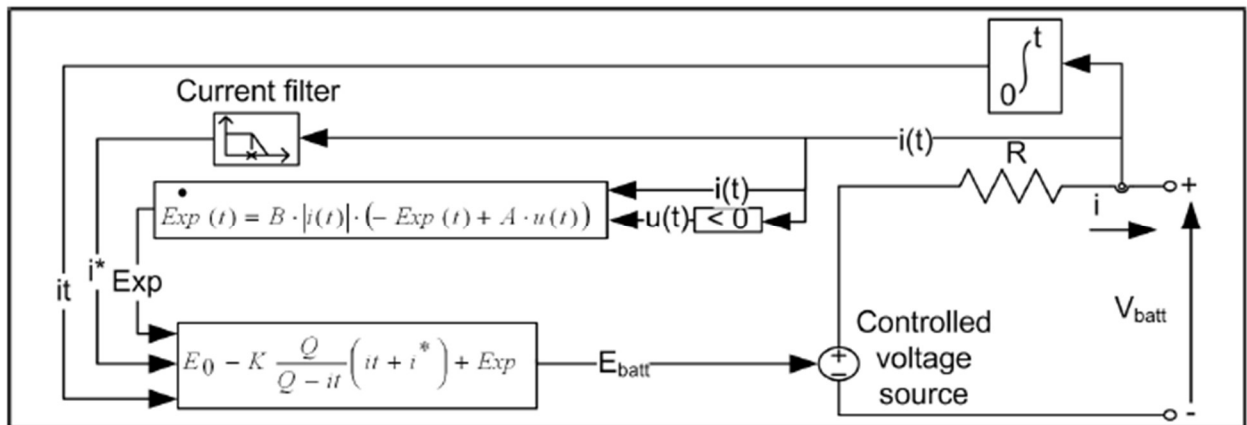


Figura 79. Sintesi del modello Simulink di rappresentazione della batteria.

I convertitori di tensione DC/DC e AC/DC sono stati presi in considerazione nel modello complessivo introducendo, per semplicità, una perdita del 2% nell'efficienza del trasferimento di energia tra ciascun componente della rete e il relativo percorso, come mostrato in Figura 75.

5.3 Risultati e discussione

Le prestazioni della microgrid costruita, riferite all'anno 2011, sono mostrate nella Figura 80. Nel tempo in ore (8760 in un anno), i mesi estivi sono collocati indicativamente tra le 2880 ore (maggio 1) e le 6552 ore (30 settembre). L'andamento della produzione di energia fotovoltaica e del carico elettrico richiesto sono riportati in Figura 80(a), raffigurante una situazione in cui l'energia supera chiaramente il carico durante l'estate. Per questo, durante l'esecuzione della simulazione, la gestione dell'energia segue l'approccio di base B1st descritto nella Sezione 5.2. e sono riportati i singoli flussi energetici (batteria, ciclo dell'idrogeno, rete di distribuzione principale). Figura 80(b), insieme alla differenza ΔP tra energia FV e carico totale. In questa figura, i valori positivi sono destinati ai trasferimenti di energia in entrata (dalla batteria, dalla cella a combustibile, dalla rete), i valori negativi indicano trasferimenti in uscita (alla batteria, all'elettrolizzatore, alla rete principale). Si possono evidenziare le seguenti caratteristiche principali:

- i mesi invernali sono caratterizzati da valori di ΔP prevalentemente negativi e flussi di energia positivi dal ciclo dell'H₂ (che rappresenta l'energia generata dalla cella a combustibile); i mesi estivi, al contrario, mostrano valori ΔP positivi e un flusso di energia negativo nel ciclo H₂ (che rappresenta energia utilizzata nell'elettrolizzatore);
- gli scambi energetici con la rete esterna sono quasi esclusivamente negativi (in uscita) e concentrati nei mesi estivi, ad eccezione di alcuni picchi isolati durante l'inverno, quando piccole quantità di energia devono essere acquistate a seguito di occasionali condizioni di carico anomalo; un trasferimento di energia così importante verso la rete principale è causato principalmente dal fatto che l'elettrolizzatore ha una potenza limitata e può assorbire solo fino a una certa quantità di energia fotovoltaica, mentre il resto della produzione può essere venduto (o ridotto);
- nel complesso, la microgrid appare in grado di funzionare anche in modalità off-grid, poiché è in grado di sostenere il carico applicato durante un anno con tempi di inattività solo molto brevi, come si vedrà più avanti in questa sezione.

Le quantità di energia annuali integrate con i rispettivi segni sono riportati nella Tabella 5, la loro somma netta è approssimativamente zero, chiudendo quindi il bilancio energetico complessivo. Diventa quindi evidente che l'energia totale acquistata dalla rete principale (0,2 kWh) è in realtà trascurabile rispetto al carico totale annuo. Va inoltre sottolineato che, essendo i valori iniziali di SoC e SoT in generale diversi dai valori di fine anno, le perdite della batteria e del ciclo dell'idrogeno non corrispondono alle differenze tra le quantità "da" (uscita) e "a" (ingresso) nella tabella 2. Rimuovendo l'eccesso di energia accumulata a fine anno, l'effettiva efficienza energetica

media del ciclo dell'idrogeno risulta essere del 37,1% (68,6% nello stadio elettrolizzatore e 54,1% nella cella a combustibile, entrambi basati su HHV – “*High Heating Value*”), mentre l'efficienza di ingresso e uscita della batteria è del 95,9%.

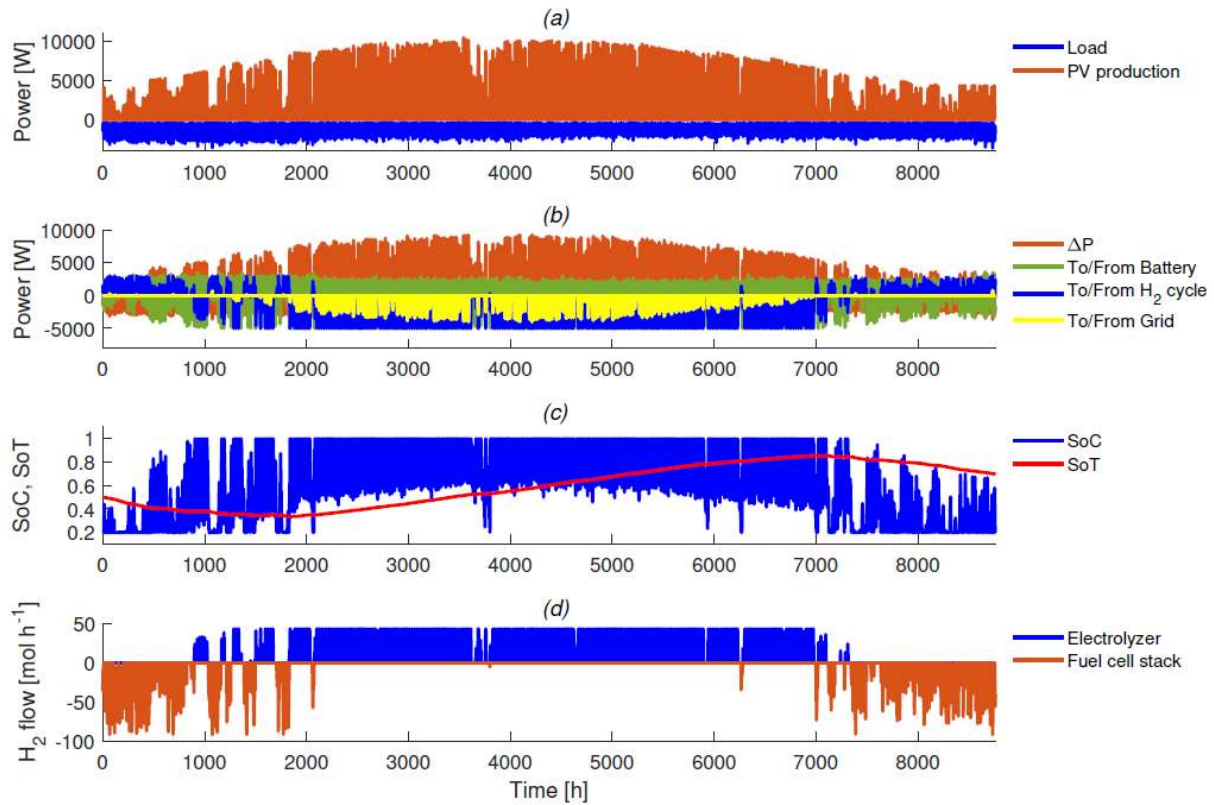


Figura 80. Prestazioni annuali della microgrid.

PV	Carico	Da batteria	Verso batteria	Da H2	Verso H2	Dalla rete	Verso la rete	Perdite conversione
17274	-10145	4265	-4269	1539	-6255	0.2	-1525	-883

Tabella 5. Bilancio energetico della microgrid [kWh].

La Figura 80(c) mostra il comportamento fluttuante del SoC durante l'anno e lo rivela durante l'inverno: la batteria non raggiunge quasi mai la carica completa a causa della bassa energia generata dall'impianto fotovoltaico; in estate, invece, la batteria rimane per lo più tra la carica completa e la semiricarica. La stessa cifra riporta anche il livello di idrogeno nel serbatoio (SoT) nel corso dell'anno: partendo da un valore iniziale di 0,50 (imposto arbitrariamente), tale curva presenta un minimo a Marzo (a causa dell'ampio sfruttamento dell'energia generata dalla pila di celle a combustibile in inverno, che consuma idrogeno a un ritmo superiore alla sua produzione occasionale) e un massimo a fine estate (a causa della frequente attivazione dell'elettrolizzatore nei mesi estivi, che genera idrogeno ad un tasso complessivo superiore al suo consumo occasionale).

Alla fine dell'anno, si ha il valore di SoT pari a 0,70, notevolmente superiore a quello iniziale e corrispondente a un aumento netto di 20 kmoli (40 kg) di idrogeno immagazzinato. Infine, la Figura 80(d) mostra il rapporto tra tasso di produzione idrogeno /consumo, che – secondo quanto detto finora – risulta negativo in inverno e positivo in estate. Come già detto, la microgrid proposta è idonea a funzionare in modalità off-grid, e questo è dovuto principalmente ad un corretto dimensionamento dei componenti della microgrid lungo il circuito dell'idrogeno. Riguardo la dimensione della pila di celle a combustibile, anch'essa influisce principalmente sulla capacità della microgrid di sostenere il carico in ogni condizione possibile e di conseguenza determina il tempo annuale di inattività della microgrid, definito come il tempo totale in cui la microgrid non è in grado di sostenere completamente il carico applicato. Questo effetto è evidente nella Figura 81(a), che riporta su scala logaritmica il tempo predefinito come una funzione della potenza della pila di celle a combustibile. La scelta di una pila da 3 kW qui adottata corrisponde ad un tempo predefinito di appena un'ora, su un anno, che è già abbastanza accettabile, mentre a il tempo predefinito zero è raggiungibile solo a partire da 4 kW (ovvero con il 33% di celle in più aggiunte). D'altro canto, la riduzione della dimensione della FC implica un forte aumento dei tempi di inattività (che si avvicina ad un mese, o 720 ore, a circa 1 kW), rendendo la microgrid sempre meno adatta per applicazioni autonome.

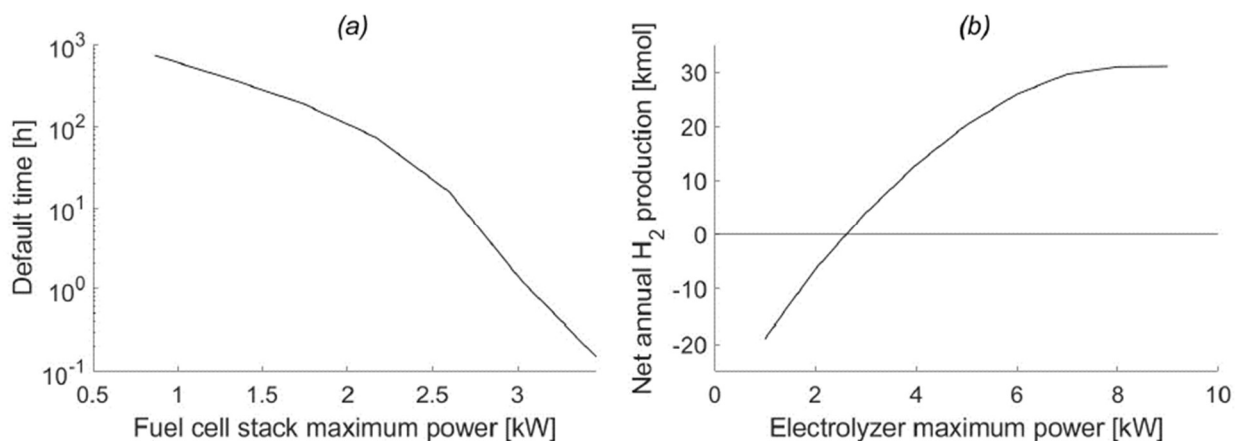


Figura 81. Tempo di inattività della microgrid come funzione della massima potenza della cella a combustibile (a) e produzione netta di idrogeno come funzione della massima potenza dell'elettrolizzatore (b).

Per quanto riguarda le dimensioni dell'elettrolizzatore, queste determinano principalmente la capacità della microgrid di produrre e immagazzinare idrogeno nei mesi estivi per essere utilizzato in inverno. Questo effetto è mostrato nella Figura 81(b), dove la produzione netta di idrogeno è riportata in funzione energia dell'elettrolizzatore. La produzione netta di idrogeno è pari a zero

quando il consumo e la produzione di idrogeno sono uguali tra loro; questo è già ottenibile con un elettrolizzatore da 2,6 kW, mentre a potenze superiori corrisponde un bilancio annuale positivo. La dimensione dell'elettrolizzatore adottata in questa trattazione (5 kW) consente un aumento netto di idrogeno di 20 kmoli, che rappresenta un margine sicuro considerando le incertezze sulla produzione di idrogeno e sul carico totale da un anno all'altro.

È evidente che la validità dei particolari valori in questa analisi è strettamente legata allo specifico anno, alla specifica località e alla specifica scelta dei parametri di progettazione della microgrid (batteria, carico, fotovoltaico, ecc.), ma lo studio ha una caratteristica generale e il modello potrebbe essere esteso per studiare diversi casi in cui il carico, la produzione fotovoltaica e i parametri di progettazione sono completamente caratterizzati.

Al fine di valutare l'effetto delle diverse strategie di gestione dell'energia sull'efficienza della microgrid, è riportato un primo piano dei diversi profili energetici in tre giornate estive (20-22 luglio, tutti caratterizzati da condizioni di cielo sereno) nelle Figure 82(a) e 82(c), riferite alla strategia B1st. È interessante notare che, una volta che la batteria raggiunge la carica completa al mattino, l'elettrolizzatore è attivato ma questo può assorbire solo fino a 5 kW dell'energia fotovoltaica disponibile (che ha punte superiori a 8 kW), mentre il resto viene ceduto alla rete esterna. La quantità netta di idrogeno generata nei tre giorni è di 1062 moli, l'energia ceduta in rete (o ridotta in modalità off-grid) è di 45 kWh.

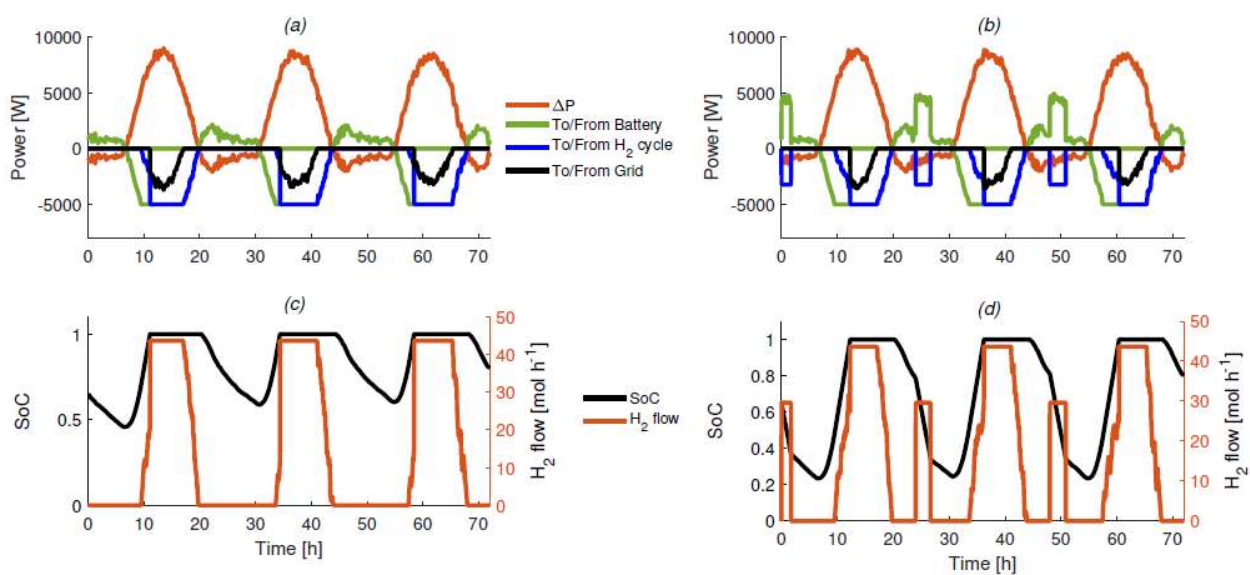


Figura 82. Dettaglio di performance della microgrid per i giorni 20-22 luglio in accordo alle strategie B1st (a) e B2E1 (b).

Se gli stessi tre giorni vengono gestiti secondo la strategia B2El (figure 82(b) e 82(d)), l'elettrolizzatore viene attivato anche di notte. Nel dettaglio, l'algoritmo B2El controlla ogni notte alle 0:00 (dopo la scomparsa dei tipici picchi di carico serali) se la batteria è attualmente carica immagazzinando più energia di quella necessaria per sostenere i carichi notturni, stimati nel mese di luglio intorno ai 150 W per unità abitativa (relativamente modesti), fino all'alba. Se è così, l'energia inizia ad esistere trasferita dalla batteria all'elettrolizzatore - e viene prodotto idrogeno - fino a quando l'energia residua della batteria corrisponde alla quantità necessaria al carico per il resto della notte (più un margine del 5% sul SoC minimo della batteria per mettersi in sicurezza). Come conseguenza, la batteria è quasi completamente scarica al sorgere del sole, ma a questo punto l'energia fotovoltaica inizia ad essere nuovamente disponibile e avviene la ricarica della batteria. La batteria diventa in questo modo un impianto di accumulo temporaneo per quella parte dell'energia in eccesso che non viene assegnata all'elettrolizzatore durante il giorno (vale a dire quando la capacità produttiva dell'elettrolizzatore è eventualmente già saturata) ma durante la notte, quando l'elettrolizzatore sarebbe normalmente in modalità di stand-by. L'idrogeno totale prodotto nei tre giorni, applicando questa strategia, è pari a 1167 moli, che rappresentano un aumento del 10% rispetto al caso B1st sopra citato e l'energia ceduta in rete (o ridotta) diminuisce a 33,4 kWh (-26%). I miglioramenti apportati dalla nuova strategia potrebbero sembrare modesti, ma sono ottenuti semplicemente senza alcuna espansione o modifica importante della microgrid originaria, attraverso un migliore approccio di gestione dell'energia. Inoltre, poiché la microgrid proposta era già autosufficiente con la strategia B1st, questo approccio apre la strada anche all'utilizzo di componenti più piccoli per il suo funzionamento (ad esempio elettrolizzatori e moduli fotovoltaici), se si vuole mantenere la rete di produzione di idrogeno allo stesso livello.

I risultati discussi sopra sono molto promettenti e incoraggiano ad indagare ulteriormente sull'andamento della strategia B2El, che appare però molto sensibile alle incertezze nella previsione del carico notturno o al mutare delle condizioni atmosferiche. In effetti, se la batteria non è prontamente ricaricata dall'impianto fotovoltaico all'alba (come può accadere in inverno o con tempo nuvoloso giornate estive), allora la cella a combustibile deve essere chiamata a sostenere il carico e questa può addirittura consumare più dell'idrogeno guadagnato durante la notte, con un impatto complessivamente negativo.

È stato proposto un nuovo schema di microgrid basato sulle fonti rinnovabili per una piccola comunità di quattro persone unità a Milano, Italia. Grazie alla presenza di due diverse opzioni di stoccaggio, una per il breve termine (batteria) e uno a lungo termine (serbatoio di idrogeno), la microgrid sostiene l'applicazione del carico elettrico per un intero anno durante il quale si registra

anche un netto aumento dell'idrogeno immagazzinato all'interno del serbatoio. La microgrid può quindi funzionare anche in modalità off-grid; a questo proposito, viene discussa la scelta adeguata e il dimensionamento della cella a combustibile e dell'elettrolizzatore.

È stato anche proposto un nuovo approccio di gestione dell'energia (B2E1), utilizzando l'energia in eccesso immagazzinata durante la notte che dalla batteria viene inviata all'elettrolizzatore per produrne ulteriore idrogeno. Questo approccio aumenta la quantità di idrogeno prodotto senza intaccare le dimensioni dei componenti della microgrid e appare particolarmente adatto ai mesi estivi, quando le condizioni meteorologiche sono stabili ed è probabile che il carico mattutino possa essere sostenuto dalla produzione di energia fotovoltaica rispetto a quella prodotta dalla batteria, quasi scarica in questi istanti. È previsto un aggiornamento del processo decisionale della B2E1, così che si migliorerà la strategia anche con alcune forme di carico e/o con le previsioni meteorologiche a breve termine anche nelle stagioni diverse da quella estiva.

Capitolo 6 - Studio sperimentale degli effetti termici sulle prestazioni dei sistemi di conversione della radiazione solare attraverso la tecnologia fotovoltaica: realizzazione di un circuito di misura delle caratteristiche elettriche e testing di componenti elettronici

6.1 Contesto del lavoro e obiettivi dell'attività sperimentale

Il lavoro sperimentale tenutosi presso il laboratorio di elettronica dell'Università Di Jaén ha avuto come scopo la progettazione e la creazione di un circuito di misura che andrà a monitorare la caratteristica corrente-tensione (I-V) di un modulo fotovoltaico e il testing dei componenti elettronici che lo compongono. Il punto di partenza è considerare i componenti necessari alla costruzione del circuito, la loro reperibilità e l'economicità, in modo che il circuito elettronico sia facilmente riproducibile in un laboratorio universitario. Inoltre, il circuito di misura deve offrire la possibilità di interrompere la fornitura di corrente quando necessario, questo è possibile tramite un dispositivo elettronico detto *relé a stato solido (SSR-mosfet)*. Il circuito è collegato a dispositivi di misura delle grandezze di interesse, non solo la corrente e tensione che circolano nel modulo fotovoltaico ma anche la sua temperatura e la temperatura ambiente. Il sistema di alimentazione del circuito è composto da due alimentatori per il primo esperimento e tre per gli esperimenti successivi. In particolare, uno degli alimentatori è pilotabile da remoto, utilizzando il software LabVIEW®. Anche gli altri dispositivi di misura sono pilotabili da remoto e, come si vedrà nel seguito e in dettaglio, sono due multimetri per la misura della corrente e della tensione e un dispositivo di acquisizione dati (datalogger) per la misura delle temperature. Questo dispositivo consente anche di inviare un segnale per l'apertura e la chiusura del circuito elettrico. Nella seconda parte della campagna di misure verrà inserito nel circuito un amplificatore di strumentazione, dispositivo che amplifica il segnale di tensione tra due ingressi, necessario per la misura della corrente di cortocircuito I_{sc} , che è una misura indiretta e andrà rapportata alla tensione misurata all'interno dell'amplificatore.

6.1.1 Misura delle caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici

Le prove sperimentali effettuate fanno parte di un ampio studio di progettazione della seconda versione di una scheda elettronica (PCB) in grado di misurare la tensione del modulo fotovoltaico e la sua corrente di cortocircuito con l'ausilio di una seconda scheda elettronica di estensione. La prima versione della scheda elettronica ha presentato problemi di funzionamento poiché non erano presenti i contatti per misurare la tensione dei moduli. La scheda di misura della corrente di cortocircuito, invece, è alla sua prima versione.

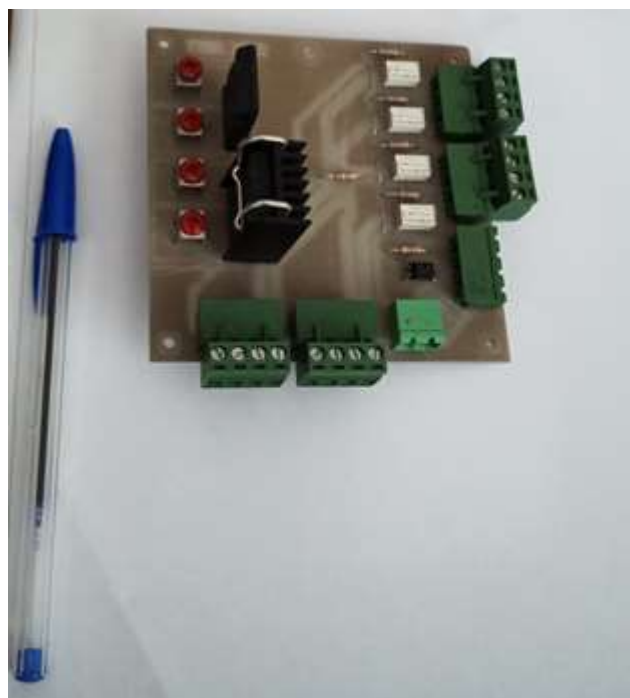


Figura 83. Prima versione della scheda elettronica.

Per andare nella direzione di implementare una nuova scheda elettronica capace di misurare tutte le grandezze elettriche di interesse, sono stati condotti una serie di test per verificare l'affidabilità dei componenti del circuito di misura. In particolare, i componenti sottoposti a test sono stati il relè a stato solido (SSR-Mosfet) IXYS CPC1918J e l'amplificatore da strumentazione Texas Instruments INA253. L'apparato sperimentale richiede la presenza di tre generatori di tensione di cui uno a quattro quadranti, due multimetri e un datalogger (sistema di acquisizione dati) per svolgere molteplici misure al fine di stimare correttamente la temperatura dei componenti e testare la resistenza e l'affidabilità del mosfet, prima in configurazione singola, poi in configurazione in

parallelo, poiché si richiedono elevate correnti di commutazione. L'intera procedura di test è controllata in modalità remota da un codice e un'interfaccia LabVIEW sviluppati autonomamente.

LabVIEW (*Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench*) è un software basato su un linguaggio di programmazione denominato linguaggio G (*Graphic Language*), così chiamato perché si basa su un approccio grafico alla programmazione. Il file *.vi* (*virtual instrument*) in cui sono presenti le istruzioni di programmazione della strumentazione di misura e del generatore di tensione, è diviso in due parti: uno schema che utilizza dei blocchi che contengono o istruzioni di inizializzazione e riconoscimento dei dispositivi (*VISA*), array numerici per l'allocazione delle grandezze misurate e sequenze di istruzioni, in cui sono presenti nel dettaglio tutte le operazioni da svolgere all'interno dell'esperimento la cui descrizione dettagliata si rimanda all'appendice e un'interfaccia di controllo strettamente legata ai componenti, in cui è possibile scegliere gli input di programmazione, come ad esempio il tempo di misurazione delle temperature e, come si vedrà in seguito, la durata del transitorio in cui il circuito resta chiuso.

L'impianto fotovoltaico presente presso l'università di Jaén è composto da quattro moduli, pertanto è necessario valutare la curva corrente - tensione (I-V) di più moduli con un'unica configurazione di misura ed è necessario multiplexare tutte le grandezze di ingresso. Multiplexare segnali di misura in ingresso significa selezionare tra più segnali in ingresso in modo da ottenere un solo segnale, detto multiplato, lungo una sola linea di uscita. Ciò viene eseguito da un dispositivo detto multiplexer. In figura 84 viene mostrata la configurazione "in multiplexing" e la simbologia del multiplexer.

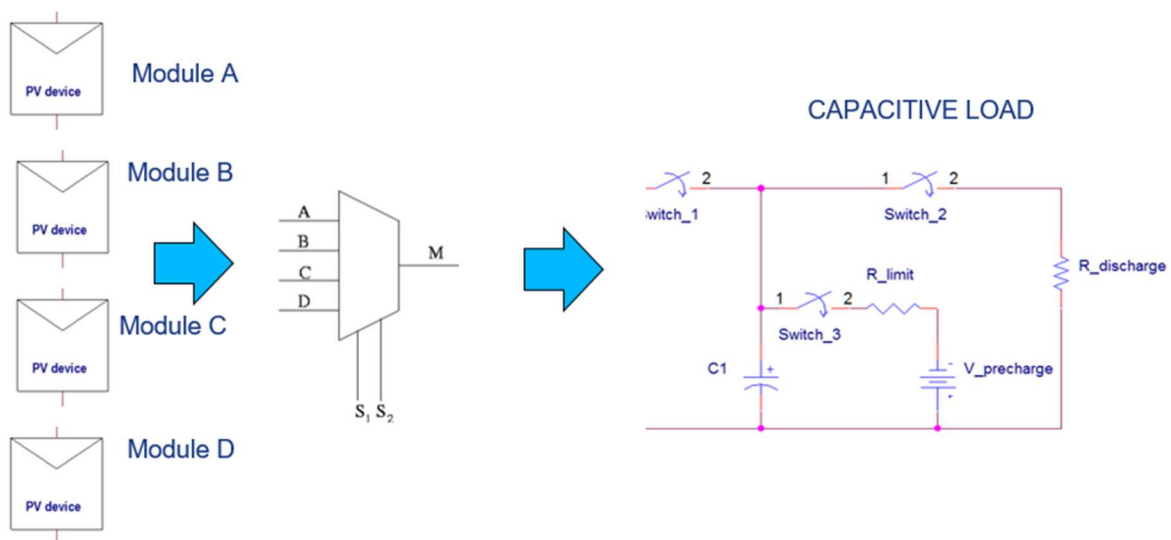


Figura 84. Configurazione in multiplexing per la misura delle caratteristiche I-V dei moduli tramite il circuito con carico capacitivo.

Il segnale multiplato passa poi al circuito di misura mostrato a destra nella stessa figura (in riferimento: “Capacitor charging method for I-V curve tracer and MPPT in photovoltaic systems”; Spertino et al.), in cui sono presenti un condensatore, necessario per la scansione e il tracciamento della curva I-V, un resistore di limitazione, necessario a tenere la corrente ad un valore ragionevole e sicuro e un resistore di scarica per il circuito elettrico. La misura della curva I-V viene fatta per punti.

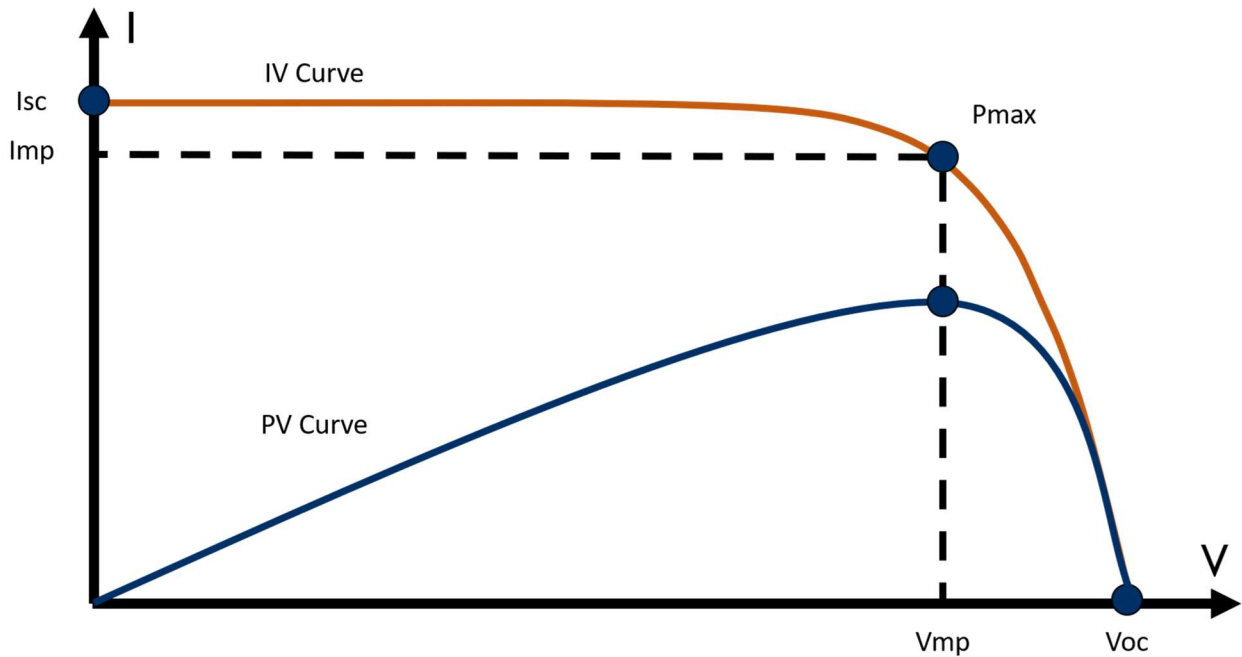


Figura 85. Curve caratteristiche (I-V) e (P-V) di un modulo fotovoltaico – nella pratica di laboratorio vengono costruite per singoli punti di misura.

Più nel dettaglio, è necessaria l'implementazione di queste schede elettroniche, facenti parte del sistema di controllo del circuito principale di misura (figure 86, 87, 88). Nella prima figura sono in evidenza i mosfet (CPC1918J), in alto a destra, di cui si studierà il comportamento, in basso, invece, sono in evidenza i relé meccanici per l'attivazione/disattivazione dei fili delle sonde di misura della temperatura (Pt100). I relé meccanici sono semplici dispositivi costituiti da un magnete (bobina) e da tre contatti, uno comune e altri due che indicano le posizioni (normalmente aperto - NA e normalmente chiuso - NO); quando non passa corrente, il contatto comune, controllato dalla bobina, è solidale al contatto di apertura (NA), al passaggio della tensione di eccitazione della bobina, il contatto comune si sposta sull'altro contatto di chiusura del circuito (NO). La situazione si inverte nel momento in cui la bobina viene diseccitata. Tutti gli altri componenti della scheda elettronica sono connettori, in cui vanno inseriti i fili provenienti dai circuiti e dai sistemi di misura.

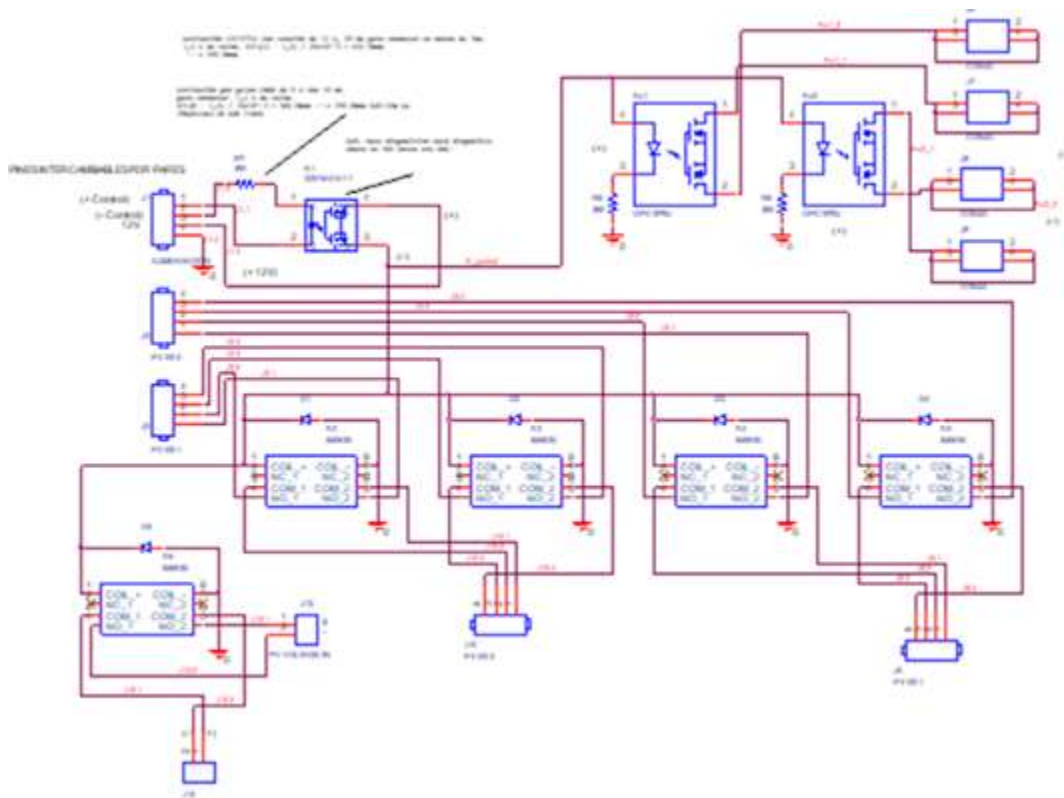


Figura 86. Schema elettronico della scheda elettronica (PCB) principale.

La scheda elettronica per la misura della corrente di cortocircuito è indicata nelle figure 88 e 89, in cui sono in evidenza gli stessi mosfet e i connettori di ingresso (in alto a sinistra) e in uscita (in basso a destra) della corrente. Tale corrente passa per il modulo dell'amplificatore di strumentazione, evidenziato in alto a destra, di cui si dovrà verificare il corretto funzionamento in termini di guadagno numerico (rapporto tensione/corrente) e affidabilità in termini di precisione di misura ed eventuale surriscaldamento o cortocircuito.

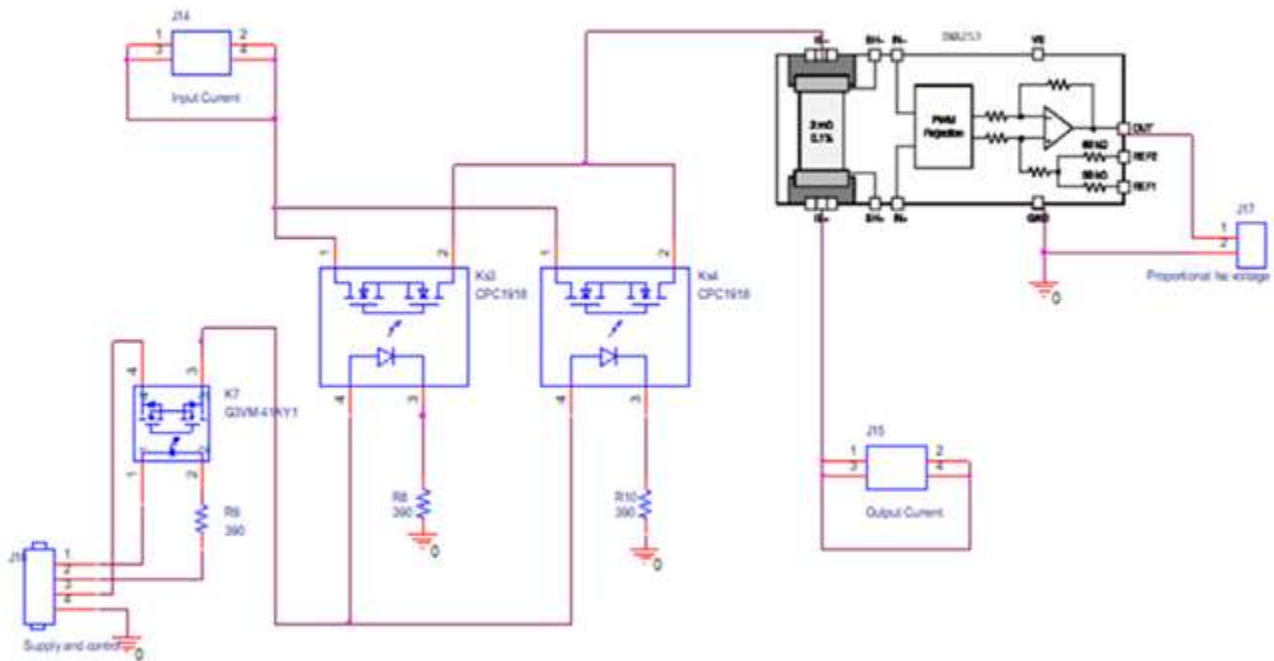


Figura 87. Schema elettronico della scheda elettronica ausiliaria.

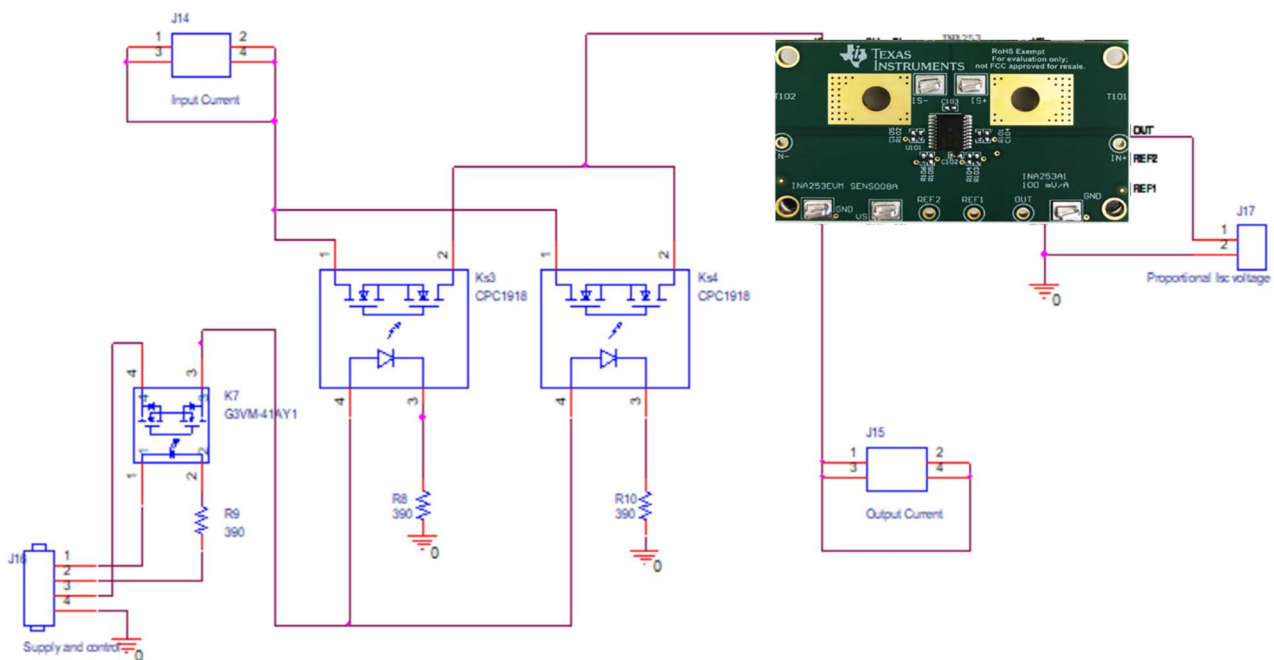


Figura 88. Posizione del modulo dell'amplificatore da strumentazione nello schema elettronico della scheda elettronica ausiliaria.

Uno dei punti chiave di questa implementazione è il corretto utilizzo dei dispositivi di commutazione controllati da tensione per collegare i moduli, le cui caratteristiche di corrente e tensione verranno misurate dal setup di misura. È in questa fase che si verifica l'effettiva utilità dei mosfet, poiché questi dispositivi saranno necessari per ogni scheda elettronica e per ogni modulo (figure 87 e 88).

Nel dettaglio, il mosfet è un dispositivo che può essere utilizzato come amplificatore o come interruttore e si attiva tramite una tensione in ingresso detta tensione di gate, applicata al pin

omonimo in figura 89, consentendo il passaggio della corrente elettrica. Quando la tensione in ingresso è pari a 0 V, il mosfet si comporta come un circuito aperto, in presenza della suddetta tensione, tra i connettori drain e source (connettori di sorgente e di svuotamento di cariche) si crea continuità e il passaggio della corrente è consentito. Il connettore power, detto anche bulk, è importante per definire il verso delle cariche. Il mosfet, quindi, si comporta in maniera analoga a una valvola meccanica, presentando gli stati di apertura e chiusura. Un importante parametro di controllo di integrità del mosfet è la resistenza “drain-source” (R_{ds}), di cui più avanti si farà menzione nei test di affidabilità.

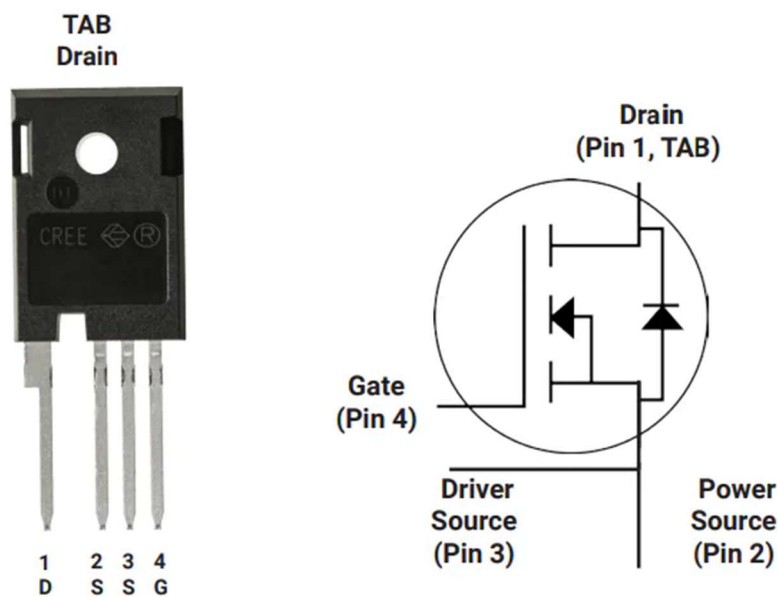


Figura 89. Struttura e schema elettronico di un mosfet e indicazione della funzione dei connettori.

Di seguito, viene mostrato l’impianto fotovoltaico presente presso l’Università di Jaén e le scatole di alloggiamento delle schede elettroniche, nonché una versione reale e funzionante delle stesse.



Figura 90. Sistema sperimentale situato presso l'università di Jaén, in evidenza le scatole per l'alloggiamento delle schede elettroniche di misura.



Figura 91. Sistema sperimentale situato presso l'università di Jaén – dettaglio della scheda elettronica di misura.



Figura 92. Circuito di misura per i moduli. In evidenza il carico capacitivo in alto a sinistra.

La Figura 92 mostra il circuito reale utilizzato per collegare un singolo modulo fotovoltaico ad un sistema di misura, costituito da un carico capacitivo. Sono visibili, inoltre, il resistore di limitazione corazzato (colore oro) e in basso i 3 relè meccanici, responsabili dell'apertura e chiusura dei contatti con le sonde Pt100 per la misura di temperatura. Il sistema di misurazione è in grado di misurare le caratteristiche di corrente e tensione di 4 moduli fotovoltaici grazie a 4 schede multiplexer come mostrato in Figura 93 ed ha la seguente configurazione per quanto riguarda i fili elettrici e le grandezze da misurare:

- Due fili DC (positivo e negativo) per la linea di alimentazione del modulo fotovoltaico ($V_{max} = 100 \text{ V}$, $I_{max} = 14 \text{ A}$);
- Otto fili (due set 4 x 2) per le sonde di temperatura Pt100 in configurazione 4-fili – configurazione necessaria per limitare perdite di risoluzione di misura lungo i cavi, poiché questi possiedono una propria resistenza interna R_w ;
- Due fili DC (positivo e negativo) per misurare la tensione del modulo (V_{mod}): nessuna corrente di attraversamento, input ad alta impedenza;
- Due fili DC (positivo e negativo) per misurare la corrente di cortocircuito (I_{sc}) del modulo,

misurando una tensione proporzionale alla corrente di cortocircuito (qui interviene la scheda elettronica ausiliaria, ma la scheda principale può operare senza di essa).

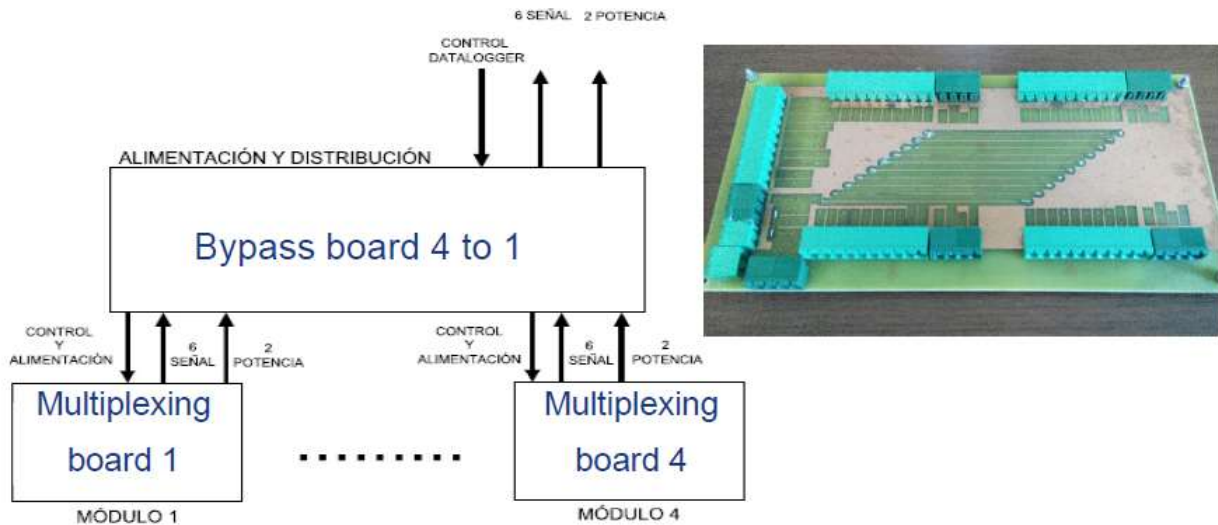


Figura 93. Configurazione multiplexing completa.

Il lavoro di ricerca globale mira a tracciare la curva I-V (collegando i moduli al dispositivo tracciante I-V), e in secondo luogo a eseguire un cortocircuito dei moduli fotovoltaici in prova, in modo tale che la corrente verrà misurata tramite misura della tensione proporzionale dall'amplificatore INA253.

6.2 Obiettivo dell'esperimento

L'obiettivo dell'esperimento è la progettazione e la realizzazione di un circuito di misura elettrico in grado di garantire il corretto funzionamento del mosfet IXYS CPC1918J come interruttore e il corretto funzionamento dell'amplificatore Texas Instruments INA253, necessario per l'amplificazione della della scheda elettronica ausiliaria che misurerà la corrente di cortocircuito del modulo fotovoltaico. A questo scopo, è indispensabile la configurazione dei generatori che devono fornire la corretta tensione DC, nonché la configurazione delle sonde di temperatura Pt100 a quattro fili controllate da due canali del datalogger Keysight DAQ970A. Inoltre, sono necessari due multimetri (Keysight 34465A e Agilent 34401A) non solo per misurare la corrente e la tensione attraverso il circuito, ma anche per aggiungere sincronismo al test. L'intero processo sperimentale e la raccolta dei dati sono controllati da uno script creato col software LabVIEW.

6.3 Stesura dei test da svolgere - materiali e metodi

Il circuito di misura è composto da due parti, secondo la funzionalità del mosfet: una parte di potenza e una parte di controllo. La parte controllo, chiamata così perché è quello che controlla il dispositivo, è alimentato da un alimentatore Tektronix che fornisce una tensione continua di 5 V e contiene un resistore di limitazione della corrente allo scopo di ottenerne un valore pari a 10 mA di attraverso il circuito. Nella figura 94 sono messi in evidenza i pin del mosfet che svolgono le due diverse funzioni; è indicato inoltre, un grafico (figura 95) utile a capire il valore massimo della corrente che può scorrere nel dispositivo in relazione al transitorio in cui il circuito resta chiuso senza che il dispositivo si danneggi.

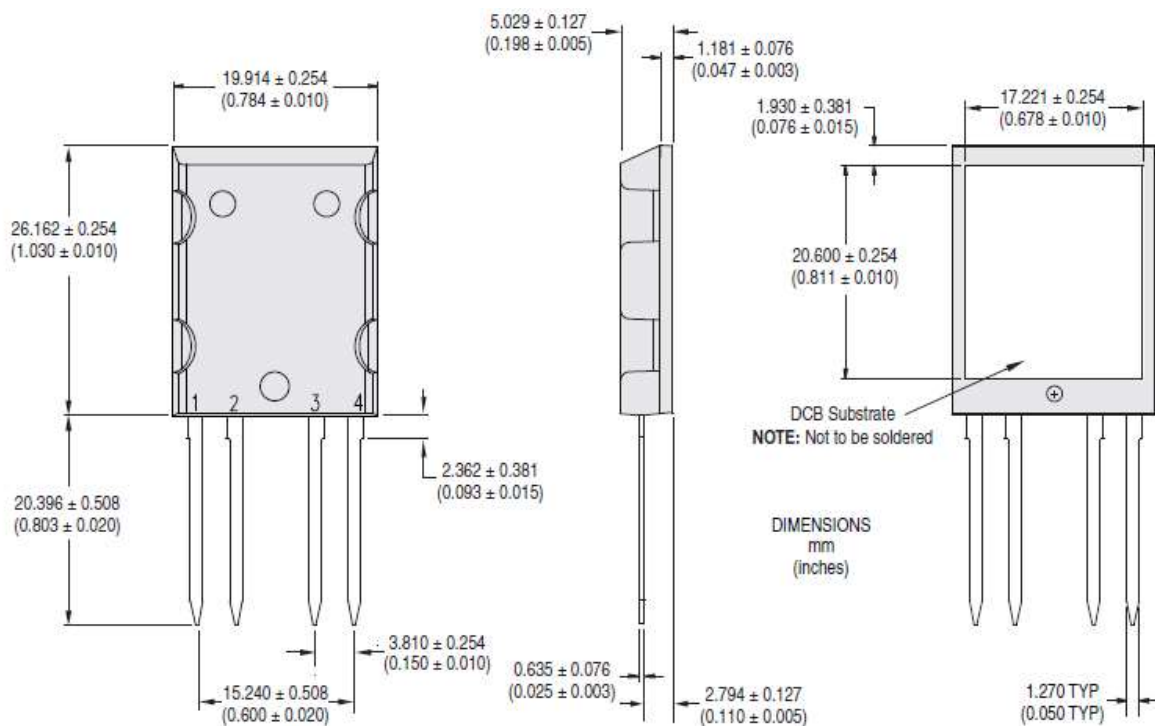


Figura 94. Disegni costruttivi del mosfet – I pin N°1 e N°2 sono il lato di potenza, i pin N°3 e N°4 sono il lato di controllo (fonte: IXYS company).

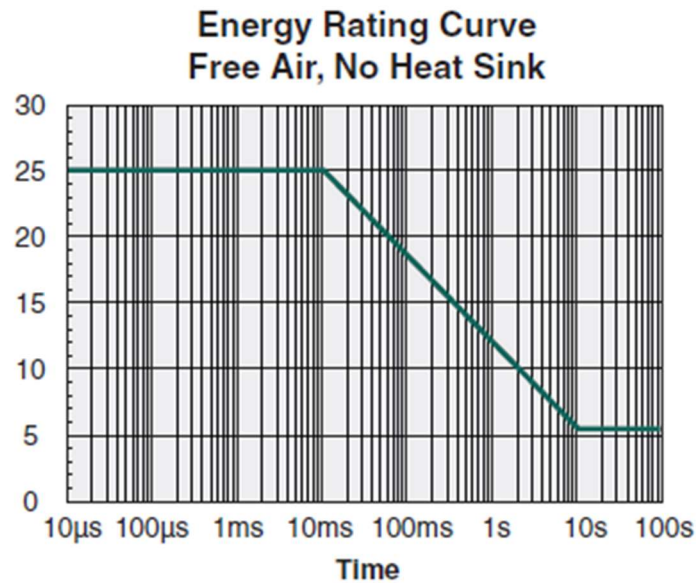


Figura 95. Curva di classificazione energetica del mosfet senza dissipatore di calore – si nota in ascissa il massimo tempo dedicabile all’attivazione in transitorio in relazione alla corrente di attraversamento in ordinata.

La limitazione sul valore di tensione è necessario perché questa è la tensione di attivazione del mosfet indicata nella scheda tecnica. Inoltre dopo la resistenza di limitazione è inserito un LED per indicare l’effettiva chiusura del circuito. La tensione di attivazione del mosfet al gate è 1,2 V. Il controllo di apertura e chiusura viene effettuato dal datalogger Keysight DAQ970A, tramite dei relè meccanici (CMOS) e un trigger (@5 V, 10 mA). I relè, come detto in precedenza, possiedono tre stati, costituiti da e tre fili che indicano le posizioni sul suo canale @201 - *normalmente aperto (blu), normalmente chiuso (giallo) e comune (nero)*. I tre fili provengono dal modulo DAQM903A 20-Channel Actuator/General-Purpose Switch Module, è inoltre presente una resistenza di pull-down da 10 kΩ; la resistenza di pull-down viene inserita tramite una breadboard. Il sistema viene attivato o disattivato con LabVIEW e codice SCPI. Il codice SCPI è un linguaggio di programmazione utilizzato da tutta la strumentazione per comunicare le istruzioni di funzionamento da remoto, indicate in appendice. Per maggiore chiarezza, i relé meccanici sono i dispositivi che aprono e chiudono il circuito di misura dal lato controllo, mentre il trigger è un certo segnale di input, in questo caso un segnale a gradino, con le caratteristiche di corrente e tensione sopra elencate, programmabile da multimetro e attivabile tramite dei morsetti collegati nei punti di alimentazione del circuito. Il resistore di pull-down è così definito perché “tira” la tensione a 0 V, quindi a livello del terreno – tensione di origine, quando gli altri componenti sono inattivi, come indicato nella figura complessiva del circuito.

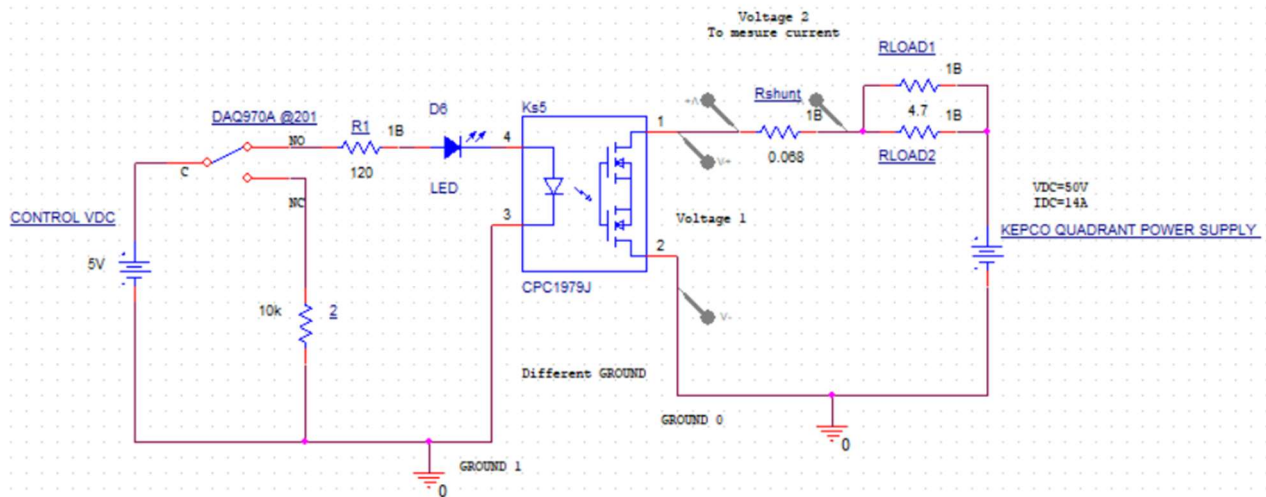


Figura 96. Schema del circuito elettronico completo.

La parte di potenza del circuito – detta così perché è quella che fornisce corrente e tensione al dispositivo e che si conetterà ai moduli - è alimentata dall'alimentatore a quattro quadranti Kepco BOP 72-14MG, anch'esso remoto e programmabile con codice SCPI. Deve fornire una tensione di 50 V ed una corrente fino a 14 A, per una potenza totale di 700 W. In questo lato si trovano due resistori e i voltmetri di misura: un resistore shunt – resistore di precisione - da 0,068 Ω ed un parallelo di due resistori di carico – detti così perché simulano l'eventuale carico elettrico - corazzati da 4,7 Ω e 100 W di potenza, per una resistenza totale del lato circuito di controllo di 2.418 Ω. Per misurare le temperature del dispositivo, vengono utilizzati i canali @103 e @104 del modulo DAQM901A 20-Channel Armature Multiplexer Module del DAQ970A e la sequenza di misura è controllata da LabVIEW tramite linguaggio SCPI. Il circuito è realizzato su una stripboard, dove sono saldati i mosfet e gli slot necessari per il collegamento dei resistori e degli alimentatori.

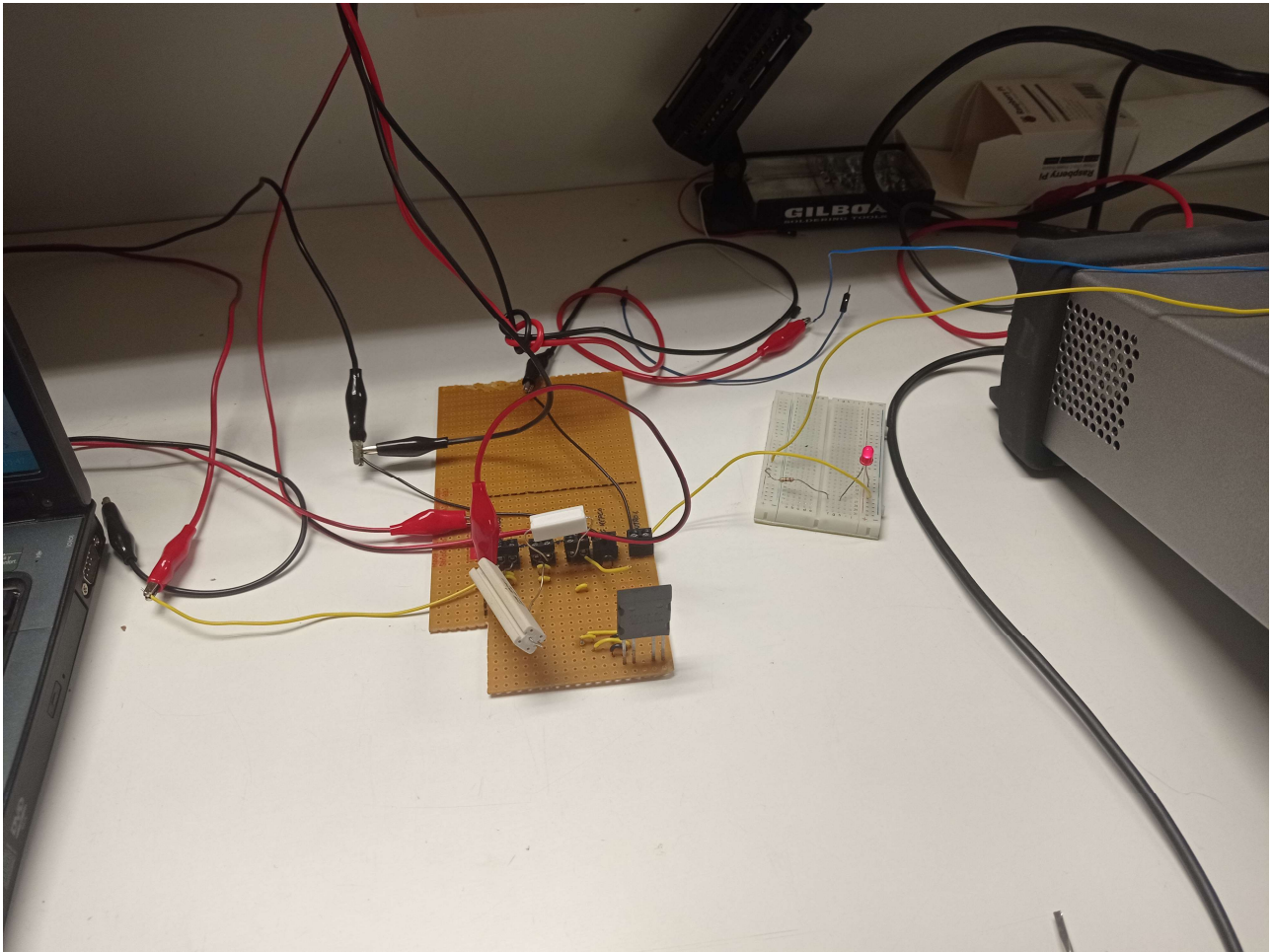


Figura 97. Primo test mosfet sulla stripboard (a sinistra) – Nessun dissipatore di calore è presente sul mosfet (sulla scheda in basso a destra). A destra è presente la breadboard con il led acceso, quindi a circuito chiuso e funzionante.

6.3.1 Preparazione campagna di test dell'amplificatore INA253

Nella seconda versione del circuito, il modulo dell'amplificatore INA253 viene inserito e alimentato con un terzo alimentatore da 5 V e collegato al Kepco BOP 72-14MG tramite i terminali IS+ e IS- per fornire la corrente richiesta. L'amplificatore ha un guadagno di 200 mV/A. In particolare, per l'applicazione su questa scheda dell'amplificatore, è stata dissaldato e rimosso il resistore interno R103, utilizzando poi come riferimento per la tensione di uscita il resistore R104 (indicato nelle figure 99 e 100). In questo modo la tensione di alimentazione dell'amplificatore diventa la stessa di quella di alimentazione del circuito e non è più la metà di quest'ultima. Questa operazione si effettua per diversi motivi: sfruttare opzioni di guadagno più elevate e preservare i limiti di ingresso dell'amplificatore, nonché per verificare l'effettiva resa dei tre moduli dell'amplificatore; infatti, come si vedrà, un caso di test darà esito negativo.

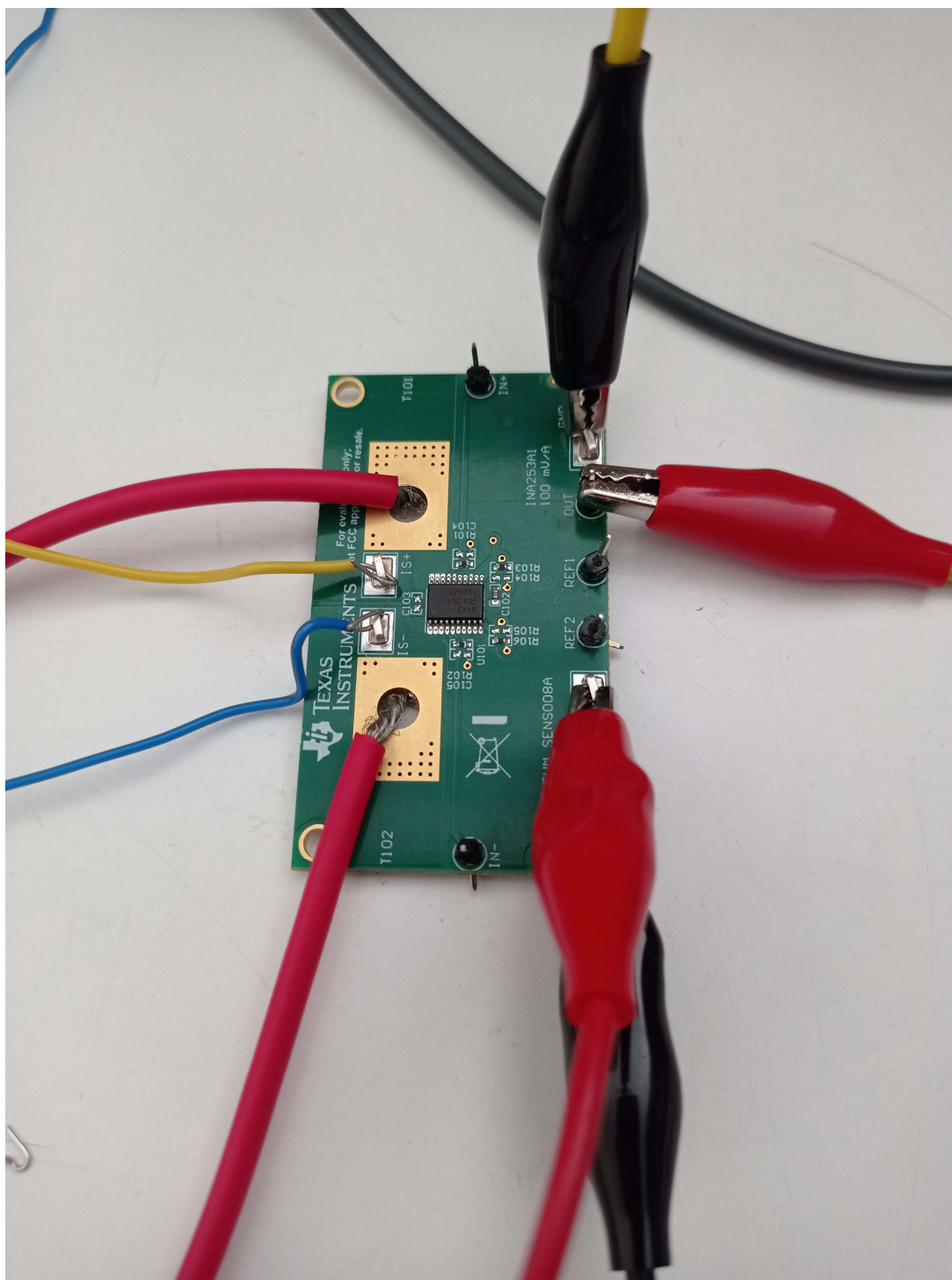


Figura 98. Modulo dell'amplificatore INA253 in prova, in questo caso è il modulo con guadagno da 100 mV/A.

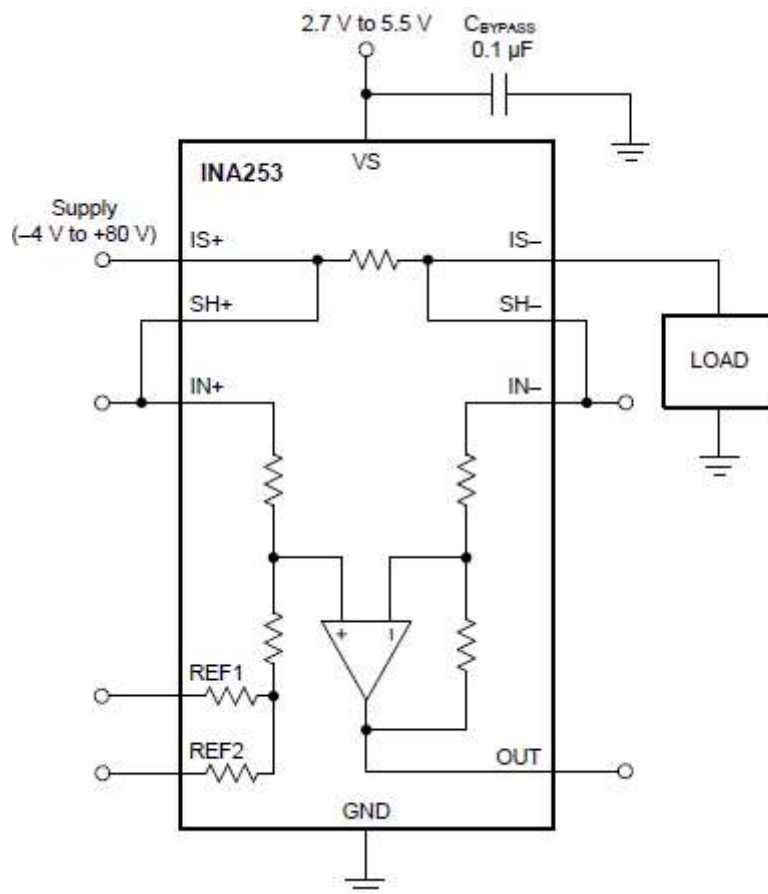


Figura 99. Rappresentazione in schema a blocchi dell'amplificatore INA253.

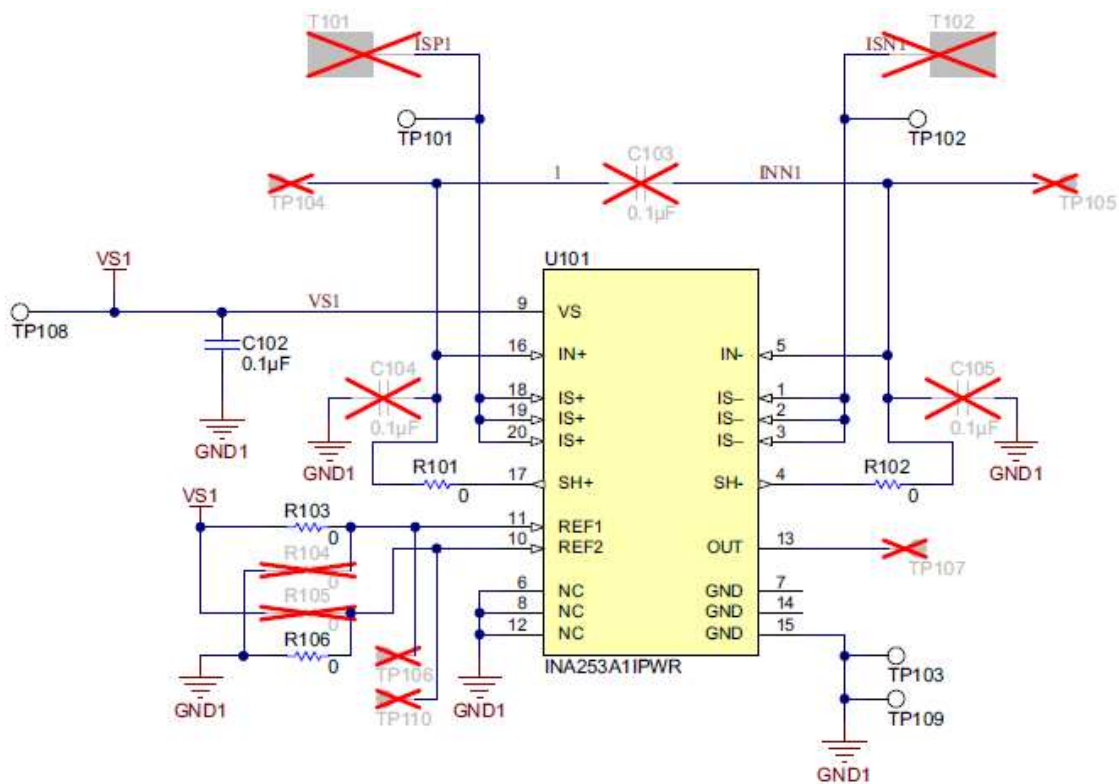


Figura 100. Schema di collegamento generale dell'amplificatore INA253.

6.4 Configurazione sperimentale del circuito di misura e della strumentazione

Il setup sperimentale passa attraverso la configurazione dei seguenti dispositivi:

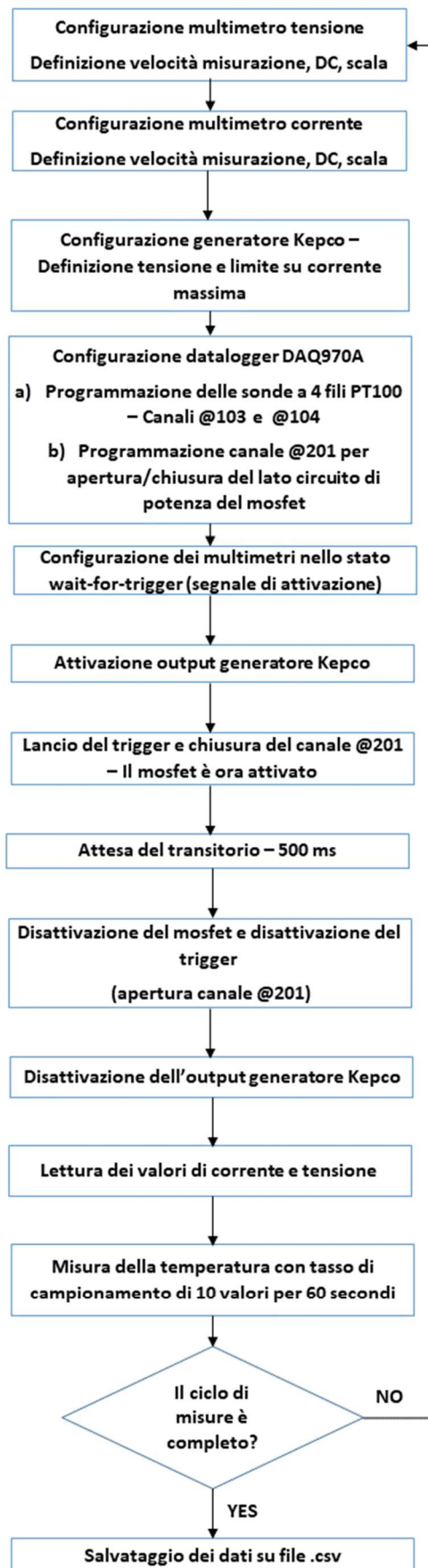
- L'alimentatore a quattro quadranti Kepco BOP 72-14MG per fornire la tensione richiesta e per rispettare i limiti di protezione sulla corrente. Ciò può essere fatto tramite un'interfaccia LabVIEW o NI MAX – quest'ultimo applicativo diretto del pacchetto Labview che consente una comunicazione diretta con lo strumento - utilizzando le istruzioni del linguaggio SCPI (indicate in appendice).
- Il datalogger Keysight DAQ970A, che deve essere configurato per due scopi: innanzitutto per misurare le temperature dei mosfet con due sensori Pt100 a quattro fili. Viene eseguita una misura iniziale per il mosfet e per l'ambiente sui canali @103 e @104 e, al termine dello script LabVIEW, viene condotto un set di dieci misure con la possibilità di ripeterle più volte in un intervallo deciso dall'utente. La prima funzione del datalogger è quella di aprire e chiudere il canale @201, con i dispositivi descritti nel paragrafo precedente, della parte del circuito di potenza con transistori da 100 ms a 1000 ms.
- I due multimetri Keysight 34465A e Agilent 34401A per prendere in considerazione le misurazioni di tensione e corrente e metterli nello stato di attesa del trigger. Sono state eseguite una serie di 150 misurazioni per ciascun multimetro, configurando i multimetri per attendere il segnale da un trigger esterno, senza ritardo di attivazione, un fondo scala di corrente e tensione DC (continue) di 100 V e un numero di cicli della linea di alimentazione (NPLC) rispettivamente di 0,1 e 0,02. Per quest'ultima grandezza occorre definire il tempo necessario per la singola misura, che è:

$$t_{meas,single} = \frac{NPLC}{50} \quad (7.1)$$

Quindi i multimetri richiedono rispettivamente 2 ms e 4 μ s per le singole misure di corrente e tensione. L'intero tempo di misura è dato da questo tempo per il numero di misure richieste ($n_{samples}$):

$$t_{meas,total} = t_{meas,singl} * n_{samples} \quad (7.2)$$

Per un tempo totale di misura di, rispettivamente, di 300 ms e 60 ms, così da poter estrarre un numero accettabile di misurazioni valide all'interno dei tipici transistori (quello più usato è stato di 500 ms). Di seguito, viene mostrata la sequenza completa delle operazioni per l'esperimento.



Flow chart 2. Sequenza delle operazioni dell'esperimento condotto presso il laboratorio di elettronica dell'Università Di Jaén.

Gli obiettivi del lavoro sperimentale, in definitiva, mirano a:

- conoscere l'affidabilità, intesa come resistenza al surriscaldamento e all'evitamento del comportamento da cortocircuito del mosfet IXYS CPC1918J sotto vari valori di corrente e temperatura, misurando inoltre il valore della resistenza interna R_{DSon} , che garantisce il suo corretto funzionamento;
- conoscere l'affidabilità, intesa come il rispetto dei guadagni in termini di rapporto tensione/corrente, dei tre moduli dell'amplificatore da strumentazione INA253, verificando che le misure sperimentali combacino con il valore del guadagno dichiarato dalla casa costruttrice per i tre moduli, rispettivamente di 100 mV/A, 200 mV/A e 400 mV/A;
- configurare una scheda elettronica con due mosfet in parallelo, verificando la corretta inserzione dei due mosfet e ripetendo tutti i test effettuati con la configurazione a mosfet singolo. Ciò è necessario per avanzati sviluppi futuri, poiché si potranno maneggiare correnti molto elevate, superiori a quelle richieste dai moduli fotovoltaici, preservando la vita utile dei dispositivi.

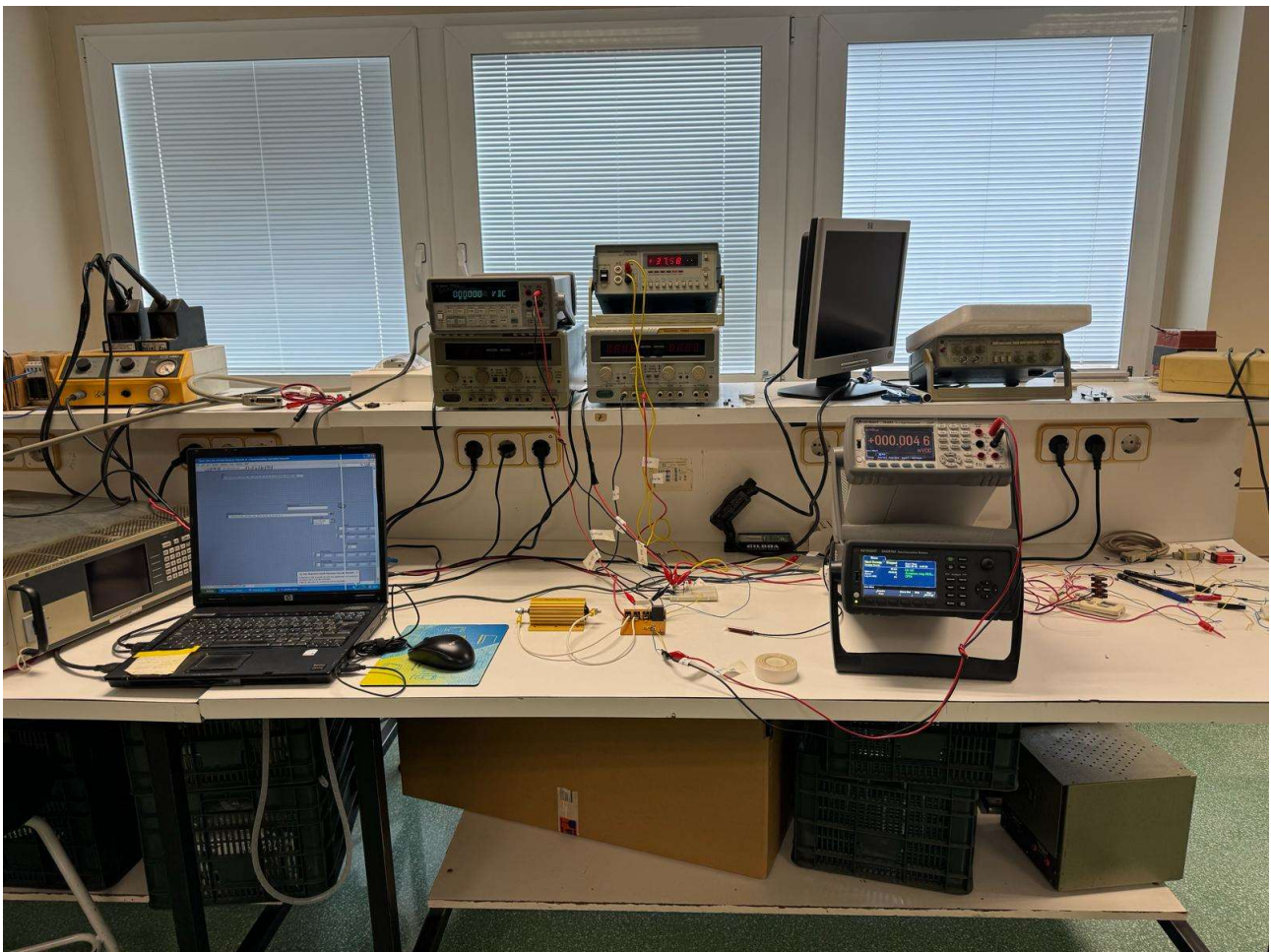


Figura 101. Configurazione e strumentazione sperimentale completa – a sinistra si ha il generatore a quattro quadranti Kepco e il PC di controllo con Labview, a destra si hanno rispettivamente il multimetro per la tensione (Keysight 34465A) e il datalogger (Keysight DAQ970A). Al centro in alto si hanno i due generatori di tensione e il secondo multimetro (Agilent 34401A).

6.5 Risultati sperimentali

6.5.1 Test singolo mosfet

Il risultato delle prove effettuate mostra chiaramente che il dispositivo ben si presta allo scopo di condurre i valori di corrente richiesti ma la presenza del dissipatore è fondamentale per preservarne l'integrità. Utilizzando l'interfaccia grafica di LabVIEW, il circuito costruito sulla stripboard è stato alimentato, tramite generatore Kepco, con una tensione di 50 V e una protezione limite di corrente crescente da 0,5 A a 14 A, considerando incrementi di 1 A ad ogni misurazione. Viene misurata una prima temperatura del dispositivo e la temperatura ambiente, in secondo luogo vengono eseguite una serie di dieci temperature con una distanza di 6 secondi. Il dissipatore utilizzato con il test con mosfet singolo ha una resistenza di 0,6 °C/W. La durata del transitorio è di 500 ms. Nella prima campagna di test, con lo stesso incremento delle correnti, senza dissipatore di calore, il mosfet ha dimostrato, in accordo alla curva di classificazione energetica, di superare i 10 A e i 631 W di potenza elettrica prima di rompersi.

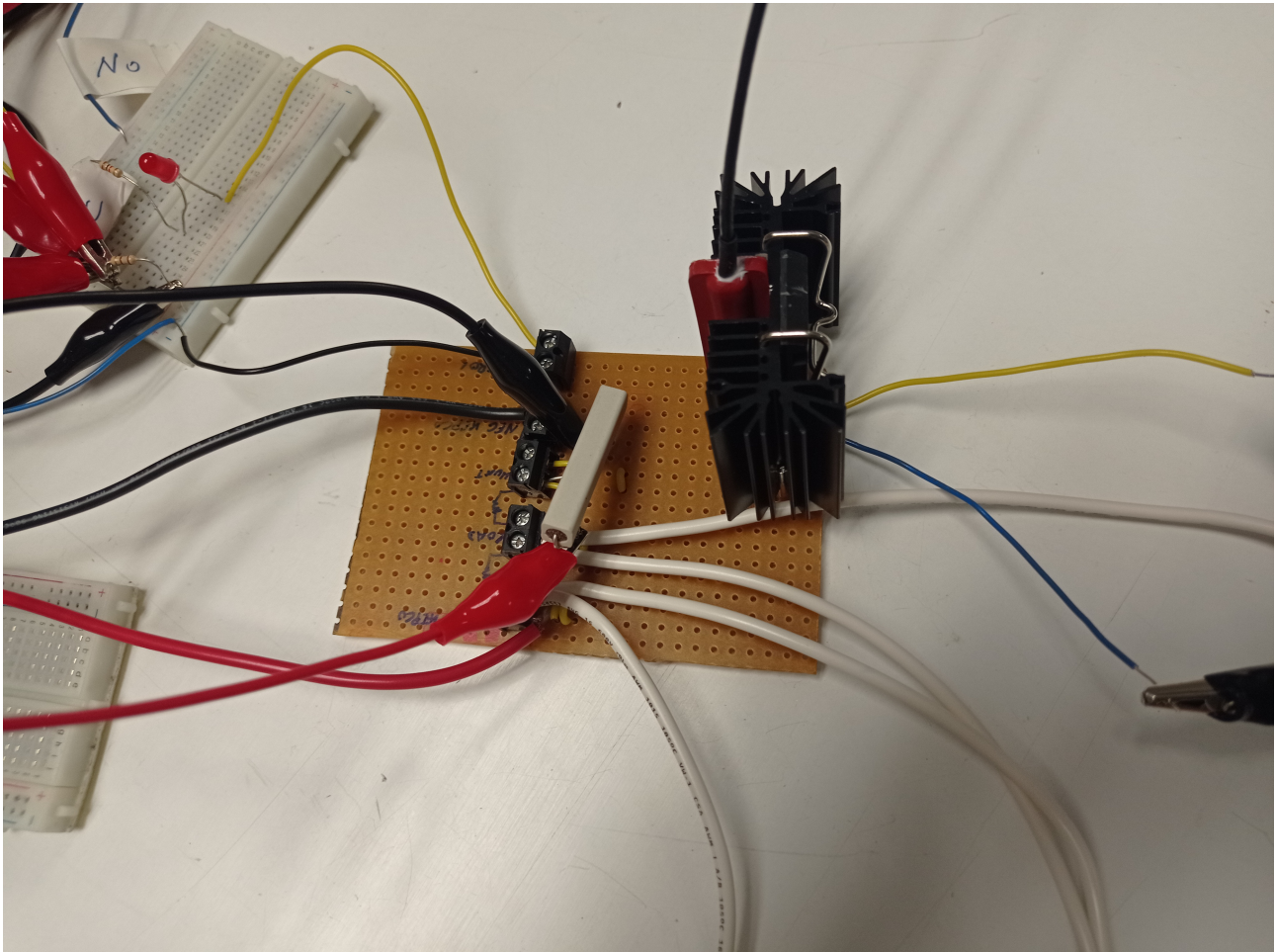


Figura 102. Dispositivo mosfet in fase di testing, si nota il gran dissipatore di calore posto alla sommità e la sonda Pt100 (in marrone).

6.5.2 Test mosfet in parallelo

Per il test mosfet in parallelo vengono utilizzati due dissipatori di calore da $11\text{ }^{\circ}\text{C/W}$. Questa campagna di test viene avviata poiché si vuole restare ancora di più in sicurezza nell'utilizzo di correnti elevate all'interno del circuito. Avviando l'esperimento con LabVIEW, innanzitutto si configura la strumentazione con l'utilizzo del codice SCPI: il generatore Kepco è configurato per fornire la tensione richiesta con la corrente limitata, di volta in volta, al massimo valore richiesto, per il tempo transitorio stabilito (500 ms) e con gli intervalli crescenti di 1 A ed è programmato per rispettarne il ritardo di risposta di attivazione, fornendo l'input richiesto con un ritardo di 8 secondi; il datalogger DAQ970A è configurato per fornire la misurazione della temperatura sui canali @103 e @104 con le sonde Pt100 a quattro fili e viene eseguita la prima misurazione della temperatura; contemporaneamente all'entrata in funzione del generatore Kepco, il canale @201 attiva il trigger, chiudendo il circuito e permettendo il passaggio della corrente; trascorso il transitorio il circuito viene aperto sullo stesso canale; i multimetri sono configurati con le impostazioni del trigger

esterno e la frequenza di campionamento scelta dall'utente e poi, dopo il transitorio, per catturare la misura attraverso il mosfet e il resistore di shunt e con l'istruzione *FETC?* mostrano l'output dalla lettura della memoria all'interfaccia LabVIEW. Tutti i dati vengono salvati in un file .csv, leggibile con Excel o con il blocco note di Windows. La prova sperimentale è necessaria per misurare la resistenza di conduzione del mosfet e la sua temperatura al fine di preservarne l'integrità. Il primo test è stato lanciato sotto diverse tensioni, da 5 V a 60 V, con un valore di corrente crescente da 0,86 a 12 A; in queste condizioni un singolo mosfet senza dissipatore era in grado di gestire correnti fino al valore di 10,52 A, mantenendo un valore medio di resistenza on di 36 mΩ. Con valori più alti della corrente il mosfet si comporta come un cortocircuito. Nella seconda prova, effettuata con il valore costante della tensione fornita dal generatore Kepco di 50 V, aumentando progressivamente di una unità il limite di corrente ad ogni prova aumentando di una unità da 3 A al massimo di 14 A e utilizzando il dissipatore di calore con una resistenza termica di 0,6 °C/W, il valore massimo della corrente raggiunto è più alto, sotto il transitorio di 500 ms e mantenendo una resistenza *RDSon* media di 37 mΩ e senza surriscaldamento. La potenza elettrica circolante raggiunge il valore di 948 W.

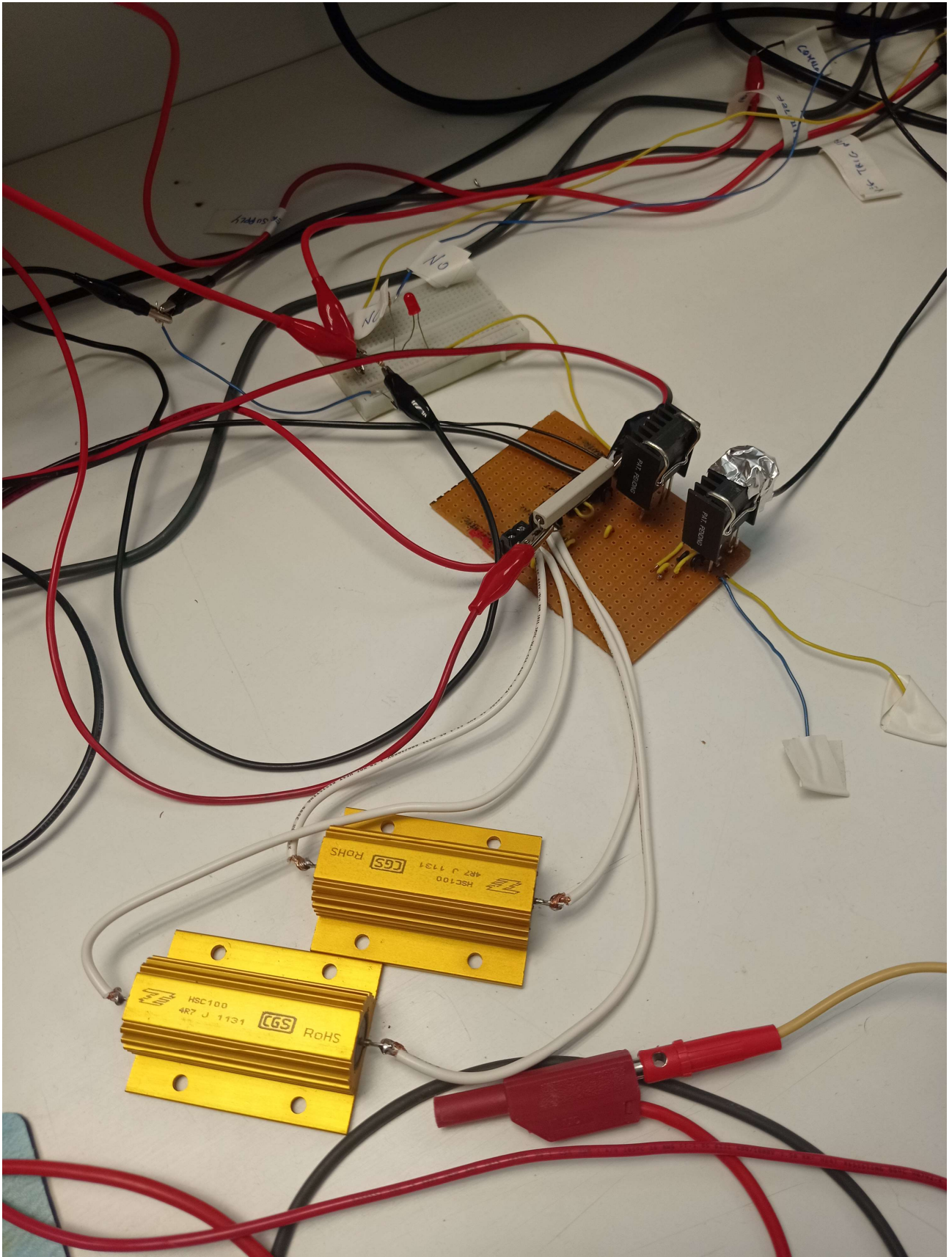


Figura 103. Mosfet in parallelo in fase di testing. I due resistori in parallelo sono in evidenza in basso.

6.5.3 Test di durata e test ad alta temperatura

Ulteriori test sono stati effettuati ad alta temperatura e per un lungo periodo di tempo, dimostrando l'affidabilità del mosfet come interruttore: è stato testato con lo stesso transitorio ad una temperatura di 46 °C e con una prova di durata di quattro ore ' ciclo, con un intervallo di 120 secondi, misurando la temperatura ad ogni passaggio senza mostrare surriscaldamenti.

Un ulteriore test è stato effettuato sui tre moduli dell'amplificatore interazionale INA253, calcolando il corretto valore di guadagno per ciascun modulo: 100 mV/A, 200 mV/A e 400 mV/A.

Gli amplificatori sono stati testati in un circuito separato, con un resistore di carico da 10 Ω alimentato con diversi valori di tensione, da 1 a 12 V, misurando la corrente e calcolando il guadagno, cioè il rapporto tra la differenza della tensione misurata e la tensione per $I = 0$. Il guadagno deve corrispondere al valore dichiarato dal produttore. Il test è stato superato da 2 dei 3 moduli: 200 mV/A e 400 mV/A. Il modulo da 100 mV/A, invece, ha evidenziato un guadagno di 350 mV/A, in disaccordo ai dati forniti dalla casa produttrice.

6.5.4 Ulteriori test di durata e ad alta temperatura per i mosfet in parallelo

Il test dei mosfet in parallelo è stato effettuato saldando sulla basetta due mosfet con i pin di entrambi allo stesso potenziale. In questo caso sono state effettuate numerose prove con due transitori, uno da 250 ms e uno da 500 ms, sotto una tensione costante di 50 volt e una corrente crescente da 1 a 14 ampere. Sono state effettuate anche prove di resistenza della durata di mezz'ora con intervallo di 120 secondi, con la stessa tensione di 50 V e 14 A di corrente, misurando la temperatura ogni volta in 60 secondi, con la frequenza di una misurazione ogni 6 secondi, senza osservando aumenti significativi della temperatura dei dispositivi. Sono stati eseguiti altri test con le caratteristiche di soglia del generatore Kepco, per tensioni di 60 V e 67 V e 14 A. Un ulteriore test di resistenza è stato effettuato ad una temperatura massima di 43 gradi per i dispositivi, misurando di volta in volta l'andamento decrescente della temperatura con la stessa frequenza di misura del precedente test di resistenza; inoltre è stata valutata la corrente all'interno del resistore di shunt e la corrente all'interno dell'amplificatore INA253 con il guadagno corretto. Ogni esecuzione del test è avvenuta a 30 secondi di distanza dall'altra. I due mosfet hanno superato completamente i test. Inoltre la resistenza on era anche il risultato del parallelo delle due resistenze R_{DSon} dei mosfet, il suo valore era in media di 18 m Ω .

6.5.5 Riepilogo dei risultati ottenuti

Di seguito viene presentato il riepilogo di tutti i test effettuati in laboratorio sul componente CPC1918J e sui moduli dell'amplificatore INA253. I test con esito positivo sono contrassegnati con "OK", quelli con esito negativo con "KO".

Tensione [V]	Corrente [A]	Potenza elettrica [W]	Presenza dissipatore di calore	Durata del transitorio	Numero dispositivi	Esito	Temperatura [°C]
5	0.86	4,3	NO	500 ms	1	OK	21.6
10	1.72	17,2	NO	500 ms	1	OK	21.6
15	2.59	38,9	NO	500 ms	1	OK	21.5
20	3.51	70,2	NO	500 ms	1	OK	21.5
25	4.38	109,5	NO	500 ms	1	OK	21.5
30	5.26	157,8	NO	500 ms	1	OK	21.5
35	6.14	214,9	NO	500 ms	1	OK	21.5
40	7.01	280,4	NO	500 ms	1	OK	21.5
45	7.89	355,1	NO	500 ms	1	OK	21.5
50	8.77	438,5	NO	500 ms	1	OK	21.5
55	9.65	530,8	NO	500 ms	1	OK	21.5
60	10.52	631,2	NO	500 ms	1	KO	21.5
50	1.02	51,0	NO	500 ms	1	OK	21.6
50	2.02	101,0	NO	500 ms	1	OK	21.5
50	3.08	154,0	NO	500 ms	1	OK	21.5
50	4.00	200,0	NO	500 ms	1	OK	21.5
50	5.00	250,0	NO	500 ms	1	OK	21.5
50	6.07	303,5	NO	500 ms	1	OK	21.5
50	7.07	353,5	NO	500 ms	1	OK	21.5
50	8.07	403,5	NO	500 ms	1	OK	21.5
50	9.07	453,5	NO	500 ms	1	OK	21.5
50	10.14	507,0	NO	500 ms	1	KO	21.5

Tabella 6. Test mosfet per transitorio di 500 ms senza dissipatore di calore.

Tensione [V]	Corrente [A]	Potenza elettrica [W]	Presenza dissipatore di calore	Durata del transitorio	Numero dispositivi	Esito	Temperatura [°C]	Resistenza RDSon [Ω]
50	3.08	154,0	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.036
50	4.00	200,0	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.037
50	5.00	250,0	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.037
50	6.07	303,5	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.037
50	7.07	353,5	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.037
50	8.07	403,5	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.036
50	9.07	453,5	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.036
50	10.14	507,0	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.036
50	11.03	551,5	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.036
50	12.06	603,0	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.036
50	13.13	656,5	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.0365
50	14.13	706,5	SÍ [0.6 W/°C]	500 ms	1	OK	19	0.037
50	3.08	154,0	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.036
50	4.00	200,0	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.037
50	5.00	250,0	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.037
50	6.07	303,5	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.037
50	7.07	353,5	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.037
50	8.07	403,5	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.036
50	9.07	453,5	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.036
50	10.14	507,0	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.036
50	11.03	551,5	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.036
50	12.06	603,0	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.036
50	13.13	656,5	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.0365
50	14.13	706,5	SÍ [0.6 W/°C]	1000 ms	1	OK	19	0.037

Tabella 7. Test mosfet per transitorio di 500 ms con dissipatore di calore [0.6 W/°C].

Tensione [V]	Corrente [A]	Potenza elettrica [W]	Presenza dissipatore di calore	Durata del transitorio	Numero dispositivi	Esito	Temperatura 1 [°C]	Temperatura 2 [°C]	Resistenza RDSon [Ω]
1	0.41	0,41	NO	1000 ms	2	OK	18.9	18.9	-
3	1.24	3,72	NO	1000 ms	2	OK	18.9	18.9	-
5	2.07	10,35	NO	1000 ms	2	OK	18.9	18.9	-
10	4.13	41,3	NO	1000 ms	2	OK	18.9	18.9	-
15	6.20	93	NO	1000 ms	2	OK	18.9	18.9	-
20	8.27	165,4	NO	1000 ms	2	OK	18.9	18.9	-
25	10.34	258,5	NO	1000 ms	2	OK	19	19	-
27	11.16	301,32	NO	1000 ms	2	KO	19	19	-
1	0.41	0,41	NO	1000 ms	2	OK	19.6	19.5	0.02
3	1.24	3,72	NO	1000 ms	2	OK	19.6	19.5	0.02
3	1.24	3,72	NO	1000 ms	2	OK	20.7	20.5	0.016
5	2.07	10,35	NO	1000 ms	2	OK	19.7	19.6	0.018
5	2.07	10,35	NO	1000 ms	2	OK	21.3	20.5	0.02
10	4.13	41,3	NO	1000 ms	2	OK	19.4	19.5	0.017
10	4.13	41,3	NO	1000 ms	2	OK	20.8	20.6	0.019
15	6.2	93	NO	1000 ms	2	KO	19.4	19.5	0.1
15	6.2	93	NO	1000 ms	2	KO	21	20.6	0.1
50	3.07	153,5	NO	1000 ms	2	OK	21.2	20.8	0.019
50	4.00	200	NO	1000 ms	2	KO	21.2	21	0.043
50	5.00	250	NO	1000 ms	2	KO	29.3	21.7	0.07

Tabella 8. Test dei mosfet in parallelo per transitorio di 500 ms senza dissipatore di calore.

Tensione [V]	Corrente [A]	Potenza Elettrica [W]	Presenza dissipatore di calore	Durata del transitorio	Numero dispositivi	Esito	Temperatura massima [°C]	Guadagno [V/A]
50	3.08	154,0	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	22	0.204
50	4.00	200,0	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	22	0.201
50	5.00	250,0	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	22	0.196
50	6.07	303,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	22.1	0.199
50	7.07	353,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	22.1	0.203
50	8.07	403,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	19.8	0.202
50	9.07	453,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	20	0.201
50	10.14	507,0	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	20	0.200
50	11.03	551,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	20.5	0.200
50	12.06	603,0	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	20.6	0.200
50	13.13	656,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	20.7	0.199
50	14.13	706,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	20.8	0.199
50	14.13	706,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	20.9	0.199
50	14.13	706,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	21.1	0.199
50	14.13	706,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	21.1	0.197
60	14.13	847,8	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	20.4	0.199
67	14.13	947,6	SÌ [11 W/°C]	500 ms	2	OK	20.8	0.199

Tabella 9. Test dei mosfet in parallelo per transitorio di 500 ms con dissipatore di calore [11 W/°C].

Tensione [V]	Corrente [A]	Potenza Elettrica [W]	Presenza dissipatore di calore	Durata del transitorio	Numero dispositivi	Esito	Temperatura massima [°C]	Guadagno [V/A]
50	3.08	154,0	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20	0.216
50	4.00	200,0	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20	0.216
50	5.00	250,0	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20	0.213
50	6.07	303,5	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.1	0.210
50	7.07	353,5	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.1	0.210
50	8.07	403,5	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.1	0.210
50	9.07	453,5	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.1	0.208
50	10.14	507,0	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.2	0.208
50	11.03	551,5	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.2	0.208
50	12.06	603,0	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.2	0.204
50	13.13	656,5	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.2	0.204
50	14.13	706,5	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.3	0.201
50	14.13	706,5	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.3	0.201
50	14.13	706,5	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.3	0.201
60	14.13	847,8	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.5	0.201
67	14.13	947,6	SÍ [11 W/°C]	250 ms	2	OK	20.8	0.201

Tabella 10. Test dei mosfet in parallelo per transitorio di 250 ms con dissipatore di calore [11 W/°C].

Tensione [V]	Corrente [A]	Potenza Elettrica [W]	Presenza dissipatore di calore	Durata del transitorio	Numero dispositivi	Ora test	Esito	Temperatura massima 1 [°C]	Temperatura massima 2 [°C]
50	14.13	706,5	SÍ [11 W/°C]	500 ms	2	10:00	OK	19.4	19.5
50	14.13	706,5	SÍ [11 W/°C]	500 ms	2	11:00	OK	21	20.3
50	14.13	706,5	SÍ [11 W/°C]	500 ms	2	12:00	OK	21.3	20.7
50	14.13	706,5	SÍ [11 W/°C]	500 ms	2	13:00	OK	21.5	21
50	14.13	706,5	SÍ [11 W/°C]	500 ms	2	14:00	OK	21.8	21.3

Tabella 11. Test di durata dei mosfet in parallelo per transitorio di 500 ms con dissipatore di calore [11 W/°C] durante le 4 ore.

Tensione [V]	Corrente [A]	Potenza Elettrica [W]	Presenza dissipatore di calore	Durata del transitorio	Durata esperimento	Numero dispositivi	Esito	Temperatura massima start [°C]	Temperatura massima end [°C]
50	14	706,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	300 s	2	OK	46	34
50	14	706,5	SÌ [11 W/°C]	500 ms	30 min	2	OK	43	22

Tabella 12. Test di durata dei mosfet in parallelo per transitorio di 500 ms con dissipatore di calore [11 W/°C] con alte temperature.

Tensione di alimentazione [V]	Corrente (Ix) [A]	Tensione corrispondente (Vx) [V]	Tensione di riferimento V0 (I=0) [V]	Guadagno (Vx-V0/Ix) [V/A]
2.2	0.2	2.67	2.60	0.350
3	0.28	2.69	2.60	0.321
4.8	0.44	2.75	2.60	0.341
5.9	0.55	2.78	2.60	0.327
8.7	0.81	2.86	2.60	0.321
10	1	2.93	2.60	0.330
11.4	1.05	2.97	2.60	0.357

Tabella 13. Test del guadagno del modulo da 100 mV/A dell'amplificatore INA253. Test non superato.

Tensione di alimentazione [V]	Corrente (Ix) [A]	Tensione corrispondente (Vx) [V]	Tensione di riferimento V0 (I=0) [V]	Guadagno (Vx-V0/Ix) [V/A]
2.2	0.194	2.531	2.491	0.206
3	0.262	2.545	2.491	0.206
4.8	0.414	2.575	2.491	0.203
5.9	0.511	2.595	2.491	0.203
8.7	0.767	2.646	2.491	0.202
11.4	1	2.692	2.491	0.201
12.2	1.076	2.707	2.491	0.200

Tabella 14. Test del guadagno del modulo da 200 mV/A dell'amplificatore INA253. Test superato.

Tensione di alimentazione [V]	Corrente (Ix) [A]	Tensione corrispondente (Vx) [V]	Tensione di riferimento V0 (I=0) [V]	Guadagno (Vx-V0/Ix) [V/A]
2.2	0.194	2.568	2.491	0.396
3	0.254	2.594	2.491	0.405
4.8	0.418	2.659	2.491	0.402
5.9	0.513	2.696	2.491	0.400
8.7	0.760	2.796	2.491	0.401
11.4	1.004	2.894	2.491	0.403

Tabella 15. Test del guadagno del modulo da 400 mV/A dell'amplificatore INA253. Test superato.

6.6 Conclusioni

I risultati sperimentali evidenziano che, con un opportuno utilizzo dei sistemi di dissipazione di calore, il dispositivo CPC1918J è idoneo per cortocircuitare i moduli fotovoltaici da testare. La scheda completa prevede anche la presenza del modulo amplificatore INA253 da 200 mV/A, che ha dimostrato di rispettare il corretto guadagno di tensione secondo i dati forniti dal costruttore. Questo modulo sarà scelto per le successive prove sperimentali atte a misurare la corrente di cortocircuito.

6.7 Sviluppi futuri

Dopo aver sviluppato una serie di test sull'affidabilità dei dispositivi, gli ulteriori passi avanti saranno il miglioramento della progettazione, la prototipazione e l'implementazione della nuova versione della scheda elettronica per effettuare le misure I-V richieste sui moduli fotovoltaici, per arrivare a svolgere un test completo di misura in poco tempo e con una strumentazione sempre più semplice ed economica.

Appendice

Simulazione in ambiente LabView dell'esperimento di testing dei mosfet IXYS CPC1918J

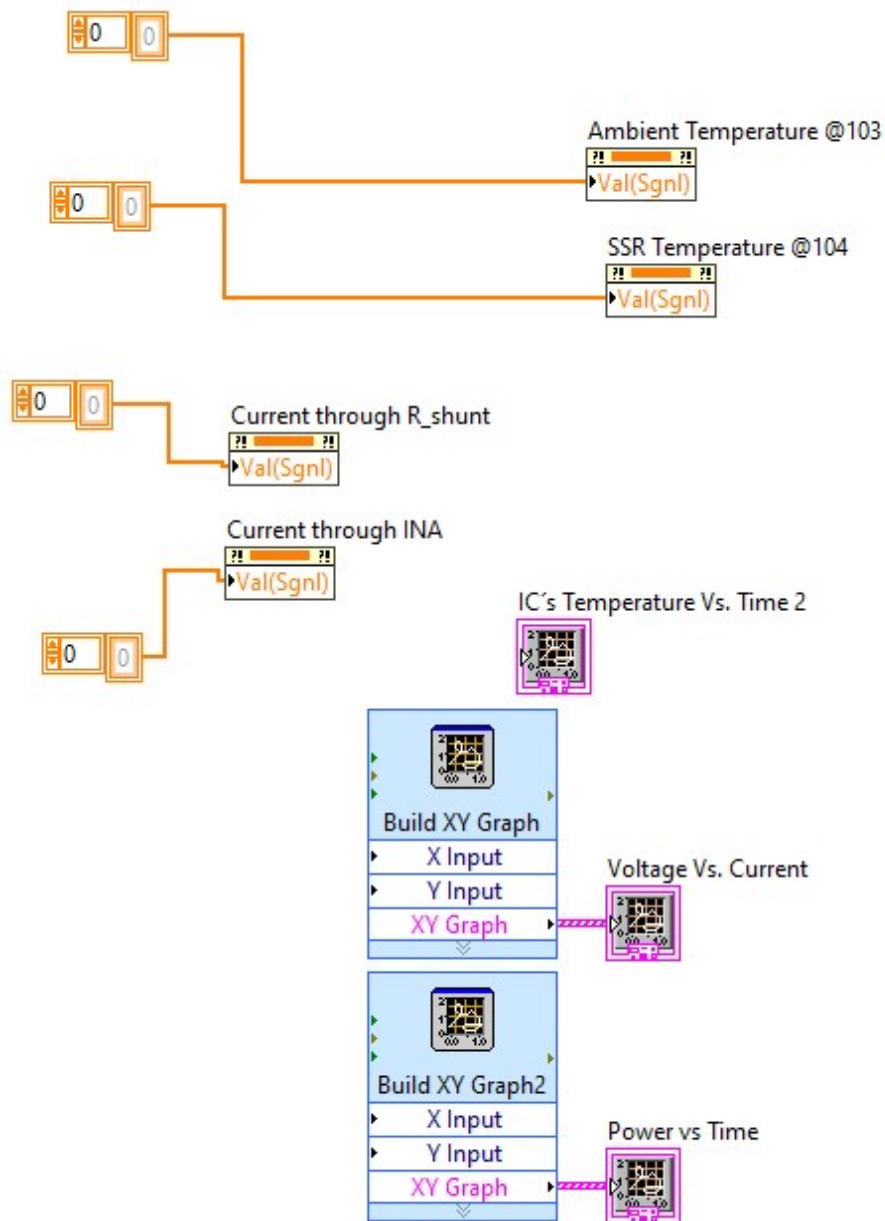


Figura 104. Inizializzazione degli array di temperatura e corrente per le grandezze misurate dal datalogger e dai multimetri.

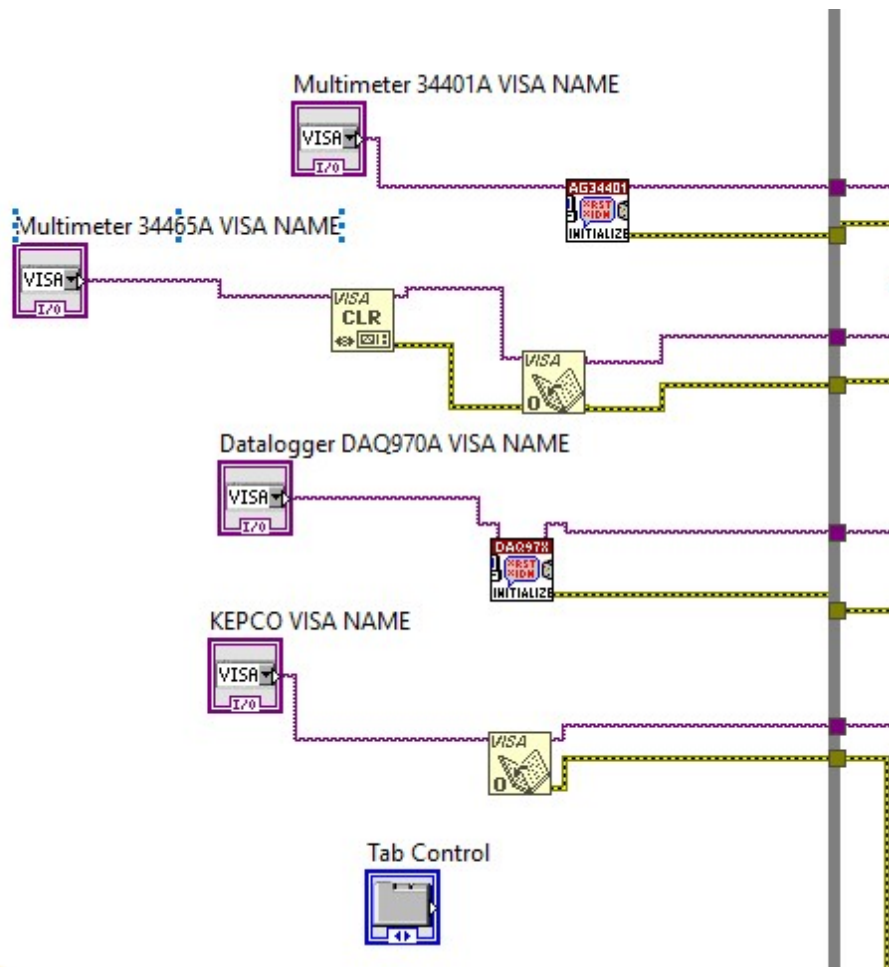


Figura 105. Inizializzazione della strumentazione di misura: generatore di tensione Kepco, datalogger DAQ970A e multimetri.

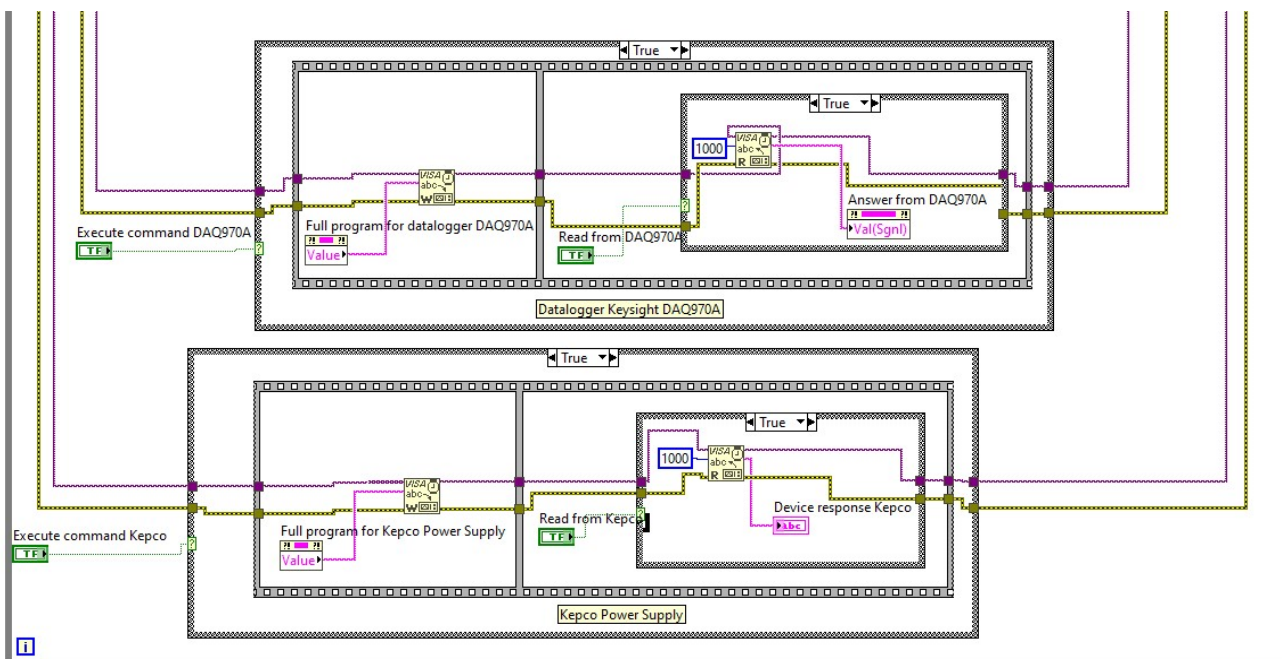


Figura 106. Configurazione iniziale – tramite linguaggio SCPI del generatore Kepco e del datalogger DAQ970A.

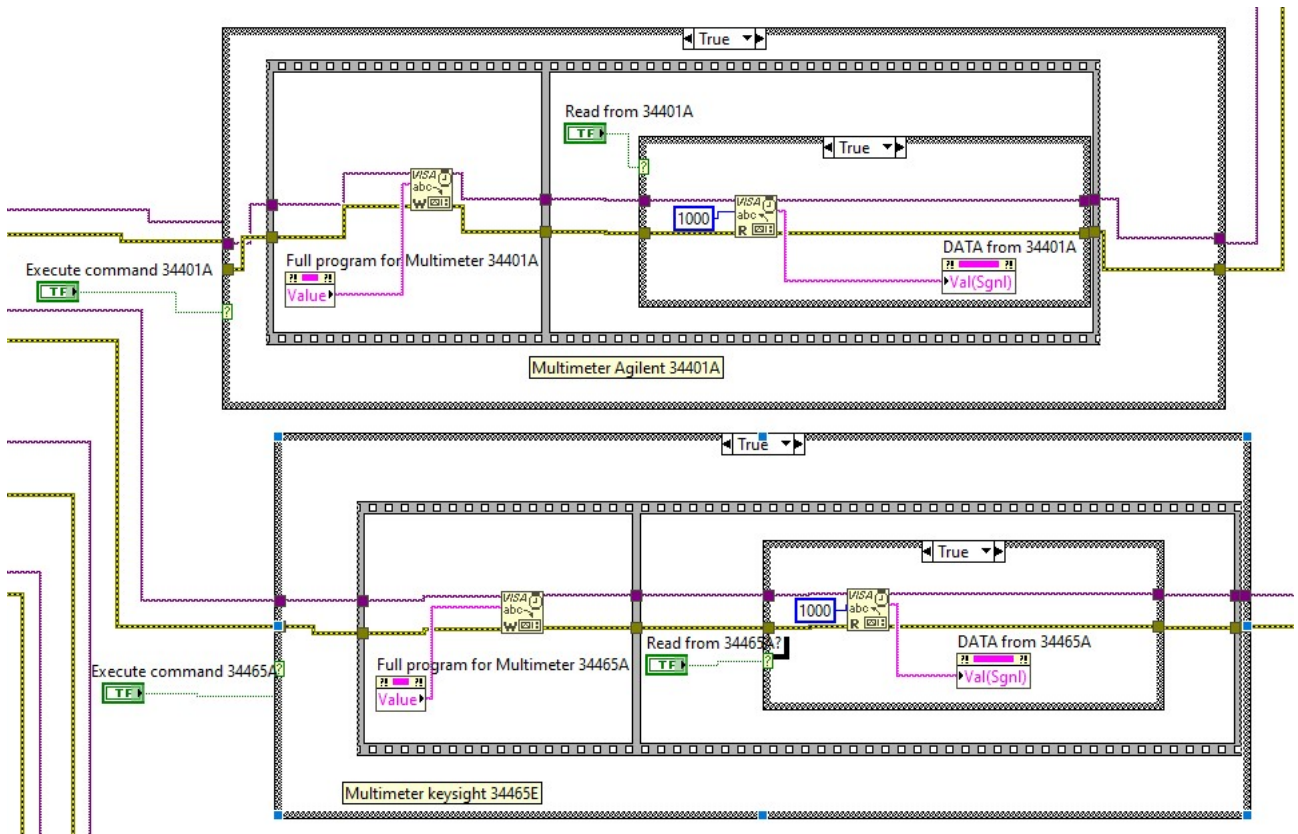


Figura 107. Configurazione iniziale – tramite linguaggio SCPI dei multimetri 34465A e 34401A.

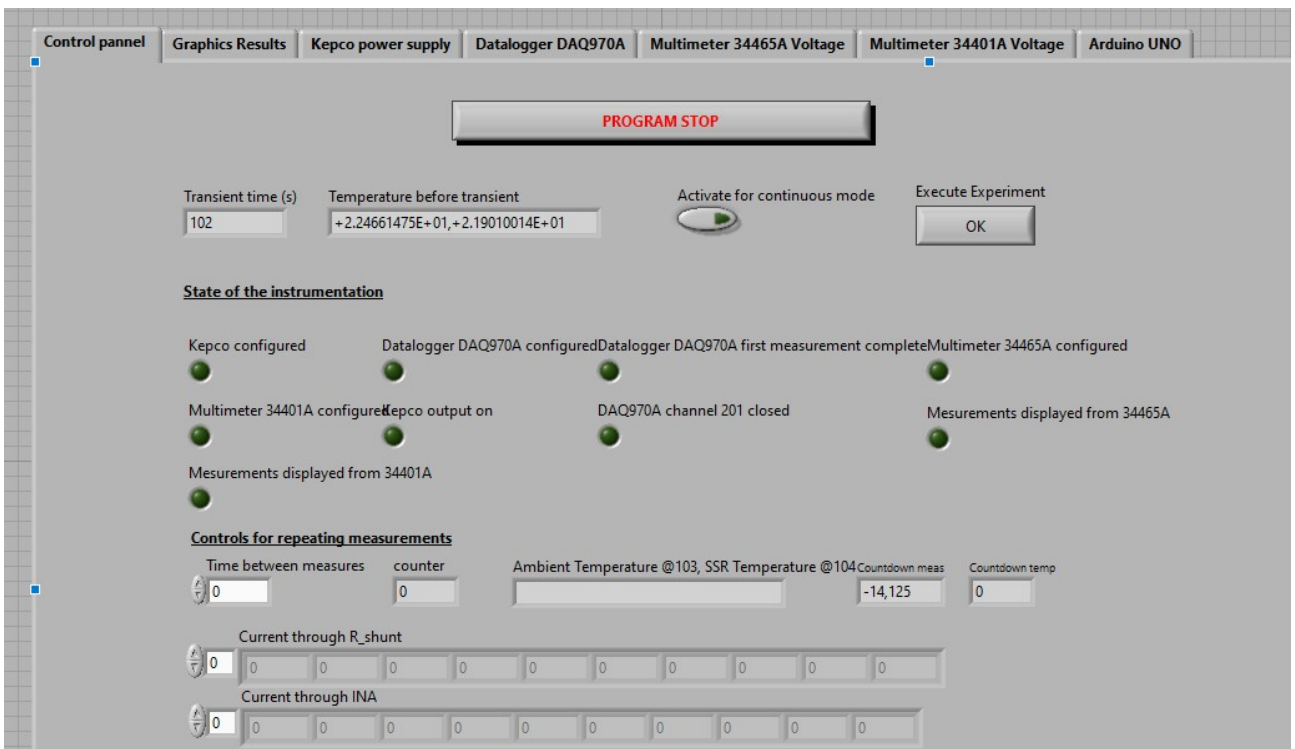


Figura 108. Pannello di controllo dell'esperimento su interfaccia grafica di LabView.

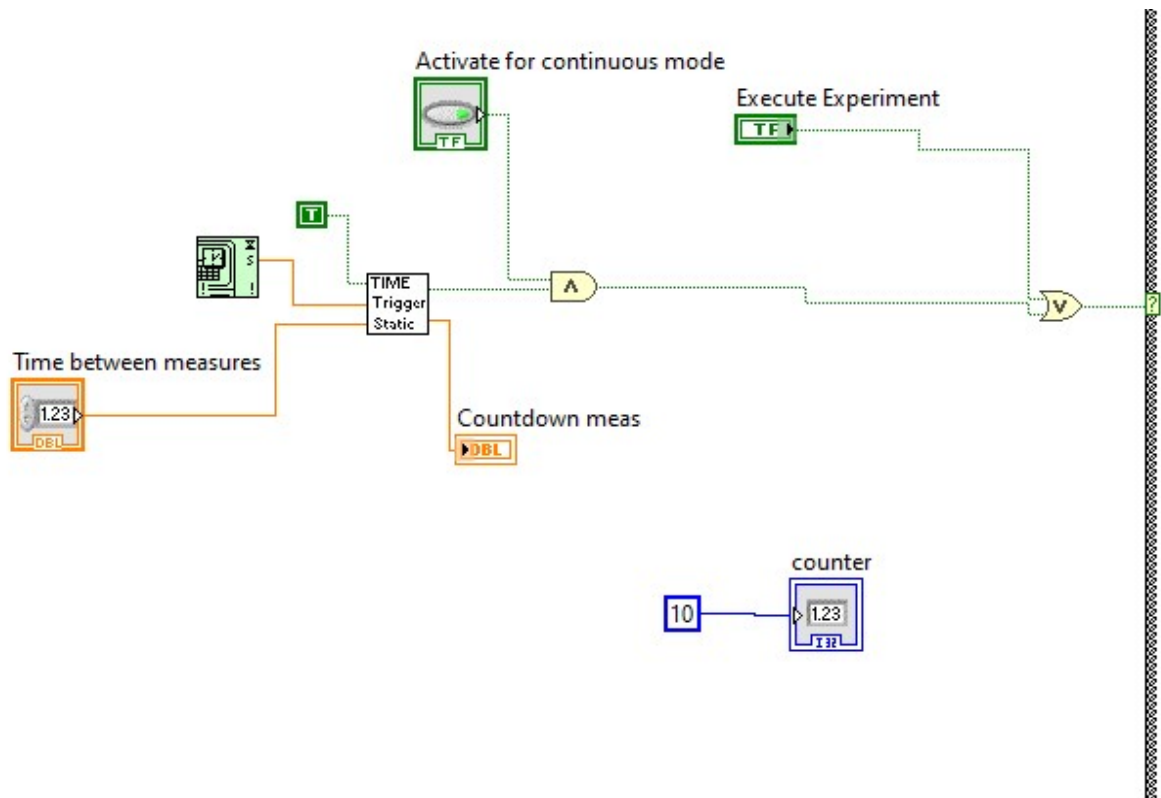


Figura 109. Configurazione della sequenza di operazioni per l'esperimento di misura delle grandezze e di attivazione dell' SSR – si programma la ciclicità dell'esperimento per un tempo in secondi deciso dall'utente.

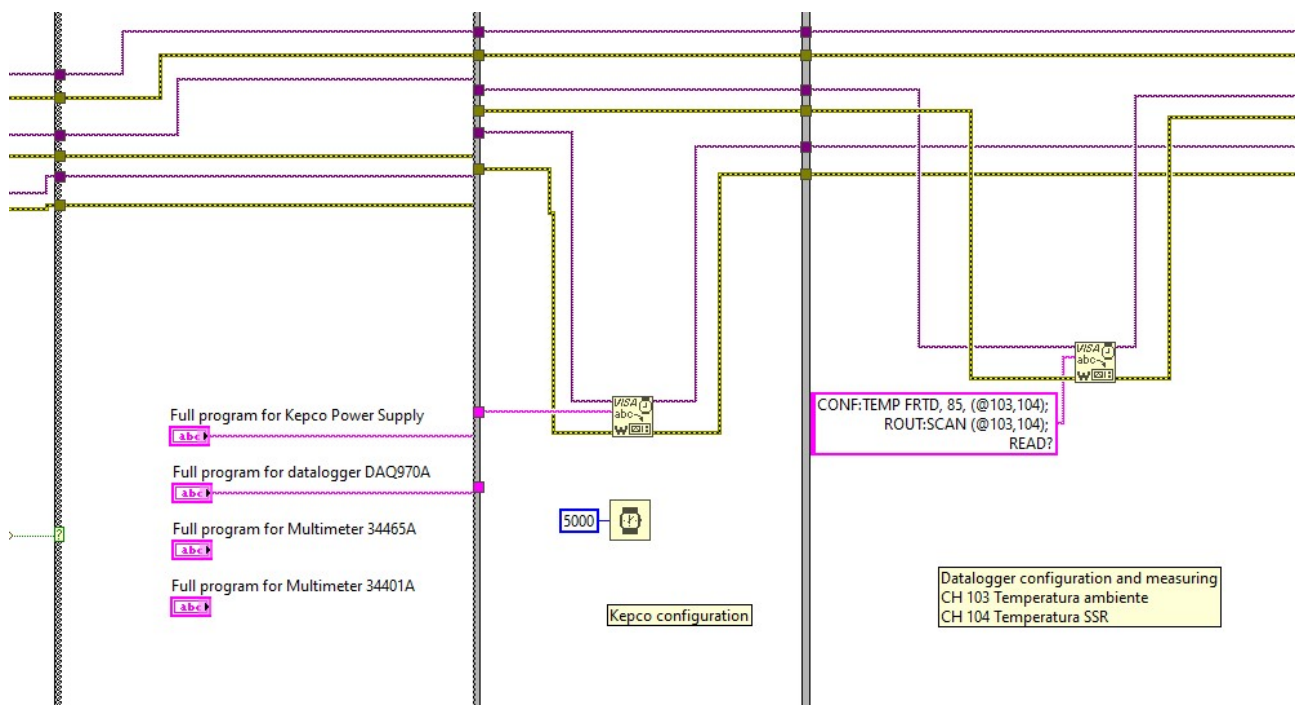


Figura 110. Conduzione dell'esperimento di misura. Si nota il ritardo di attivazione del generatore Kepco e la configurazione delle due sonde Pt100 all'interno del datalogger.

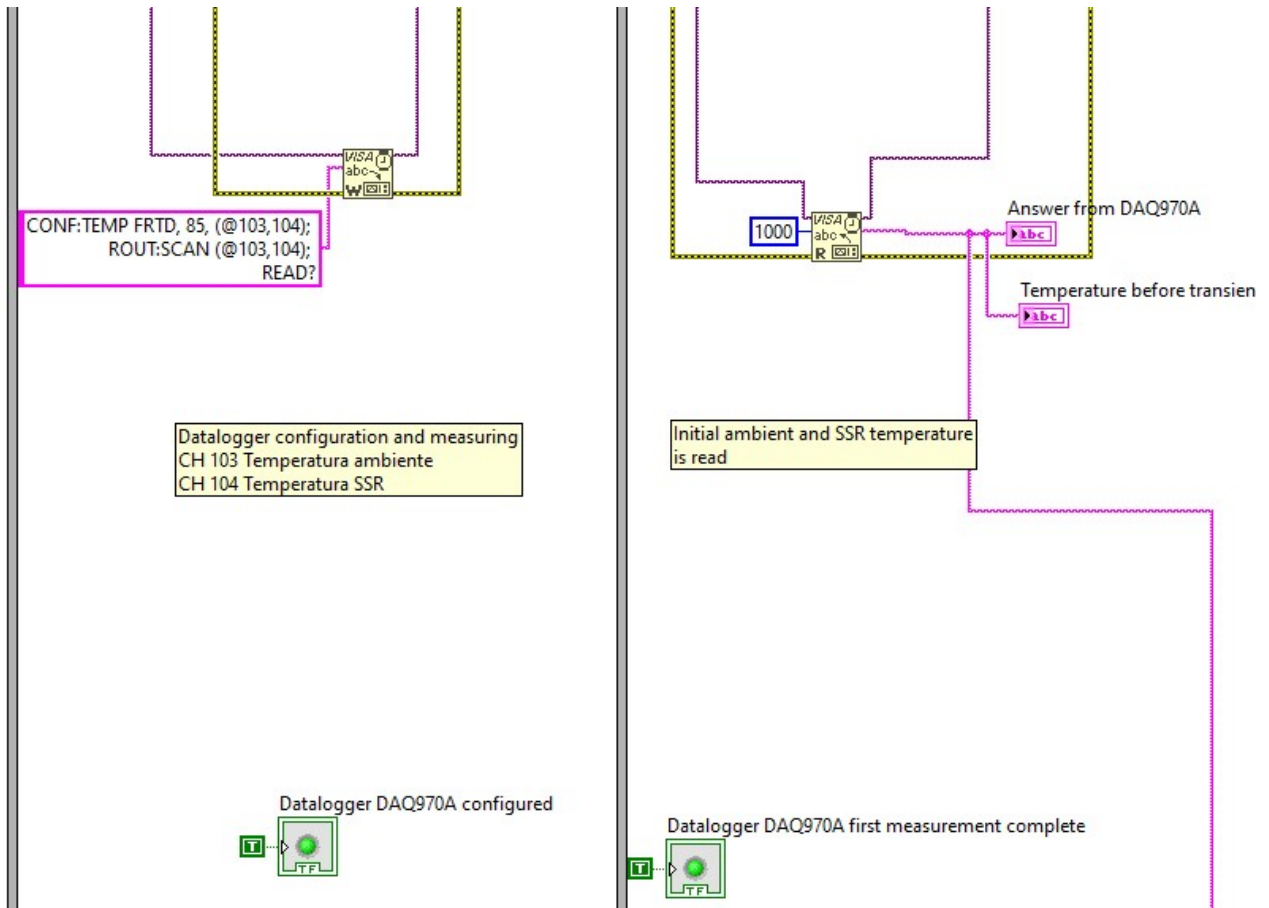


Figura 111. Scrittura e lettura del primo valore di temperatura ad opera del datalogger.

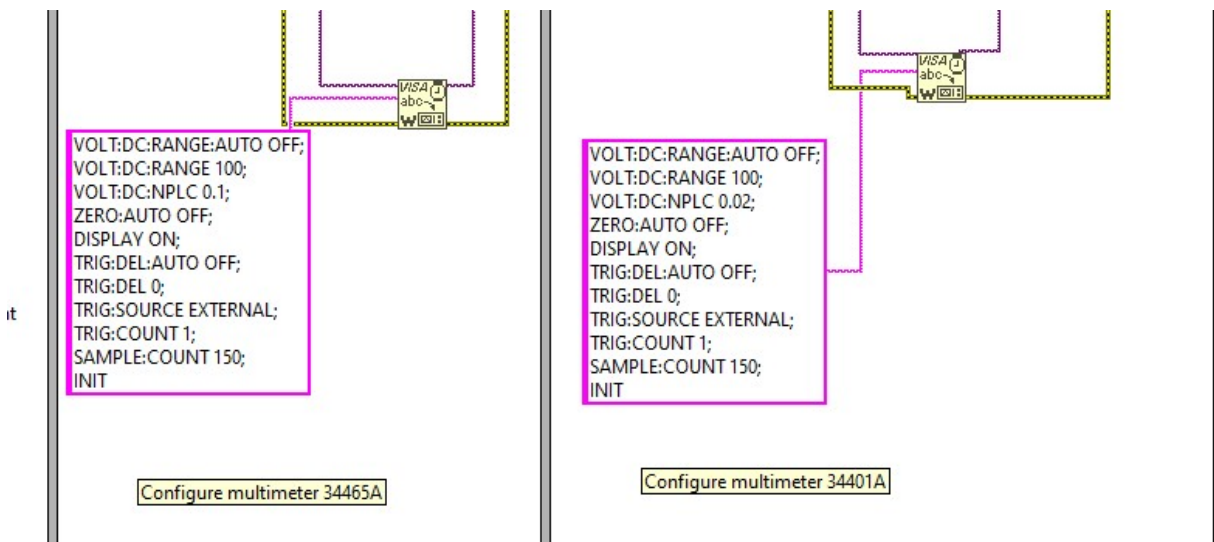


Figura 112. Programmazione e scrittura del codice di misura dei due multimetri.

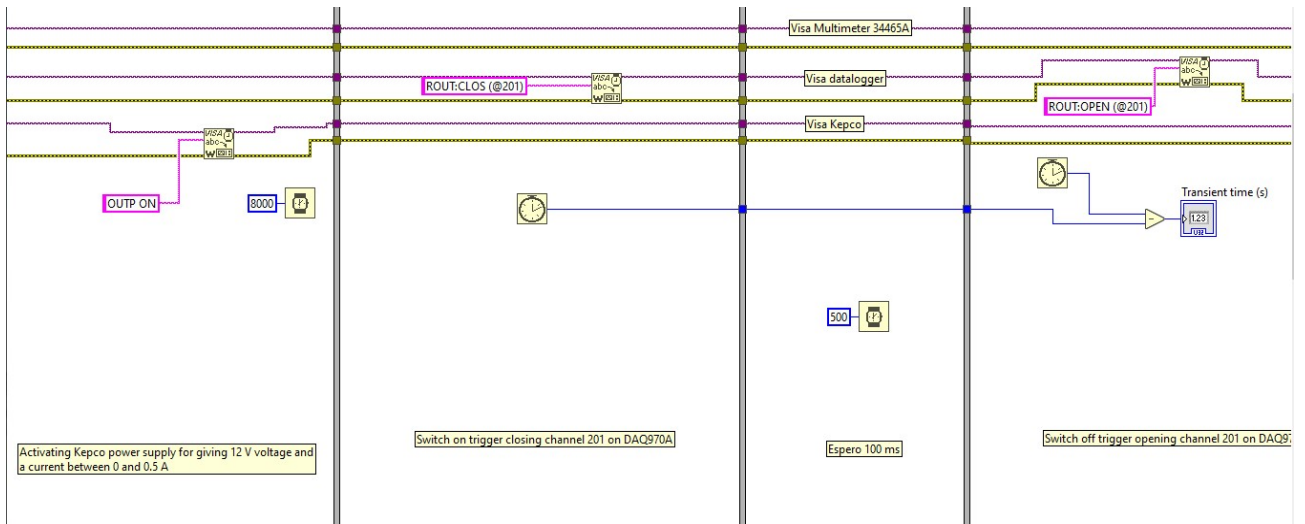


Figura 113. Attivazione del transitorio in cui il circuito di misura viene chiuso – è in evidenza il valore di 500 ms.

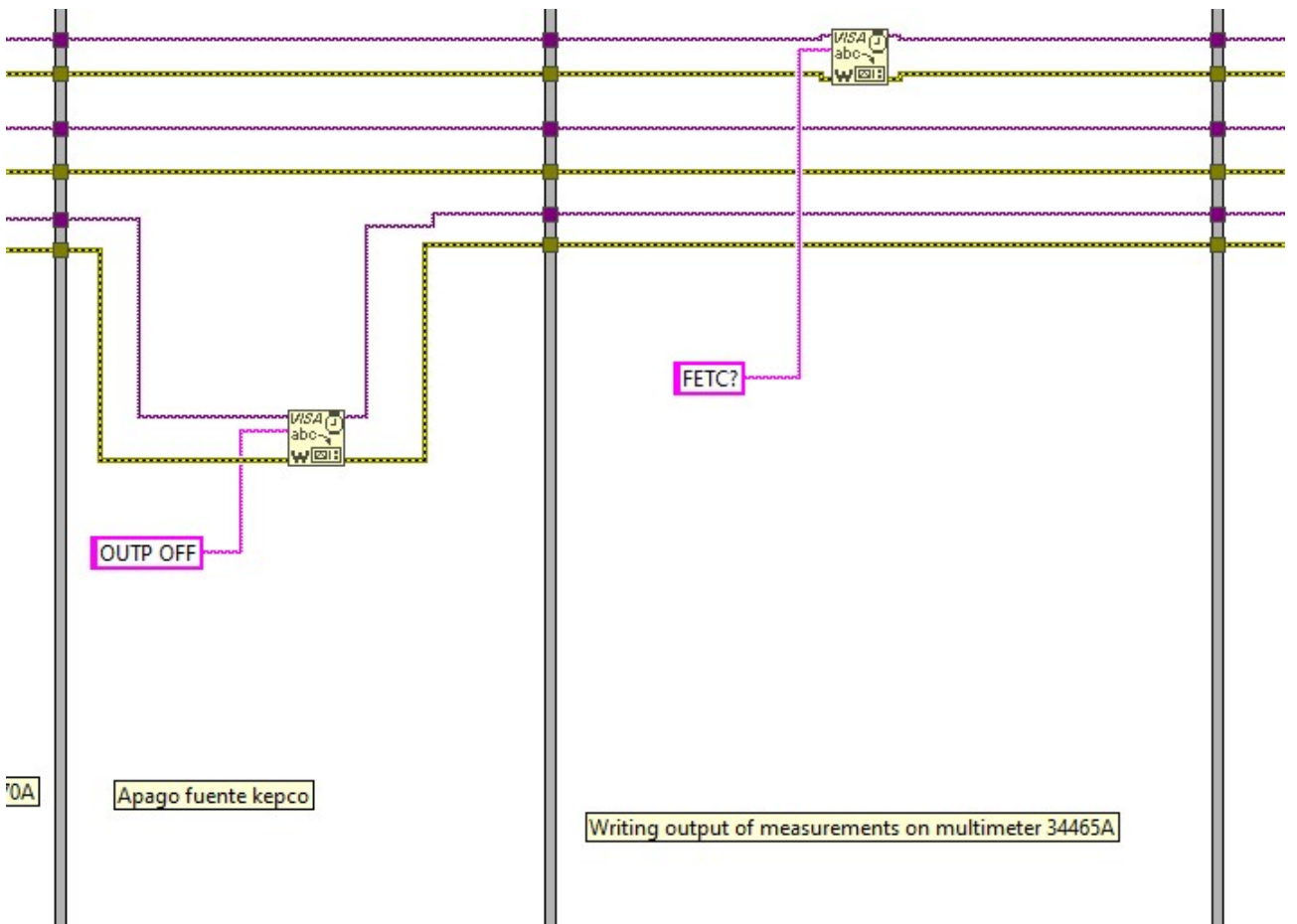


Figura 114. Disattivazione output generatore Kepco e scrittura in memoria delle misure di corrente e tensione del primo multimetro (Keysight 34465A).

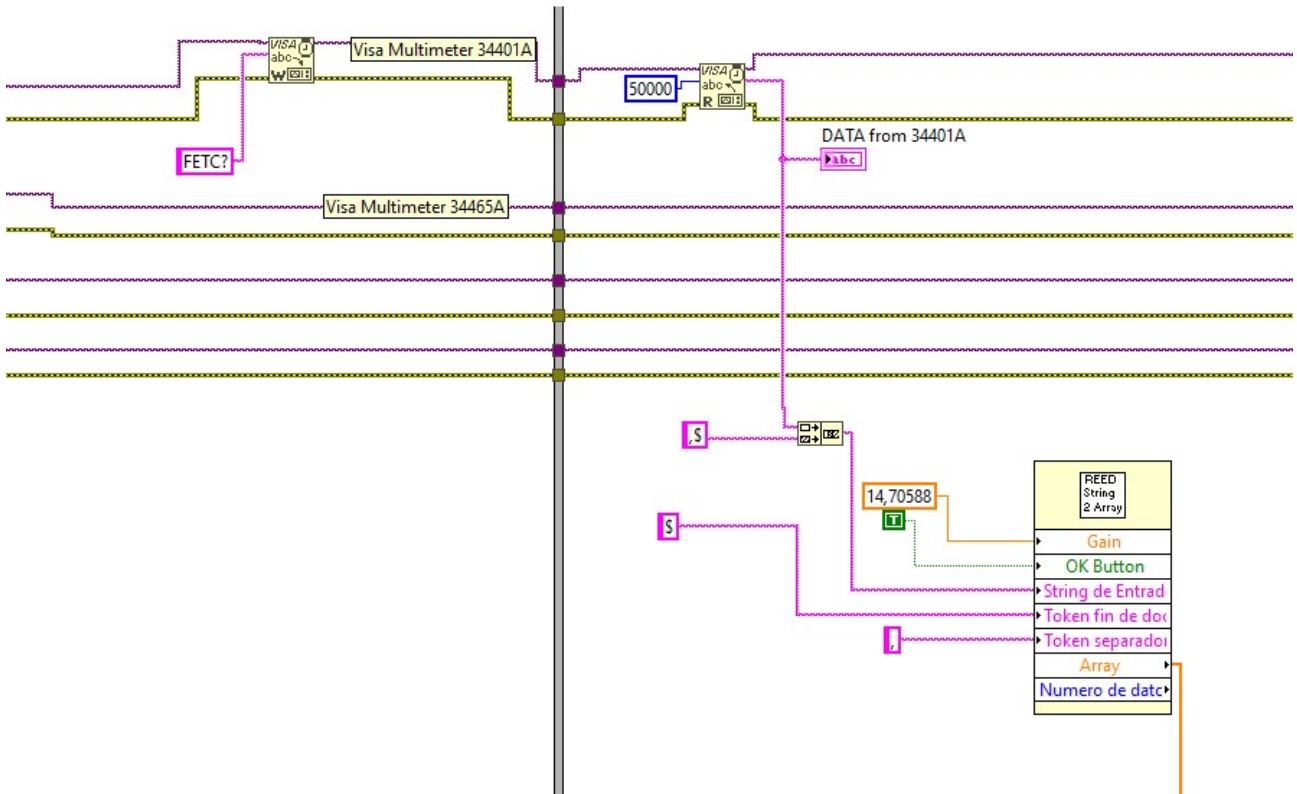


Figura 115. Scrittura in memoria delle misure di corrente e tensione del secondo multimetro (Agilent 34401A).

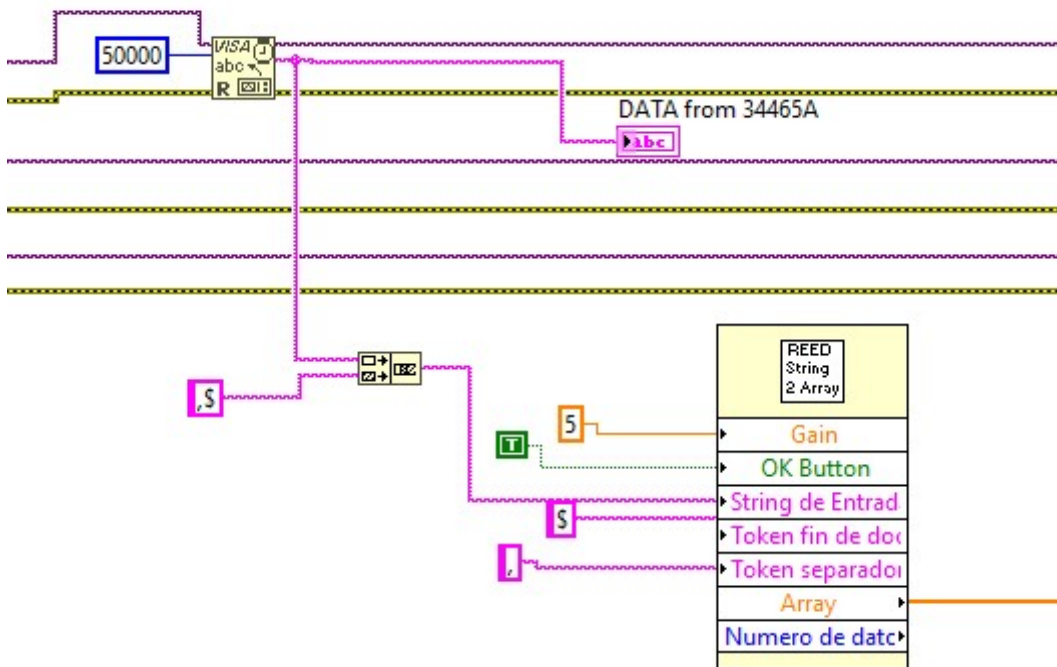


Figura 116. Conversione dei valori di corrente in uscita dai multimetri in formato esportabile per file .csv.

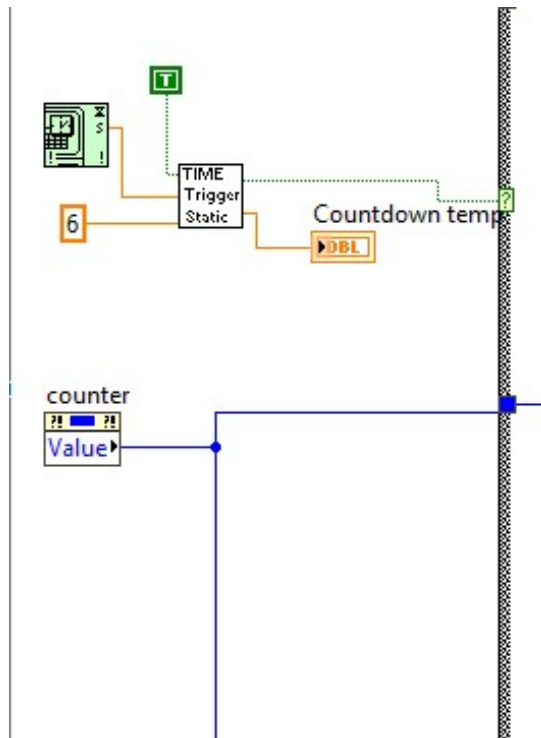


Figura 117. Istruzioni per il ciclo di misura delle temperature ambiente e degli SSR.

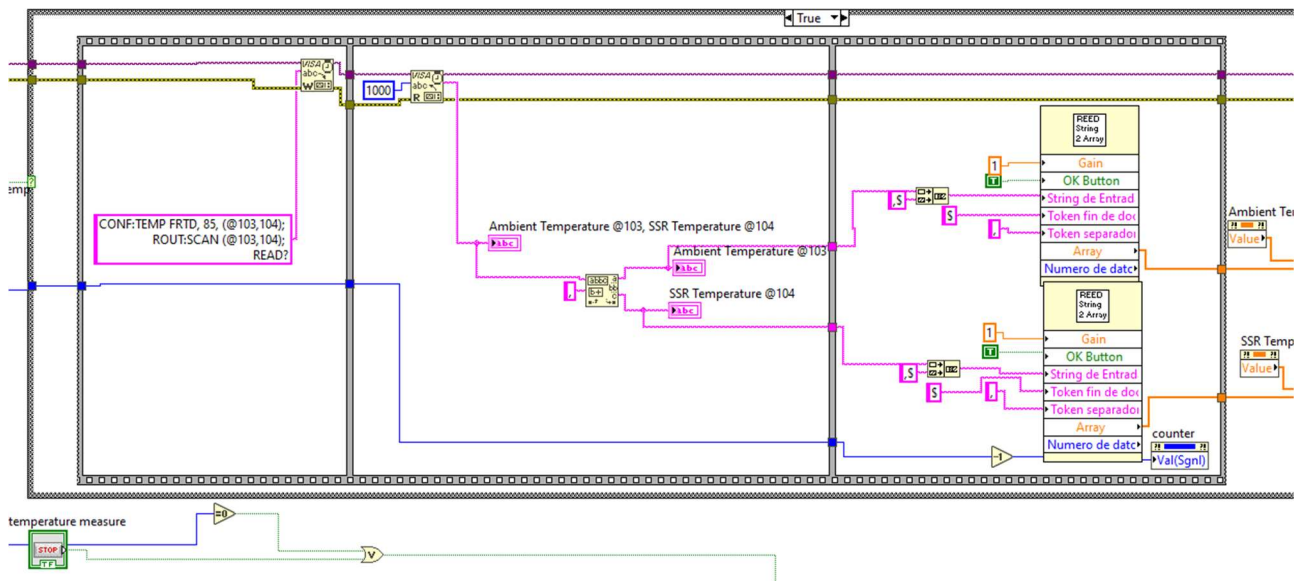


Figura 118. Ciclo di misura delle temperature.

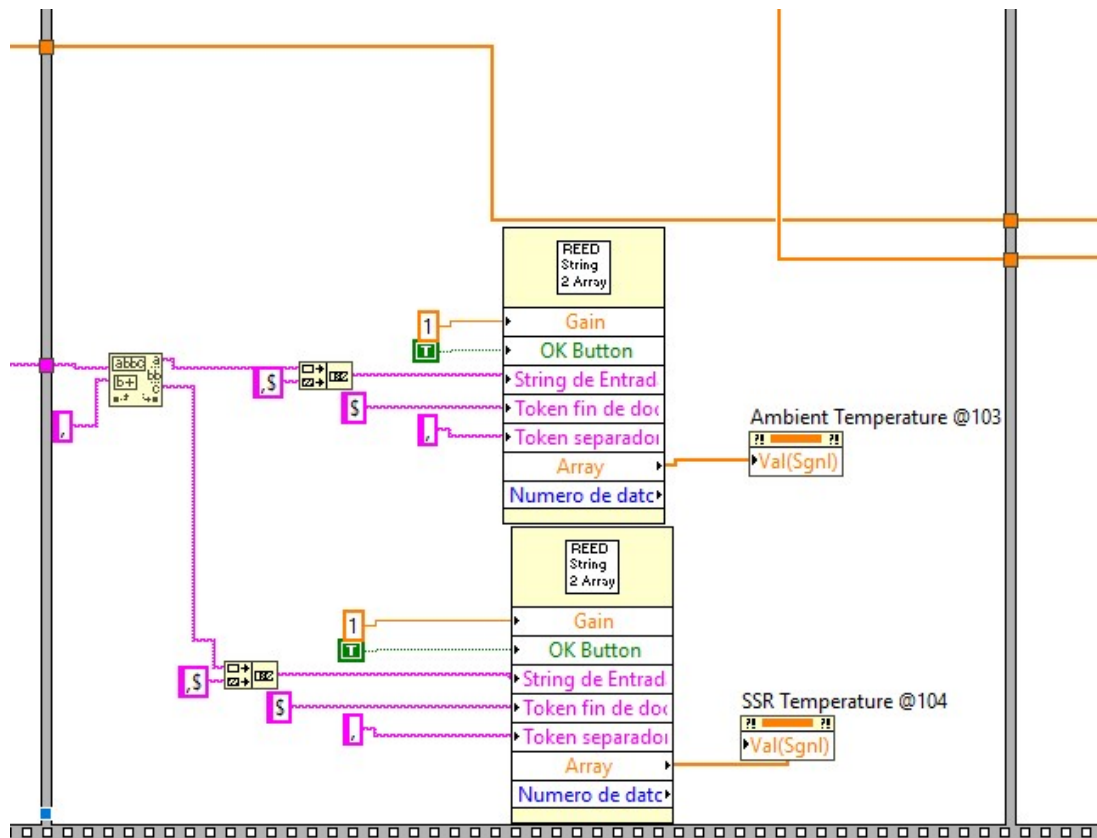


Figura 119. Salvataggio delle temperature su array.

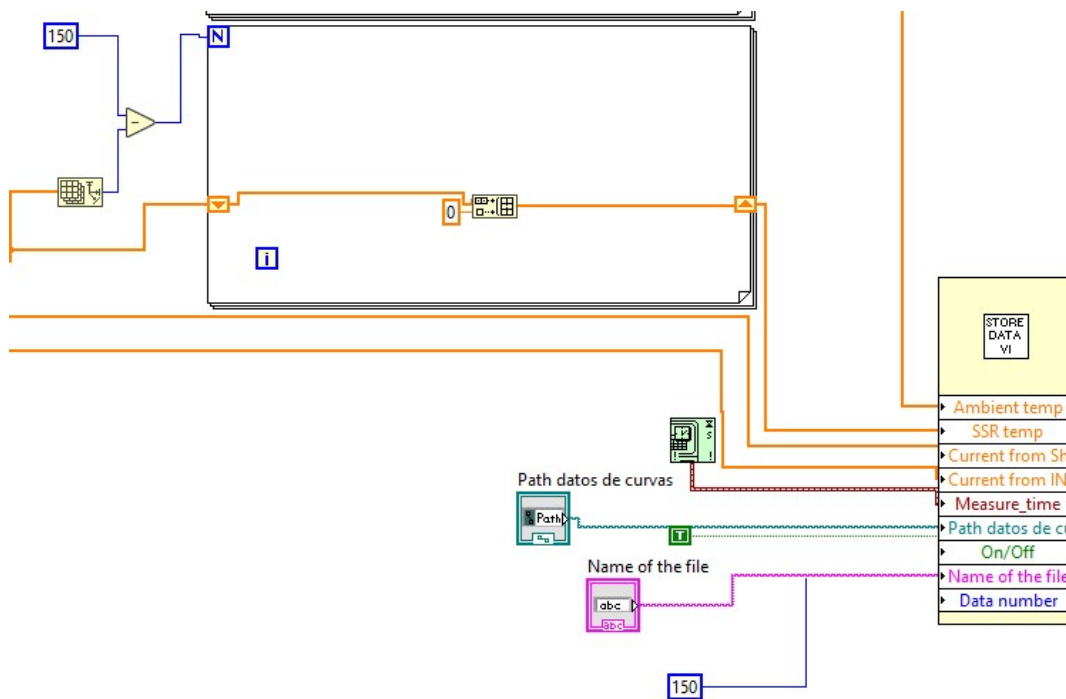


Figura 120. Conteggio dei valori e salvataggio finale delle grandezze su file .csv.

Sequenza delle operazioni in Labview e istruzioni in linguaggio SCPI

Generatore Kepco

FUNC:MODE VOLT;	<i>(modalità di funzionamento come generatore di tensione)</i>
CURR:PROT:POS 0.5;	<i>(limite di protezione superiore di corrente - variabile)</i>
CURR:PROT:NEG 0;	<i>(limite di protezione inferiore di corrente - zero)</i>
VOLT 12;	<i>(tensione richiesta)</i>
OUTP ON	<i>(attivazione output generatore – inizio transitorio)</i>
OUTP OFF	<i>(disattivazione input generatore – fine transitorio)</i>

Datalogger Keysight DAQ970A

CONF:TEMP FRTD, 85, (@103,104);	<i>(configurazione sonda PT100 4 fili con resistenza nominale di 85 ohm sui canali 103 e 104)</i>
ROUT:SCAN (@103,104);	<i>(scansione dei canali 103 e 104 per la ricezione dei dati)</i>
READ?	<i>(lettura dei dati di temperatura)</i>
ROUT:OPEN (@201)	<i>(apertura relé meccanico del canale 201 – fine transitorio)</i>
ROUT:CLOSE (@201)	<i>(chiusura relé meccanico del canale 201 – inizio transitorio)</i>

Multimetro Agilent 34465A

VOLT:DC:RANGE:AUTO OFF;	<i>(scelta range di misura tensione manuale – tensione continua)</i>
VOLT:DC:RANGE 100;	<i>(scelta scala di misura tensione – 100 V max)</i>
VOLT:DC:NPLC 0.1;	<i>(scelta dei cicli di misura)</i>
ZERO:AUTO OFF;	<i>(misura automatica dell'offset tra le varie misure – disattivato)</i>
DISPLAY ON;	<i>(display dello strumento attivo)</i>
TRIG:DEL:AUTO OFF;	<i>(scelta del tipo ritardo di attivazione trigger – manuale)</i>
TRIG:DEL 0;	<i>(scelta del ritardo di attivazione trigger – zero)</i>
TRIG:SOURCE EXTERNAL;	<i>(trigger esterno)</i>
TRIG:COUNT 1;	<i>(numero di trigger)</i>

SAMPLE:COUNT 150; *(numerosità campione di misura – 150 valori)*

INIT *(attivazione della misura)*

FETC? *(scrittura in memoria e lettura dei dati di misura)*

Multimetro Keysight 34401A

VOLT:DC:RANGE:AUTO OFF;

VOLT:DC:RANGE 100;

VOLT:DC:NPLC 0.02;

ZERO:AUTO OFF;

DISPLAY ON;

TRIG:DEL:AUTO OFF;

TRIG:DEL 0;

TRIG:SOURCE EXTERNAL;

TRIG:COUNT 1;

SAMPLE:COUNT 150;

INIT

FETC?

Pubblicazioni, bibliografia e sitografia

Elenco delle pubblicazioni effettuate durante il periodo di dottorato

1. *Mario Iamarino, Donato Abbate, Antonio Ferraro, Antonio D'Angola, A dynamic model for simulating the energy performance of a renewable hydrogen-based microgrid*, EFCF 2021: Low-Temp. Fuel Cells, Electrolysers & H₂ Processing, 29 June - 2 July 2021, Lucerne Switzerland, PAPER A1510, DOI. 10.5281/zenodo.5942355
2. *Numerical Investigation of a Hybrid Micro-Grid with Photovoltaic Energy Production and Hydrogen Storage* - Mario Iamarino (1), Antonello Damato (1), Antonio Ferraro (1), Antonio D'Angola (1), Marco Borgarello (2), Lorenzo Croci (2) - (1) Scuola di Ingegneria, Università della Basilicata, via dell'Ateneo Lucano, 10, 85100 Potenza, Italy - (2) RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico, Via R. Rubattino, 54, 20134 Milano, Italy, 2022
3. *PV-based hybrid residential microgrid with hydrogen and battery energy storage options: a Northern Italy case study* – A. Damato, M. Iamarino, A. Ferraro and A. D'Angola - Scuola di Ingegneria, Università della Basilicata, Via dell'Ateneo Lucano 10, 85100 Potenza, Italy – 2022 - DOI 10.1088/1742-6596/2385/1/012119
4. *Semi-analytical Electro-Thermal Modelling of a Photovoltaic Module for Evaluation of Spatial Temperature Distribution*, A. Ferraro, A. Amodio, A. D'Angola (1) F. Spertino, G. Malgaroli (2), D. Enescu (3) – (1) Scuola di Ingegneria, Università della Basilicata, Via dell'Ateneo Lucano 10, 85100 Potenza, Italy – (2) Dip. Energia “G. Ferraris”, Politecnico di Torino, Corso Duca Abruzzi 24, Torino, Italy – (3) Valahia University of Targoviste, Targoviste, Romania - Physical Thermodynamics Unit, INRiM, Torino. DOI: 10.1109/UPEC57427.2023.10294652
5. *ATENEA4SME: a tool for self-evaluation of energy efficiency and audit support in industrial SMEs*, Antonio Ferraro, Antonio D'Angola, Antonio Telesca, Milena Marroccoli (1), Marcello Salvio, Giacomo Bruni, Chiara Martini (2), Federico Alberto Tocchetti (3) - (1) Scuola di Ingegneria, Università della Basilicata, Via dell'Ateneo Lucano 10, 85100 Potenza, Italy - (2) Dipartimento Unità Efficienza Energetica ENEA Roma, Italy - (3) Dipartimento Unità Efficienza Energetica ENEA Palermo, Italy

Bibliografia capitoli 1, 2, 3

- “Thermal–electrical model for energy estimation of a water cooled photovoltaic module” - Filippo Spertino, Antonio D'Angola, Diana Enescu, Paolo Di Leo, Giovanni Vincenzo Fracastoro, Renato Zaffina, 1. Politecnico di Torino, Energy Department, Corso Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino, Italy 2. Università degli Studi della Basilicata, Scuola di Ingegneria, Via dell'Ateneo Lucano 10,

85100 Potenza, Italy 3. Valahia University of Targoviste, Department of Electronics, Telecommunications and Energy, Targoviste, Dambovita, Romania, 2016

- “Best Compromise of Net Power Gain in a Cooled Photovoltaic System” – 1. Antonio D’Angola, Renato Zaffina Scuola di Ingegneria, Università della Basilicata, Potenza, Italy, 2. Diana Enescu Department of Electronics, Telecommunications and Energy, Valahia University of Targoviste, Dambovita, Romania, 3. Paolo Di Leo, Giovanni Vincenzo Fracastoro, Filippo Spertino Energy Department, Politecnico di Torino, Torino, Italy, 2016

- Mario Iamarino, Donato Abbate, Antonio Ferraro, Antonio D’Angola, “A dynamic model for simulating the energy performance of a renewable hydrogen-based microgrid”, EFCF 2021: Low-Temp. Fuel Cells, Electrolysers & H₂ Processing, 29 June - 2 July 2021, Lucerne Switzerland, PAPER A1510, DOI. 10.5281/zenodo.5942355

- “The temperature distributions and output parameters of an industrial c-Si solar cell under different environmental conditions”, Xiaodong Lu, Xinxin Wang, Jie Gao, Yang Song, Yang Wang, Yufeng Zhang College of New Energy, Bohai University, Jinzhou, Liaoning 121000, China, 2016

- “Influence of environmental temperature and device temperature difference on output parameters of c-Si solar cells”, Xiaodong Lu, Yang Zhao, Zelai Wang, Jinjing Zhang, Yang Song College of New Energy, Bohai University, Jinzhou, Liaoning 121000, China, 2016

- “Modeling and Simulation of Photovoltaic Module Based on One Diode Model Using Matlab/Simulink”, Y. belkassmi, A. Rafiki, K. Gueraoui, L. Elmaimouni, O. Tata N., Hassanain – Department of physic, polydisciplinary faculty Ouarzazate Laboratory of Engineering Sciences & Energies, Lab.SIE Ouarzazate, Morocco, 2017

- “Thermal and Performance Analysis of a Photovoltaic Module with an Integrated Energy Storage System”, Manel Hammami, Simone Torretti, Francesco Grimaccia and Gabriele Grandi 1. Department of Electrical, Electronic, and Information Engineering, University of Bologna, 40136 Bologna, 2. Department of Energy, Politecnico di Milano, 20156 Milano, Italy; 2017

- “Solar cells electrical behavior under thermal gradient” S. Bensalem, M. Chegaar and M. Aillerie – 1. Centre de Développement des Energies Renouvelables, B.P. 62, Route de l’Observatoire, 16340, Alger, Algérie 2. L.O.C., Department of Physics, Faculty of Sciences, Ferhat Abbas University, 19000, Setif, Alger 3. Lorraine University, LMOPS-EA 4423, 57070 Metz, France 4. Supelec, LMOPS, 57070 Metz, 2013

- “The multi-busbar design: an overview”, Stefan Brauna, Giso Hahna, Robin Nisslerb, Christoph Pönischb, Dirk Habermannb 1. University of Konstanz, Department of Physics, 78457 Konstanz, Germany 2. Gebr. Schmid GmbH, Robert-Bosch-Str.32-36, Freudenstadt 72250, Germany, 2013
- “Optimization Design of a Multibusbar Structure: The Using of a Conductive Belt”, Han Han, Yelong Wu and Chao Ma 1. Shaanxi Key Laboratory of Quantum Information and Quantum Optoelectronic Devices, Xi’an Jiaotong University, Xi’an, Shaanxi 710049, China 2. Key Laboratory of Nonequilibrium Synthesis and Modulation of Condensed Matter, Ministry of Education, Xi’an Jiaotong University, Xi’an, Shaanxi 710049, China, 2018
- “Optimization of the Geometric Design of Silicon Solar Cells under Concentrated Sunlight”, Hoe-Gil Lee, Singiresu S. Rao 1. Department of Mechanical Engineering Shiv Nadar University NH-91, Teshsil Dadri, District Gautam Buddha Nagar U.P. 2101 314, India 2. Department of Mechanical and Aerospace Engineering University of Miami, Coral Gables, FL 33146, USA, 2016
- “Model order reduction applied to heat conduction in photovoltaic modules”, S.O. Ojo, S. Grivet-Talocia, M. Paggi, 1. Department of Structural, Geotechnical and Building Engineering, Politecnico di Torino, C.so Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino, Italy 2. Department of Electronics and Telecommunications, Politecnico di Torino, C.so Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino, Italy 3. IMT Institute for Advanced Studies Lucca, Piazza San Francesco 19, 55100 Lucca, Italy, 2014
- “Photovoltaic Devices: Opto-Electro-Thermal Physics and Modeling”, Aixue Shang and Xiaofeng Li – Advanced Science News, 2017
- “Simulation Study of Multi-wire front Contact Grids for Silicon Solar Cells”, Massimo Nicolai - University of Bologna, M. Zanucoli – University of Bologna, Paolo Magnone - University of Padova, Marco Galiazzo - Applied Materials, 2015
- “A Novel Modeling Method for Photovoltaic Cells”, Weidong Xiao, William G. Dunford, Antoine Capel - University of British Columbia, BC Canada Vancouver, University Rovira i Virgili, Tarragona, Spain, 2004
- <https://www.pveducation.org/>
- “Energy Management Strategies in hydrogen Smart-Grids: A laboratory experience” L. Valverde, F. Rosa, C. Bordons, J. Guerra 1. AICIA, School of Engineering, 41092, Seville, Spain 2. Energy Engineering Department, School of Engineering, University of Seville, 41092, Seville, Spain 3.

System Engineering and Automation Department, School of Engineering, University of Seville, 41092, Seville, Spain, 2013 –

- “Modeling, simulation and experimental set-up of a renewable hydrogen-based domestic microgrid” L. Valverde, F. Rosa, A.J. del Real, A. Arce, C. Bordons 1. Energy Engineering Department, School of Engineering, University of Seville, 41092 Seville, Spain 2. System Engineering and Automation Department, School of Engineering, University of Seville, 41092 Seville, Spain, 2016
- “Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology”, Chun-Hua Li, Xin-Jian Zhu, Guang-Yi Cao, Sheng Sui, Ming-Ruo Hu, Fuel Cell Research Institute, Shanghai Jiao Tong University, 800 Dongchuan Road, Shanghai 200240, P.R. China, 2009
- “Evaluation of performance improvement by model predictive control in a renewable energy system with hydrogen storage” - David Morin, Yoann Stevenin, Cédric Grolleau, Pascal Brault, 1. SA Powidian, 20 Rue Marie de Lorraine, ZAC des Fougerolles, 37700 La Ville-aux-Dames, France 2. GREMI, CNRS e Université D'Orléans, BP6744, 5067 ORLEANS Cedex 2, France, 2018
- “Dynamic modelling and simulation of a solar-PV hybrid battery and hydrogen energy storage system”, Tamunosaki Douglas, Sokoto Energy Research Centre, Usmanu Danfodiyo University, P.M.B 2346, Sokoto, Nigeria, 2016
- “A study of the techno-economic feasibility of H₂-based energy storage systems in remote areas”, P. Marocco, D. Ferrero, M. Gandiglio, M.M. Ortiz, K. Sundseth, A. Lanzini, M. Santarelli, 1. Department of Energy, Politecnico di Torino, Torino, Italy, 2. Sustainable Energy Technology Department, SINTEF Industry, Trondheim, Norway, 2020
- “Optimal design of stand-alone solutions based on RES + hydrogen storage feeding off-grid communities”, Paolo Marocco, Domenico Ferrero, Andrea Lanzini, Massimo Santarelli - Department of Energy, Politecnico di Torino, Corso Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino, Italy, 2021
- “Optimal management of hydrogen storage in stochastic smart microgrid operation”, Stavros A. Konstantinopoulos, Anestis G. Anastasiadis b, Georgios A. Vokas, Georgios P. Kondylis, Apostolos Polyzakisc - 1. School of Electrical and Computer Engineering, National Technical University of Athens, Heroon Polytechniou 9, 15780, Zografou, Greece, 2. Department of Electronics Engineering, TEI Piraeus, P. Ralli & Thivon 250, 12244, Aigaleo, Greece, 3.

Department of Mechanical Engineering, TEI of Western Greece, Megalou Alexandrou 1, Koukouli, Patras, Greece, 2017

- “Italian Household Load Profiles: A Monitoring Campaign”, Giorgio Besagni, Lidia Premoli Vilà and Marco Borgarello, Power System Development Department, Ricerca sul Sistema Energetico—RSE S.p.A., via Rubattino 54, 2020
- “The Determination of Load Profiles and Power Consumptions of Home Appliances”, Fatih Issi and Orhan Kaplan, 1. Electronics and Automation Department, Cankiri Karatekin University, Cankiri 18200, Turkey, 2. Technology Faculty, Electrical and Electronics Engineering Department, Gazi University, Ankara 06500, 2018
- “An analytical model of thermal performance for an eccentric heat source on a rectangular plate with double-sided convective cooling”, Jianxin Zhang,^{1,2,3,4} Huifen Yan,³ Yuqiang Li,^{1,3,a} Pingjuan Niu, ^{1,2,3} and Qingxin Yang ^{1,4}, 1. Tianjin Key Laboratory of Advanced Electrical Engineering and Energy Technology, Tianjin Polytechnic University, Tianjin 300387, China. 2. Tianjin Key Laboratory of Optoelectronic Detection Technology and Systems, Tianjin Polytechnic University, Tianjin 300387, China. 3. Engineering Research Center of High Power Solid State Lighting Application System, Ministry of Education, Tianjin Polytechnic University, Tianjin 300387, China. 4. State Key Laboratory of Hollow Fiber Membrane Materials and Processes, Tianjin Polytechnic University, Tianjin 300387, China

Bibliografia capitolo 4

- [1] P. Bevilacqua, S. Perrella, R. Bruno, and N. Arcuri, “An accurate thermal model for the PV electric generation prediction: long-term validation in different climatic conditions,” *Renewable Energy*, vol. 163, pp. 1092–1112, 2021.
- [2] E. Skoplaki, A.G. Boudouvis, and J.A. Palyvos, “A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 92 (11), pp. 1393-1402, 2008.
- [3] T. Kim, D. Lee, Y. Ko, K. Hwang, and N. Kim, “Thermal Analysis and Design Optimization of Photovoltaic Module for Improved Heat Dissipation From Photovoltaic Module,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol.12 (5), pp.1198–1204, 2022.
- [4] A. Makki, S. Omer, and H. Sabir, “Advancements in hybrid photovoltaic systems for enhanced solar cells performance,” *Renew. Sustain. Energy Rev.* vol. 41, pp. 658–684, 2015.

- [5] F. Spertino, A. D'Angola, D. Enescu, P. Di Leo, G. V. Fracastoro, and R. Zaffina, "Thermal-electrical model for energy estimation of a water cooled photovoltaic module," *Sol Energy*, vol. 133, pp. 119–140, 2016.
- [6] A. Luque and S. Hegedus, "Handbook of photovoltaic science and engineering," 2nd ed. West Sussex: John Wiley&Sons, 2011.
- [7] B.J. Brinkworth, B. M. Cross, R.H. Marshall, and H. Yang, "Thermal regulation of photovoltaic cladding," *Solar Energy*, vol.61, pp. 169–178, 1997.
- [8] A. D'Angola, R. Zaffina D. Enescu, P. Di Leo, G.V. Fracastoro, and F. Spertino "Best compromise of net power gain in a cooled photovoltaic system. In: 2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC), pp 1–6., 2016.
- [9] G. Antonetto, M.Morciano, M. Alberghini, G. Malgaroli, A. Ciocia, L. Bergamasco, F. Spertino, M. Fasano, "Synergistic freshwater and electricity production using passive membrane distillation and waste heat recovered from camouflaged photovoltaic modules,"(2021) *Journal of Cleaner Production*, 318, art. No. 128464, DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.128464.
- [10] S. Chatterjee and G.B. Tamizh Mani, "A PV arrays: side-by-side comparison with and without fan cooling. In: IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC) 2011, vol 7, pp537–542, 2011.
- [11] Y. Gao, D. Wu, Z. Dai, C. Wang, B. Chen, and X. Zhang, "A comprehensive review of the current status, developments, and outlooks of heat pipe photovoltaic and photovoltaic/thermal systems," *Renewable Energy*, vol. 207, pp. 539-574, 2023.
- [12] S. Sargunanathan, A. Elango, and S.T. Mohideen, "Performance enhancement of solar photovoltaic cells using effective cooling methods: a review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 382–393, 2016.
- [13] Y. Wang, Y. Gao, Q. Huang, G. Hu, and L. Zhou, "Experimental study of active phase change cooling technique based on porous media for photovoltaic thermal management and efficiency enhancement," *Energy Convers. Manag.*, vol. 199, 111990, 2019.
- [14] E. Skoplaki and J.A. Palyvos, "Operating temperature of photovoltaic modules: a survey of pertinent correlations," *Renew. Energy*, vol.34 (1), pp.23-29, 2009.
- [15] M.C. Alonso García and J.L. Balenzategui, "Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations," *Renew. Energy*, vol.29 (12), pp. 1997-2010, 2004.

- [16] IEC61215 ed.2 (Crystalline Silicon Thin-Film Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules Design Qualification and Type Approval) and IEC 61646 ed.2 (Thin-Film Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules—Design Qualification and Type Approval).
- [17] M. Koehl, M. Heck, S. Wiesmeier, and J. Wirth, “Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95 (7), pp. 1638-1646, 2011.
- [18] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, “Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance,” *Renew. Energy*, vol.21 (4), pp. 553-567, 2006.
- [19] F. Mavromatakis, E. Kavoussanaki, F. Vignola, and Y. Franghiadakis, “Measuring and estimating the temperature of photovoltaic modules,” *Sol. Energy*, vol.110, pp. 656-666, 2014.
- [20] N. Aoun and N. Bailek, “Evaluation of mathematical methods to characterize the electrical parameters of photovoltaic modules,” *Energy Convers. Manag.*, vol.193, pp. 25-38, 2019.
- [21] W. De Soto, S.A. Klein, and W.A. Beckman, Erratum to “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance”, *Sol. Energy* vol. 80, pp. 78-88, 2006.
- [22] M.U. Siddiqui, O. K. Siddiqui, A. B.S. Alquaity, H. Ali, A.F.M. Arif, and S.M. Zubair, “A comprehensive review on multi-physics modelling of photovoltaic modules,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 258,115414, 2022.
- [23] Y.A. Çengel J.M. Cimbala, and Ghajar A.J. *Fundamentals of Thermal –Fluid Sciences*, Sixth Edition, McGraw–Hill Companies, NY, USA, 2022. [27] V. Arpaci, “Conduction Heat Transfer, Addison-Wesley,”New York, NY, 1966.
- [24] A. D’Angola, D. Enescu, M. Mecca, A. Ciocia, P. Di Leo, G.V. Fracastoro, and F. Spertino, “Theoretical and numerical study of a photovoltaic system with active fluid cooling by a fully-coupled 3D thermal and electric model,” *Energies* vol.13, pp.852, 2020.
- [25] ASTM, Standard test methods for electrical performance of non-concentrator terrestrial photovoltaic modules ad arrays using reference cells. Standard E1036, The American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, USA, 1998.
- [26] Morin D, Stevenin Y, Grolleau C and Brault P 2018 Evaluation of performance improvement by model predictive control in a renewable energy system with hydrogen storage *Int. J. Hydrog. Energy* 43 21017–29

Bibliografia capitolo 5

- [27] REMOTE project official website, <https://www.remote-euproject.eu/> (accessed in June 2022)
- [28] Marocco P, Ferrero D, Lanzini A and Santarelli M 2021 Optimal design of stand-alone solutions based on RES + hydrogen storage feeding off-grid communities *Energy Conversion and Management* 238 114147
- [29] Marocco P, Ferrero D, Lanzini A and Santarelli M 2022 The role of hydrogen in the optimal design of off-grid hybrid renewable energy systems *Journal of Energy Storage* 46 103893
- [30] Green Hysland project official website, <https://greenhysland.eu/> (accessed in June 2022)
- [31] Tamunosaki D 2016 Dynamic modelling and simulation of a solar-PV hybrid battery and hydrogen energy storage system *J Energy Storage* 7 104–14
- [32] Ozden E and Tari I 2016 Energy-exergy and economic analyses of a hybrid solar-hydrogen renewable energy system in Ankara, Turkey *Applied Thermal Engineering* 99 169–78
- [33] Serra F, Lucariello M, Petrollese M, Cau G 2020 Optimal Integration of Hydrogen-Based Energy Storage Systems in Photovoltaic Microgrids: A Techno-Economic Assessment *Energies* 13 4149
- [34] Li C H, Zhu X J, Cao G Y, Sui S and Hu M R 2009 Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology *Renew. Energy* 34 815–26
- [35] Marocco P, Ferrero D, Gandiglio M, Ortiz M M, Sundseth K, Lanzini A and Santarelli M 2020 A study of the techno-economic feasibility of H₂-based energy storage systems in remote areas. *Energy Convers. Manag.* 211 112768
- [36] Gracia L, Casero P, Bourasseau C and Chabert A 2018 Use of hydrogen in off-grid locations, a technoeconomic assessment *Energies* 11 3141
- [37] Castañeda M, Cano A, Jurado F, Sánchez H and Fernández L M 2013 Sizing optimization, dynamic modelling and energy management strategies of a stand-alone PV/hydrogen/battery-based hybrid system. *Int. J. Hydrog. Energy* 38 3830–45
- [38] Valverde L, Bordons C and Rosa F 2012 Power management using model predictive control in a hydrogenbased microgrid *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society* 5669–76

- [39] Konstantinopoulos S A, Anastasiadis A G, Vokas G A, Kondylis G P and Polyzakis A 2018 Optimal management of hydrogen storage in stochastic smart microgrid operation. *Int. J. Hydrog. Energy* 43 490–99
- [40] Valverde L, Rosa F, del Real A J, Arce A and Bordons C 2013 Modeling, simulation and experimental set-up of a renewable hydrogen-based domestic microgrid *Int. J. Hydrog. Energy* 38 11672–84
- [41] Iamarino M, Abbate D, Ferraro A and D'Angola A 2021 A dynamic model for simulating the energy performance of a renewable hydrogen-based grid *Proceedings of the 25th EFCF* 540–7
- [42] Gallanti M, Grattieri W, Maggiore S and Marino A 2012 Analisi ed evoluzione negli anni delle curve di carico dei clienti domestici *Energia Elettrica* 1
- [43] PVGIS database website, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (accessed in June 2022)
- [44] de Soto W, Klein S A and Beckman W A 2005 Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance *Solar Energy* 80(1) 78–88
- [45] PVGIS database website, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (accessed in June 2022)
- [46] Premkumar M, Kumar C and Sowmya R 2020 Mathematical Modelling of Solar Photovoltaic Cell/Panel/Array Based on the Physical Parameters from the Manufacturer's Datasheet *Int. Journal of Renewable Energy Development* 9 7–22
- [47] Mattei M, Notton G, Cristofari C, Muselli M and Poggi P 2006 Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance *Renewable Energy* 31 553–67
- [48] Sharaf O Z and Orhan M F 2014 An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32 810–53.
- [49] Gardiner M 2009 Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs DOE hydrogen and fuel cells program record 9013 https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf (accessed in June 2022)
- [50] Shepherd C M 1965 Design of Primary and Secondary Cells - Part 2. An equation describing battery discharge *Journal of Electrochemical Society* 112 657–64

[51] Tremblay O and Dessaint L-A 2009 Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications World Electric Vehicle Journal 3 0289

Bibliografia capitolo 6

- “A high power current voltage curve tracer employing a capacitive load”, T. H. Warner and C. H. Cox, III, Lincoln Laboratory, Massachusetts Institute of Technology, P.O. Box 73, Lexington, MA 02173 (U.S.A.)
- “Capacitor charging method for I–V curve tracer and MPPT in photovoltaic systems”; Filippo Spertino a), Jawad Ahmad a), Alessandro Ciocia a), Paolo Di Leo a), Ali F. Murtaza b), Marcello Chiaberge c); a) Politecnico di Torino, Energy Department, Corso Duca degli Abruzzi, 24, 10129 Torino, Italy; b) University of Central Punjab, Faculty of Engineering, Lahore, Pakistan; c) Politecnico di Torino, Department of Electronics and Telecommunications, Corso Duca degli Abruzzi, 24, 10129 Torino, Italy, June 2015
- “Transient analysis of a PV power generator charging a capacitor for measurement of the I–V Characteristics”; Marwan M. Mahmoud, Energy Research Centre, An Najah National University, P.O. Box 721 Nablus, West Bank, Palestine, September 2005

Ringraziamenti

Il percorso di dottorato è stato una grande fonte di soddisfazione e di crescita personale, ringrazio tutti coloro che mi hanno accompagnato durante questo viaggio, il mio tutor, il prof. D'Angola e il prof. Vicente Muñoz Diez durante il periodo all'estero, nonché tutto il gruppo di ricerca dei docenti con cui ho collaborato per i vari progetti che sono stati svolti nei tre anni.