



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

TESI DI LAUREA

**MODELLAZIONE DI UN SISTEMA FOTOVOLTAICO A CONCENTRAZIONE CON
RECUPERO TERMICO**

Relatore: Prof. DAVIDE DEL COL

Correlatore: Ing. MICHELE QUAGGIA

Laureando: PAOLO TONINELLI

ANNO ACCADEMICO 2012/2013

Indice

Nomenclatura.....	5
Sommario	9
1 Introduzione	11
1.1 La radiazione solare.....	11
1.2 Calcolo dell'angolo di incidenza della radiazione solare per un inseguitore a due assi.....	12
1.2.1 Luogo	12
1.2.2 Data	12
1.2.3 Ora	13
1.2.4 Coordinate della superficie	13
2 Sistema CPV/T	15
2.1 Sfruttamento della radiazione solare	15
2.2 La concentrazione	15
2.2.1 Livello di concentrazione.....	18
2.2.2 Metodo di concentrazione	18
2.2.3 Forma della radiazione concentrata.....	19
2.2.4 Forma del dispositivo di concentrazione e del ricevitore	19
2.2.5 Numero di stadi di concentrazione	20
2.2.6 Tipologia del sistema ad inseguimento	20
2.2.7 Tipologia di struttura	22
2.3 Celle fotovoltaiche.....	28
2.3.1 Concetti base	28
2.3.2 Giunzione PN	30
2.3.3 Effetto fotoelettrico	30
2.3.4 Perché suddividere lo spettro	31
2.3.5 Configurazione delle celle	33
2.3.6 Costruzione delle celle multigiunzione	34
2.4 Raffreddamento passivo/attivo	43
3 Descrizione del modello	47
4 Modello ottico	49
5 Modello termico	53
5.1 Definizione del modello.....	53
5.1.1 Stratigrafia del dispositivo.....	54
5.1.2 Struttura del modello	54

5.1.3	Dimensione del modello.....	56
5.2	Teoria della suddivisione della radiazione incidente.....	57
5.2.1	Calcolo della radiazione riflessa e trasmessa per un vetro non assorbente	59
5.2.2	Calcolo della radiazione trasmessa per un vetro non riflettente	59
5.2.3	Calcolo della radiazione riflessa, trasmessa ed assorbita in un vetro reale	59
5.2.4	Calcolo della componente attiva e passiva della radiazione trasmessa.....	60
5.3	Calcolo dei coefficienti termici	61
5.3.1	Coefficiente di convezione forzata del vento	61
5.3.2	Coefficiente di irraggiamento con la volta celeste	61
5.3.3	Coefficiente di conduzione	62
5.3.4	Coefficiente di convezione per il flusso d'acqua	62
5.4	Impostazione del modello unidimensionale e stazionario	62
5.5	Impostazione del modello unidimensionale e dinamico.....	63
5.6	Impostazione del modello bidimensionale dinamico.....	64
5.6.1	Nodo vetro ("glass")	64
5.6.2	Nodo cella ("cell").....	65
5.6.3	Nodo nitrato di alluminio ("all")	65
5.6.4	Nodo roll-bond ("roll").....	65
5.6.5	Nodo acqua ("water").....	66
5.6.6	Nodo aletta 1 ("aletta1")	67
5.6.7	Nodo aletta 2 ("aletta2")	67
5.7	Applicazione del modello	68
5.7.1	Scomposizione della radiazione.....	68
5.7.2	Coefficienti di conduzione	68
5.7.3	Problematica delle perdite laterali del dispositivo.....	72
6	Modello elettrico	77
6.1	Tipologia di modelli elettrici	77
6.2	Modello <i>Five-Parameter</i>	79
6.2.1	I valori dei coefficienti di temperatura della tensione a circuito aperto e della corrente a corto circuito	81
6.2.2	Il valore dell' <i>energy gap</i> e del coefficiente C_{cell}	82
6.2.3	Valore di temperatura della cella T_{cell} e della radiazione G	82
6.2.4	Risultati di a_{ref} e di $I_{0,ref}$	82
6.3	Curva I-V	83
6.3.1	Temperatura delle celle.....	84

6.3.2	Radiazione	84
6.3.3	Concentrazione.....	84
6.3.4	Spettro solare	85
6.4	Curva I-V corretta	86
6.5	Calcolo della potenza e del rendimento elettrico del modulo fotovoltaico	87
7	Modello completo	89
7.1	Risultati da Fluent.....	89
7.1.1	Tratto terminale	90
7.1.2	Tratto centrale.....	92
7.2	Risultati da Matlab/Simulink	94
7.2.1	Simulazioni in regime dinamico.....	94
7.2.2	Simulazioni in regime stazionario.....	110
7.3	Confronto tra modello in Matlab/Simulink e prove sperimentali.....	112
	Conclusioni	117
	Ringraziamenti.....	119
	Bibliografia.....	121
	Appendice.....	125
1	Modello Termico	125
1.1	Scomposizione della radiazione solare	125
1.2	Modello a resistenze	126
1.2.1	Nodo vetro ("glass")	126
1.2.2	Nodo cella.....	128
1.2.3	Nodo nitrato di alluminio	130
1.2.4	Nodo Roll-bond	132
1.2.5	Nodo Acqua	134
1.2.6	Nodo Aletta 1	136
1.2.7	Nodo Aletta 2	137
2	Modello elettrico.....	139

Nomenclatura

A	Area [m^2]
a	Fattore di idealità modificato [V]
a_1	Coefficiente di perdita di calore [$\text{W m}^2 \text{K}^{-1}$]
a_2	Dipendenza dalla temperatura del coefficiente di perdita di calore [$\text{W m}^2 \text{K}^{-2}$]
APE	Indice spettrale [-]
C	Rapporto di concentrazione [-]
C_G	Rapporto di concentrazione geometrico [-]
C_{MAX}	Rapporto di concentrazione massimo [-]
C_O	Rapporto di concentrazione ottico [-]
C_{ref}	Rapporto di concentrazione di riferimento [-]
C_{lin}	Rapporto di concentrazione per un concentratore lineare [-]
C_{sf}	Rapporto di concentrazione per un concentratore sferico [-]
c_p	Calore specifico [$\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$]
C_{cell}	Coefficiente di temperatura dell' <i>energy gap</i> della cella a tripla giunzione [-]
c	Velocità della luce [m s^{-1}]
D	Distanza Terra-Sole [m]
DNI	Radiazione normale diretta [W m^{-2}]
E	Energia [J]
E_λ	Potenza solare specifica per lunghezza d'onda [$\text{W m}^{-2} \mu\text{m}^{-1}$]
E_g	<i>Energy gap</i> [eV]
F	Distanza focale [-]
$F_{r \rightarrow s}$	Fattore di vista dal ricevitore verso il Sole [-]
FF	<i>Fill Factor</i> [-]
G_a	Potenza solare specifica raccolta dall'area di apertura [W m^{-2}]
G_r	Potenza solare specifica raccolta dall'area del ricevitore [W m^{-2}]
G	Potenza solare specifica [W m^{-2}]
G_λ	Potenza solare nell'intervallo di lunghezza d'onda [W m^{-2}]
G'_λ	Potenza solare sfruttabile nell'intervallo di lunghezza d'onda [W m^{-2}]
H	Coefficiente di scambio termico [$\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$]
h	Coefficiente di Planck [eV s]
h_c	Coefficiente di scambio termico per conduzione [$\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$]
h_v	Coefficiente di scambio termico per convezione forzata per azione del vento [$\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$]
h_r	Coefficiente di scambio termico per irraggiamento [$\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$]
I	Corrente [A]
I_L	Corrente di illuminamento [A]
I_D	Corrente di diodo [A]

I_0	Diode reverse saturation current [A]
I_{SH}	Corrente di <i>shunt resistance</i> [A]
L	Lunghezza [m]
l	Larghezza del ricevitore [m]
k	Coefficiente di Boltzmann elettrico [J K ⁻¹]
K	Coefficiente di estinguimento del vetro [m ⁻¹]
$K_{\gamma\alpha}$	Modificatore di incidenza del coefficiente prodotto tra il fattore d'intercettazione e il coefficiente di trasmissione-assorbimento del ricevitore [-]
M	Massa [kg]
\dot{m}	Portata [kg s ⁻¹]
N_S	Numero di celle in serie [-]
N_P	Numero di celle in parallelo [-]
N_{MOD}	Numero moduli del generatore fotovoltaico [-]
n_i	Fattore di idealità [-]
n	Indice di rifrazione [-]
\dot{n}_λ	Numero di fotoni che al secondo cadono nell'intervallo dλ intorno a λ [s ⁻¹]
P_{el}	Potenza elettrica [W]
r	Coefficiente di riflessione [-]
p	Raggio parabolico [m]
q	Flusso termico [W]
q_{th}	Flusso termico esportato dall'acqua [W]
$q_{r \rightarrow s}$	Flusso radiante dal ricevitore verso il Sole [W]
$q_{s \rightarrow r}$	Flusso radiante dal Sole verso il ricevitore [W]
q_e	Carica elementare dell'elettrone [C]
R	Raggio solare [m]
R_S	Resistenza serie del circuito elettrico [Ω]
R_{SH}	Resistenza parallelo del circuito elettrico [Ω]
S	Potenza solare [W]
s	Spessore [m]
T	Temperatura [K]
T_m^*	Temperatura media ridotta [K m ² W ⁻¹]
U	Coefficiente di dispersione termica laterale [W m ⁻² K ⁻¹]
V	Tensione [V]
v	Velocità del vento [m s ⁻¹]
W	Larghezza [m]
x	Coordinata dell'asse delle ascisse [m]
y	Coordinata dell'asse delle ordinate [m]

Lettere greche

α_{glass}	Coefficiente di assorbimento di un vetro reale [-]
α_{cell}	Coefficiente di assorbimento della cella [-]
α_w	Coefficiente di convezione forzata del fluido [$W m^{-2} K^{-1}$]
β	<i>Packing factor</i> [-]
β_s	Altezza solare [°]
β_{SUP}	Inclinazione della superficie [°]
δ	Declinazione solare [°]
ε_{glass}	Emissività del vetro [-]
Φ_λ	Densità di flusso di fotoni per lunghezza d'onda [$W m^{-2} \mu m^{-1} C^{-1}$]
γ_s	Azimuth solare [°]
γ_{SUP}	Azimuth della superficie [°]
$(\gamma\tau\alpha)_n$	Coefficiente prodotto tra il fattore d'intercettazione e il coefficiente di trasmissione-assorbimento del ricevitore riferito ad un angolo di incidenza normale sul ricevitore [-]
η_{cell}	Rendimento delle celle a tripla giunzione [-]
η_{el}	Rendimento elettrico [-]
η_o	Rendimento di concentrazione o ottico [-]
η_{th}	Rendimento termico [-]
φ	Latitudine [°]
λ	Lunghezza d'onda [nm] o [μm]
λ_{th}	Conducibilità termica [$W m^{-1} K^{-1}$]
λ_{gap}	Lunghezza d'onda corrispondente all' <i>energy gap</i> [nm] o [μm]
μ_{Isc}	Coefficiente di temperatura della corrente di corto circuito [% K^{-1}]
μ_{Voc}	Coefficiente di temperatura della tensione di circuito aperto [% K^{-1}]
θ_{acc}	Angolo di accettazione del concentratore CPC [°]
θ_i	Angolo di incidenza [°]
θ_r	Angolo tra la distanza parabola-fuoco e l'asse di simmetria [°]
θ_{rim}	Angolo di bordo della parabola [°]
θ_{rl}	Angolo di riflessione [°]
θ_{rr}	Angolo di rifrazione [°]
θ_s	Dimensione angolare del disco solare [°]
ρ	Densità [$kg m^{-3}$]
σ	Coefficiente di Boltzmann termico [$W m^{-2} K^{-4}$]
τ_a	Coefficiente di trasmissione di un vetro con solo perdite per assorbimento [-]
τ_{glass}	Coefficiente di trasmissione di un vetro reale [-]
τ_r	Coefficiente di trasmissione di un vetro con solo perdite per riflessione [-]

ω Angolo orario [°]

Pedici

0	Condizione iniziale
A	Assorbita
a	Area di apertura del concentratore
air	Aria
aletta1	Aletta esterna corta del roll-bond
aletta2	Aletta esterna lunga del roll-bond
aletta1_ea	Sezione dell'aletta esterna corta del roll-bond
aletta2_ea	Sezione dell'aletta esterna lunga del roll-bond
all	Nitrato di alluminio
AT,th	Componente attiva termica
cell	Cella
COLL	Collettore
el	Elettrica
glass	Vetro
i	Nodo i-esimo
in	Ingresso
INF	Inferiore
j	Nodo j-esimo
LAT	Laterale
m	Modulo
max	Massima
mod	Modello
MP	Massima potenza
OC	Circuito aperto
out	Uscita
PS,th	Componente passiva termica
R	Riflessa
r	Ricevitore
ref	Alle condizioni di riferimento
roll	Roll-bond
roll_ea	Sezione dell'aletta interna del roll-bond
R,r	Componente riflessa di un vetro con solo perdite di riflessione
S	Solare
SC	Corto circuito
sky	Volta celeste
sp	Sperimentale
SUP	Superiore
T	Trasmessa
T,r	Componente trasmessa di un vetro con solo perdite di riflessione
w	Acqua

Sommario

Il sistema CPV/T ha la funzione di concentrare la radiazione solare sul ricevitore per l'erogazione di potenza elettrica tramite celle fotovoltaiche multigiunzione, e di compiere un recupero termico tramite il raffreddamento attivo delle celle.

Scopo di questa tesi è costruire un modello del sistema CPV/T installato presso il Dipartimento di Ingegneria Industriale con il *software* Matlab/Simulink che permetta di prevedere l'andamento della potenza termica ed elettrica, partendo dai seguenti dati sperimentali:

- DNI;
- temperatura dell'aria;
- temperatura d'ingresso dell'acqua;
- velocità del vento.

Inizialmente viene presentato un approfondimento sulla tecnologia della concentrazione, delle celle fotovoltaiche multigiunzione e del raffreddamento attivo/passivo di cella. Ciò permette di capire la composizione di un sistema CPV/T e quali caratteristiche ha quello modellizzato nella tesi.

Quindi si descrive il comportamento generale del sistema CPV/T installato presso il DII per poi fare un'analisi più dettagliata dei modelli ottico, termico ed elettrico.

Nel modello ottico vengono presentati i possibili metodi per determinare il rendimento ottico di concentrazione.

Nel modello termico il ricevitore è rappresentato da una rete alle resistenze a sette nodi, bidimensionale e dinamico. La costruzione del modello termico in Matlab/Simulink è stata possibile tramite simulazioni eseguite con il programma di fluidodinamica Ansys/Fluent su un elemento centrale ed uno terminale del ricevitore. Ciò ha permesso anche di individuare alcune problematiche relative al modulo, quali l'efficienza dello smaltimento del calore generato dalla concentrazione della radiazione solare sul ricevitore, e la presenza di zone termiche critiche.

Per quanto riguarda il modello elettrico si considera il metodo proposto da Duffie e Beckman (2006) per definire il funzionamento stazionario di un generatore fotovoltaico con celle multigiunzione.

Per il calcolo dei risultati nel caso di funzionamento dinamico del modello termo-elettrico sono stati assegnati come *input* gli andamenti di DNI e di temperatura dell'aria tipici per una giornata invernale con cielo sereno, per una giornata estiva con cielo sereno e per una giornata con cielo parzialmente nuvoloso.

Nel funzionamento in stazionario del modello termo/elettrico sono state ricavate le curve di efficienza del sistema CPV/T, variando la temperatura d'ingresso dell'acqua e mantenendo costante il valore della radiazione, per poi fare un confronto con la curva di efficienza termica di un sistema PV/T.

Infine si presenta un raffronto nel caso di sola produzione termica (con circuito elettrico aperto) tra il modello in Matlab/Simulink e le prove sperimentali, riportando le variazioni di temperatura dell'acqua e il flusso termico.

1 Introduzione

1.1 La radiazione solare

La radiazione solare che raggiunge la Terra può essere sfruttata in due modi:

- all'esterno della atmosfera per le applicazioni spaziali;
- all'interno della atmosfera per le applicazioni terrestri.

La differenza tra i due utilizzi è l'influenza della atmosfera sull'intensità della radiazione solare. Quest'ultima subisce continui processi di riflessione, assorbimento, trasmissione e diffrazione che aumentano con la traiettoria percorsa dentro nello strato d'aria, definita con il parametro *Air Mass* (AM). L'AM è funzione dell'altitudine e dell'altezza solare, cioè l'angolo formato tra la congiungente Terra-Sole ed il piano orizzontale.

La caratteristica dell'atmosfera influisce pienamente sullo spettro solare, cioè sull'andamento della radiazione solare su una superficie espressa in funzione della lunghezza d'onda, quindi in $[W \mu m^{-1} m^{-2}]$.

Il valore della radiazione, riportata per lunghezza d'onda, è in funzione dell'energia dei fotoni in essa contenuti. L'energia del fotone è legata alla velocità luce ed alla lunghezza d'onda tramite la legge di Planck. Si definisce una classificazione dei fotoni in base alla loro energia, quindi alla lunghezza d'onda o frequenza:

- ultravioletto (UV): $0.20 < \lambda < 0.38 \mu m$;
- spettro visibile: $0.38 < \lambda < 0.78 \mu m$;
- infrarosso (IR): $0.78 < \lambda < 10 \mu m$.

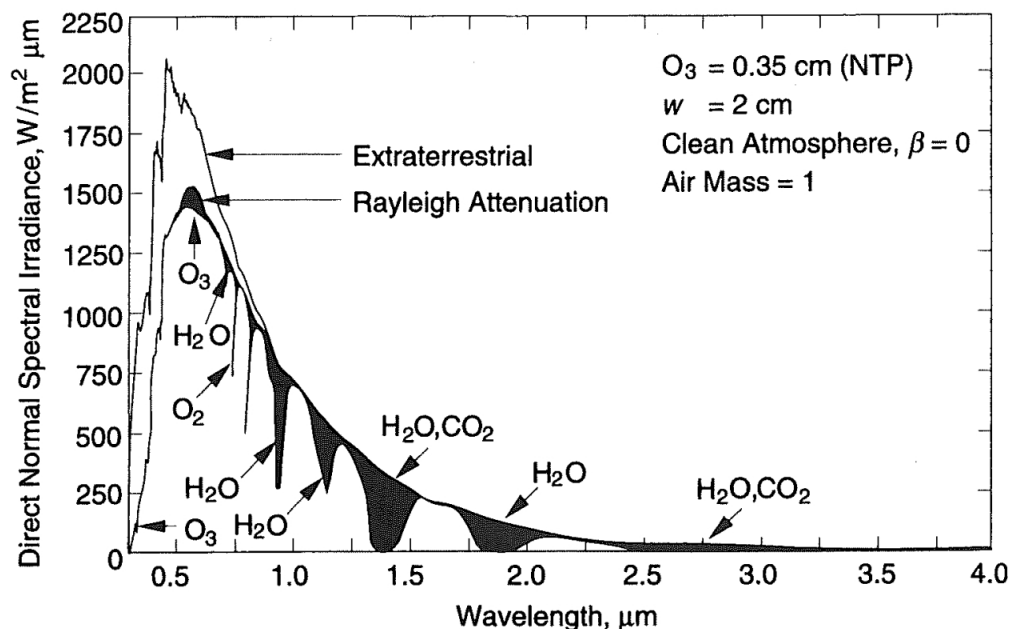


Figura 1-1: Spettro solare AM nullo, con AM unitario e bande di assorbimento.

Lo spettro solare passando da una condizione extraterrestre (AM=0) ad una terrestre è caratterizzato dalla natura dell'atmosfera che cambia nel tempo e nel luogo, perciò è importante definire durante le prove sperimentali lo spettro a cui si fa riferimento. Si notano principalmente tre effetti dell'atmosfera sullo spettro solare:

- AM: influisce uniformemente sullo spettro solare. Aumentando la traiettoria percorsa dentro uno strato d'aria si diminuisce l'intensità della radiazione solare. In pratica l'AM definisce l'azione schermante dello strato d'aria;

- gas contenuti: alcuni tipi di gas intervengono in modo selettivo sullo spettro solare, quindi su bande di lunghezza d'onda, chiamate bande di assorbimento. Si nota l'importanza della schermatura da parte dell'O₃ nella zona dell'ultravioletto, fondamentale per la protezione degli esseri viventi dall'energia dei fotoni.
- indice di chiarezza (*clearness index*): in pratica indica il livello di trasparenza dell'aria ed interviene sulla scomposizione della radiazione in diretta e in diffusa, la prima è la componente che arriva direttamente sulla superficie terrestre, mentre la seconda subisce effetti di riflessione, assorbimento, trasmissione e diffrazione. Per esempio una giornata limpida ha una componente maggiore di radiazione diretta, mentre una giornata con basso livello di chiarezza ha una componente maggiore di radiazione diffusa. La somma di queste due componenti costituisce la radiazione globale incidente su una superficie.

L'andamento dello spettro solare con l'aumentare della lunghezza d'onda ha un andamento crescente, raggiungendo il massimo nella zona dello spettro del visibile per poi diminuire nella zona dell'infrarosso, eccetto nelle bande di assorbimento dove cala sensibilmente.

1.2 Calcolo dell'angolo di incidenza della radiazione solare per un inseguitore a due assi

Per il calcolo della radiazione solare intercettata da una superficie è fondamentale determinare l'angolo di incidenza che la prima forma con la seconda.

Le quattro principali informazioni che definiscono l'angolo di incidenza sono:

- il luogo in cui si trova la superficie;
- la data in cui si vuole effettuare tale calcolo;
- l'ora;
- le coordinate della superficie.

1.2.1 Luogo

Il luogo in cui si trova la superficie viene definito dalle coordinate terrestri, alle quali viene associato un segno ed un riferimento:

- la prima coordinata è la longitudine: definisce i gradi rispetto al meridiano zero di Greenwich. Il valore va da -180° EST a +180° OVEST;
- la seconda coordinata è la latitudine: definisce i gradi rispetto al parallelo zero dell'equatore. Il valore va da -90° SUD a +90° NORD;
- la terza coordinata è l'altitudine: definisce i metri al di sopra del livello zero corrispondente alla superficie del mare. Assume valori positivi se sopra o negativi se sotto il livello del mare.

1.2.2 Data

La Terra compie contemporaneamente due moti, quello di rivoluzione attorno al Sole e quello di rotazione attorno al suo asse, il quale non è ortogonale al piano della traiettoria terrestre. Per questo motivo si forma un angolo tra il piano equatoriale e il piano della traiettoria ellittica. Tale fenomeno si traduce in una variazione dell'angolo tra la congiungente Terra-Sole e il piano equatoriale, detto declinazione solare δ . La

data, cioè il numero del giorno dell'anno, fissa il valore della declinazione solare che durante l'anno subisce una variazione di $\pm 23.45^\circ$.

1.2.3 Ora

L'ora fissa l'angolo della congiungente Terra-Sole proiettata sul piano equatoriale e la direzione Sud. Risulta fondamentale capire a che definizione di ora ci si riferisce.

Normalmente considerando l'ora legale si ha che registrando la posizione del Sole ogni giorno a mezzogiorno durante l'anno, questo descriva una figura geometrica nota come Analemma. Quindi per correlare la posizione del Sole con data e ora ci si riporta alla definizione dell'ora solare vera TSV, in modo che a mezzogiorno il Sole si trovi ogni giorno dell'anno esattamente a Sud.

1.2.4 Coordinate della superficie

Le coordinate della superficie sono due:

- l'inclinazione della superficie è l'angolo tra il piano contenente la superficie e il piano orizzontale;
- l'azimuth della superficie è l'angolo tra la proiezione della normale alla superficie sull'orizzonte e la direzione Sud.

In base a queste quattro informazioni è possibile definire l'angolo di incidenza della radiazione con la superficie generica:

$$\cos \theta_i = f(\varphi, \delta, \omega, \beta_{SUP}, \gamma_{SUP}) \quad (1.1)$$

Dove:

- θ_i è l'angolo che si forma tra la linea congiungente Terra-Sole e la normale alla superficie;
- φ è la latitudine del luogo in cui si trova la superficie;
- δ è la declinazione solare;
- ω è l'angolo orario;
- β_{SUP} è l'angolo di inclinazione della superficie;
- γ_{SUP} è l'azimuth della superficie.

La funzione generale che lega queste variabili è determinata dal tipo di dispositivo, ossia se la superficie è fissa o dotata di un sistema ad inseguimento ad uno/due assi, con calcoli di tipo trigonometrico.

Nel caso di un sistema ad inseguimento a due assi si ha:

$$\cos \theta_i = 1 \quad (1.2)$$

$$\beta_{SUP} = \beta_s \quad (1.3)$$

$$\gamma_{SUP} = \gamma_s \quad (1.4)$$

Nelle equazioni sopra β_s è l'angolo solare (funzione di φ , δ e ω) e γ_s è l'azimuth solare (funzione di δ , ω e β_s). L'angolo solare è quello formato tra la linea congiungente Terra-Sole e il piano orizzontale; l'azimuth solare è l'angolo formato tra la proiezione della linea congiungente Terra-Sole sull'orizzontale e la direzione Sud.

Ora è possibile calcolare il valore della potenza solare raccolta su una superficie A orientata lungo due assi in un istante di tempo:

$$S = DNI \cos \theta_i A \quad (1.5)$$

2 Sistema CPV/T

2.1 Sfruttamento della radiazione solare

La radiazione solare può essere sfruttata direttamente oppure indirettamente. Nel primo caso si intende che la fonte solare viene convertita direttamente nell'energia utile, mentre nel secondo caso è causa di un fenomeno naturale dal quale è possibile estrarre dell'energia utile.

Lo sfruttamento diretto può avvenire in tre modi:

- conversione solare-termica: applicazioni come il solare termico e termodinamico;
- conversione solare-elettrica: applicazioni come il solare fotovoltaico o CPV;
- conversione ibrida: la fonte solare viene spartita attraverso un bilancio termo-elettrico.

Lo sfruttamento indiretto avviene da un fenomeno naturale come:

- ciclo dell'acqua: applicazioni idroelettriche a bacino o ad acqua fluente;
- ciclo dell'aria: applicazioni eoliche;
- gradienti termici oceanici;
- sintesi clorofilliana: applicazioni per lo sfruttamento delle biomasse.

Il processo che parte dall'energia primaria solare a quella finale, sia in modo diretto che indiretto, è composto da trasformazioni, le quali sono interessate da flussi energetici di *input* ed *output*, quest'ultimi si suddividono in perdita, in parte recuperabile come *input*, o in *input* per la trasformazione successiva. La qualità delle singole trasformazioni permette l'incremento dell'efficienza dell'intero processo, questo significa aumentare la complessità di progetto e di bilanciare correttamente le trasformazioni tra di loro, in modo che una non comprometta l'altra in termini qualitativi, ma sempre garantendo una certa elasticità al sistema.

Lo studio viene affrontato per un sistema ibrido di conversione diretta dell'energia solare, specificatamente di un collettore a concentrazione che indirizza i raggi su un ricevitore di celle fotovoltaiche multigiunzione, raffreddate tramite un circuito idraulico. In questo modo la radiazione solare che colpisce il collettore subisce tre principali trasformazioni, tra le quali due avvengono in parallelo. La prima è una trasformazione di tipo ottico che interessa il concentratore primario e secondario, questa avviene secondo un rendimento ottico. L'*output* di questa diventa l'*input* di due trasformazioni in parallelo: fotovoltaica e termica. Secondo un bilancio termo-elettrico si ha una spartizione della radiazione solare tra il fabbisogno elettrico e quello termico, i quali sono vincolati dalla natura dell'intero sistema. Prima della discussione del modello che rappresenta la dinamica di funzionamento del collettore, dal punto di vista ottico, elettrico e termico, si farà una introduzione sulla fisica dei componenti dell'intero sistema: la concentrazione, l'effetto fotovoltaico e il raffreddamento attivo/passivo.

2.2 La concentrazione

Nel paragrafo 1.2 è stato considerato il calcolo della potenza solare raccolta su una superficie orientata lungo i due assi. Il valore della radiazione può non essere sufficiente per gli scopi proposti, cioè la densità di potenza solare raccolta risulta essere troppo bassa.

Per questo motivo è necessario usufruire di un dispositivo ottico di concentrazione per aumentare la captazione della radiazione solare.

L'introduzione di un dispositivo ottico comporta vantaggi e svantaggi:

- il costo dell'intero sistema è in funzione della temperatura del fluido voluta all'uscita del dispositivo, cioè del livello di concentrazione;
- aumento della densità di potenza, quindi riduzione della superficie del ricevitore;
- sistema ad inseguimento necessario per aumentare l'efficienza di raccolta;
- aumentare il livello di concentrazione significa aumentare il grado di precisione del sistema ad inseguimento e controllo della temperatura del dispositivo evitando le zone termiche critiche;
- sistema di controllo per lo smaltimento del calore e utilizzo di materiali più pregiati per sopportare temperature più elevate;
- importanza della struttura utilizzata per sostenere l'intero sistema composto dal dispositivo ottico, dal ricevitore e dal sistema ad inseguimento.

Ogni voce sopra esposta ha un proprio peso sul costo totale del sistema, dosando i vari vantaggi o svantaggi si può avere un aumento o una diminuzione della spesa.

Il dispositivo è un collettore che comprende il ricevitore, il quale ha la funzione di trasformare il flusso di radiazione solare in flusso di potenza termica ed elettrica, e il concentratore, il quale ha la funzione di indirizzare i raggi solare sul ricevitore.

La caratteristica chiave del dispositivo ottico è il rapporto di concentrazione, di cui si possono fornire due definizioni:

- rapporto ottico di concentrazione: è il rapporto tra la radiazione media G_r integrata sulla superficie del ricevitore e la radiazione incidente G_a sulla superficie di apertura del concentratore;

$$C_o = \frac{\frac{1}{A_r} \int G_r dA_r}{G_a} \quad (2.1)$$

- rapporto geometrico di concentrazione: è il rapporto tra l'area di apertura del concentratore A_a e la superficie del ricevitore A_r .

$$C_G = \frac{A_a}{A_r} \quad (2.2)$$

La principale differenza tra le due definizioni è che la prima fa riferimento alla qualità di concentrazione, perché dipende dalla distribuzione della radiazione sul ricevitore, includendo il concetto di concentratore reale; mentre la seconda è solo un rapporto di aree, includendo il concetto di concentratore ideale. Il rapporto ottico di concentrazione deve essere determinato da apposite strumentazioni che riescano a misurare l'intensità della radiazione sul ricevitore, mentre quello geometrico è solo una definizione matematica.

Però entrambi i rapporti sono limitati superiormente dal secondo principio della termodinamica applicato allo scambio radiativo tra Sole e ricevitore.

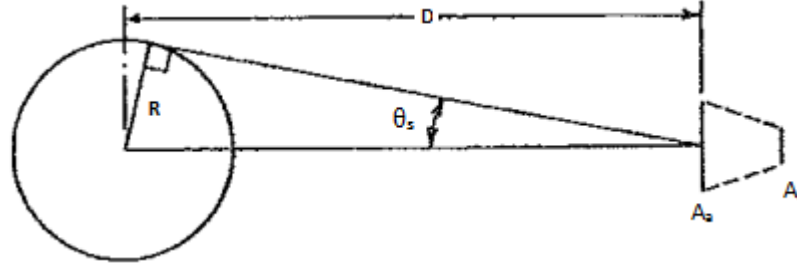


Figura 2-1: Schema geometrico della sorgente e del ricevitore.

Per determinare il valore massimo a cui si può concentrare la radiazione si considerano tali ipotesi:

- la sorgente radiante, il Sole, è disposto ad una distanza D dall'area di apertura del concentratore ed ha una sezione di raggio pari a R ;
- la sorgente radiante e il ricevitore irradiano come dei corpi neri, quindi le leggi di radiazione sono quelle di Stefan-Boltzmann.

La potenza che la sorgente radiante emette verso il ricevitore è:

$$q_{s \rightarrow r} = A_a \frac{R^2}{D^2} \sigma T_s^4 \quad (2.3)$$

Questa equazione è esatta secondo le ipotesi fatte, ma considerando un modello a geometria sferica del ricevitore.

Il ricevitore, essendo un corpo nero, rilascia una potenza radiante ed una frazione di questa ritorna alla sorgente:

$$q_{r \rightarrow s} = A_r F_{r \rightarrow s} \sigma T_r^4 \quad (2.4)$$

Dal secondo principio della termodinamica si ha che $T_r \leq T_s$, altrimenti il flusso termico sarebbe trasferito da una sorgente a più bassa temperatura ad una più alta senza compiere lavoro.

Quindi il limite che interessa è quando $T_r = T_s$, ma in questa condizione i due flussi di radiazione devono essere di uguale intensità:

$$q_{s \rightarrow r} = q_{r \rightarrow s} \quad (2.5)$$

$$\frac{A_a}{A_r} = \frac{D^2}{R^2} F_{r \rightarrow s} \quad (2.6)$$

Poiché al limite $F_{r \rightarrow s}$ tende all'unità, il massimo rapporto di concentrazione per dispositivi circolari è:

$$C \leq C_{MAX} = \frac{D^2}{R^2} = \frac{1}{\sin^2 \theta_s} \quad (2.7)$$

Nel caso in cui interessa una geometria non sferica, ma lineare:

$$C \leq C_{MAX} = \frac{D}{R} = \frac{1}{\sin \theta_s} \quad (2.8)$$

Nel caso in cui il ricevitore è immerso in un dielettrico con indice di rifrazione n , il numeratore risulta pari a n per il modello di geometria lineare o n^2 per quello di geometria sferica.

Considerando come sorgente radiante il Sole (il valore di θ_s è circa 0.27°) si ottengono valori di concentrazione pari a 45000 per i concentratori sferici e 212 per i concentratori lineari, senza mezzo dielettrico, il quale aumenta la concentrazione di quasi il doppio.

La classificazione delle diverse tipologie di concentratore può essere affrontata definendo varie categorie di appartenenza:

- livello di concentrazione;
- metodo di concentrazione;
- forma della radiazione concentrata;
- forma del dispositivo di concentrazione e del ricevitore;
- numero di stadi di concentrazione;
- tipologia del sistema ad inseguimento;
- tipologia di struttura.

2.2.1 Livello di concentrazione

La definizione del livello di concentrazione di un dispositivo non è precisamente definita in letteratura. Innanzitutto bisogna evidenziare rispetto a cosa si definisce il livello “basso”, “medio” e “alto”, cioè a che categoria fare riferimento, se a quella del concentratore o a un contesto più generale.

2.2.2 Metodo di concentrazione

Il fenomeno della concentrazione può essere compiuto con diverse metodologie:

- riflessione;
- rifrazione;
- conversione della lunghezza d'onda;
- diffrazione.

Il processo di riflessione usa come dispositivi gli specchi. I raggi della luce vengono riflessi dalla superficie e concentrati sul ricevitore.

Il processo di rifrazione usa come dispositivi le lenti. I raggi vengono rifratti diversamente in base alla posizione, in modo che vengano concentrati sul ricevitore.

Gli altri due metodi usano delle tecniche particolari come concentratori luminescenti, ologrammi o fibre luminose o altro, ma comunque raramente usate in queste applicazioni.

Il fenomeno della riflessione e della rifrazione si basa principalmente sulla legge di Snell.

Considerando due mezzi diversi con indice di rifrazione n_1 ed n_2 , un raggio luminoso che ha un angolo di incidenza θ_i verrà in parte riflesso ed in parte rifratto, con angoli definiti dalle seguenti relazioni:

$$\theta_i = \theta_{rl} \quad (2.9)$$

$$n_1 \sin \theta_i = n_2 \sin \theta_{rr} \quad (2.10)$$

Queste equazioni possono essere definite in questo modo oppure in una formula vettoriale, spesso usata in programmi di *ray-tracing* per i modelli ottici.

2.2.3 Forma della radiazione concentrata

Quando la radiazione solare viene concentrata da un dispositivo di concentrazione sul ricevitore, i raggi solari possono o non costituire una forma luminosa di una certa intensità. In base a questo fenomeno i concentratori si possono suddividere in due categorie:

- *imaging*;
- *non-imaging*.

Con la prima categoria si raggiungono valori di concentrazione più elevati rispetto alla seconda.

Nel primo caso ogni elemento di area del concentratore va a contribuire nel formare l'immagine luminosa, in base alla posizione ed all'orientamento dell'elemento si influisce in modo diverso. Se il concentratore è ideale avremo infine un'immagine ben definita raggiungendo dei valori elevati di intensità radiante; mentre nel caso reale, per diverse tipologie di errore, l'immagine subirà delle trasformazioni come un allargamento e un decentramento. Avendo una immagine meno definita, più disuniforme e con un'intensità più bassa, si va ad abbassare l'efficienza dell'intero collettore.

In base al tipo di concentratore l'immagine può essere un punto, caso concentratore sferico, oppure una linea, caso concentratore lineare. A parità di area di apertura del concentratore più l'immagine è piccola, maggiore deve essere la precisione della concentrazione e maggiore sarà l'intensità della radiazione solare sul ricevitore, quindi una maggiore criticità termica dei materiali utilizzati.

Come detto sopra, nel caso *imaging*, risulta fondamentale la precisione di concentrazione e la qualità dei materiali che compongono l'immagine, mentre nel secondo caso, poiché non è fondamentale indirizzare i raggi luminosi per comporre l'immagine, è possibile penalizzare la qualità di concentrazione, avendo una distribuzione di radiazione solare meno concentrata e più disuniforme.

2.2.4 Forma del dispositivo di concentrazione e del ricevitore

Il concentratore generalmente può essere:

- lineare o circolare (bidimensionale o tridimensionale);
- continuo o segmentato.

Il ricevitore:

- piatto o curvo (concavo o convesso);
- coperto o scoperto.

2.2.5 Numero di stadi di concentrazione

La concentrazione di un fascio luminoso può avvenire direttamente oppure subire più processi di riflessione/rifrazione, il numero di tali processi definisce il numero degli stadi.

Un esempio di due concentratori a due stadi sono:

- tipo *Cassegranian*: usa due specchi per concentrare la luce;
- tipo *Winston*: usa due superfici di riflessione, una esterna ed una interna, quest'ultima è immersa in un mezzo dielettrico, ciò consente alla radiazione di essere completamente riflessa sul ricevitore, ossia oltre l'angolo limite.

Il numero di stadi deve essere definito in base ai compiti ed agli scopi associati ad ogni componente che forma l'insieme di concentrazione, questo per evitare confusione nella classificazione. Per esempio il concentratore può essere composto da uno specchio primario, il quale concentra i raggi sul ricevitore, sul quale è posto uno specchio secondario. Se quest'ultimo è stato progettato con l'intento di aumentare il fattore di concentrazione allora si ha un dispositivo a due stadi, altrimenti se è stato progettato con l'intento di catturare quei raggi riflessi che escono dalla giusta traiettoria, o per imperfezione dello specchio o per un cattivo puntamento verso il Sole, allora si ha un singolo stadio.

2.2.6 Tipologia del sistema ad inseguimento

I sistemi dell'intero dispositivo sono fissi oppure ad inseguimento a singolo o doppio asse.

Nel caso di inseguimento a due assi il dispositivo può puntare il Sole muovendosi sia lungo la coordinata di elevazione (asse orizzontale) sia lungo quella azimuthale (asse verticale).

Le tipologie più comuni a due assi sono tre:

- a piedistallo: utilizza un sistema piano supportato da un piedistallo centrale. Il principale vantaggio di questa struttura è la semplicità di installazione, ma le elevate tensioni torcenti applicate dal vento creano difficoltà al sistema di servomotori;
- a *roll-tilt*: utilizza un sistema composto da più elementi rotanti e connessioni. Gli elementi rotanti possono essere sostenuti da un tubo centrale, oppure da un telaio situato intorno. Lo svantaggio è dato dalla maggiore rigidità, le sezioni dei componenti devono essere più grandi, ma si hanno dei carichi torcenti da parte del vento molto più ridotti;
- a "tavola-rotante": utilizza un sistema con elementi ad elevazione che ruota su una rotaia circolare. Questo sistema è quello meno esposto all'azione del vento, ma costituisce una struttura più ingombrante.

Nel caso di inseguimento ad un'asse il dispositivo è libero solo in una certa direzione, cioè lungo un asse di rotazione orizzontale o verticale. Per questo motivo il sistema di concentrazione può inseguire il Sole solamente lungo l'elevazione solare o azimuth, ciò causa una riduzione della radiazione raccolta legata all'installazione del dispositivo (sia con l'asse lungo la direzione Nord-Sud sia Est-Ovest).

Nel caso di un sistema fisso si ha che il Sole appare solo in una porzione di cielo e per un certo periodo. La concentrazione per questo motivo può risultare costosa perché mal sfruttata, quindi si cerca di aumentarne l'efficienza, o riempiendo il ricevitore con un elemento dielettrico o concentrando parte della radiazione diffusa o usando un elemento bi-facciale.

Il sistema ad inseguimento può correggere la sua posizione in modo continuo o intermittente con un'operazione manuale o meccanizzata. Più il sistema è semplice meno è costoso, a scapito del livello di concentrazione.

I sistemi continui meccanizzati sono di tre tipi:

- sensori solari: sensori luminosi che con la diminuzione di intensità della radiazione per effetto di un disallineamento, correggono la loro posizione riallineandosi;
- sistemi programmati: utilizzano calcoli astronomici sofisticati per prevedere la posizione del Sole, quindi di conseguenza un programma definisce il movimento del collettore;
- misto: si utilizza di base il sensore solare e poi in caso di nuvole si prosegue con il metodo programmato, oppure si usa di base il sistema programmato con aggiustamenti supplementari eseguiti con sensori solari.

Un aspetto interessante è capire in che modo ogni sistema ad inseguimento differisce dagli altri, questo è stato compiuto da Gaspar et al. (2012) che attraverso il modello “SMARTS” per determinare lo spettro solare in condizioni di cielo limpido, e attraverso un modello per descrivere il funzionamento di diverse configurazioni ad inseguimento per bassi livelli di concentrazione, si sono calcolati l'andamento della radiazione solare e dello spettro durante un giorno con cielo limpido a Cabauw (Olanda) per diversi sistemi. Gaspar et al. (2013) propongono un unico parametro per i diversi dispositivi (APE o *Average Photon Energy*):

$$APE = \frac{\int_{\lambda_{280nm}}^{\lambda_{1500nm}} E_{\lambda} d\lambda}{q_e \int_{\lambda_{280nm}}^{\lambda_{1500nm}} \Phi_{\lambda} d\lambda} \quad (2.11)$$

Dove:

- $E(\lambda)$ è la potenza del fotone in $[W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}]$;
- q_e è la carica elementare, $1.6 \cdot 10^{-19} C$;
- Φ è la densità di flusso di fotoni;

Nella definizione si è considerato il range da 250 nm a 1500 nm perché è la banda di lunghezza d'onda rappresentativa per le celle solari. Si nota che l'indice aumenta con $E(\lambda)$, quindi significa che lo spettro è spostato più verso la zona del blu, viceversa sarebbe spostato verso la zona del rosso.

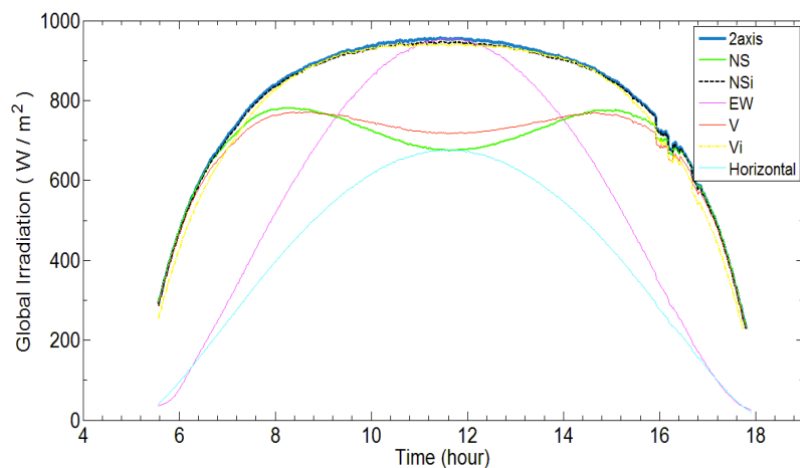


Figura 2-2: Radiazione globale in funzione del tempo per sistemi diversi ad inseguimento.

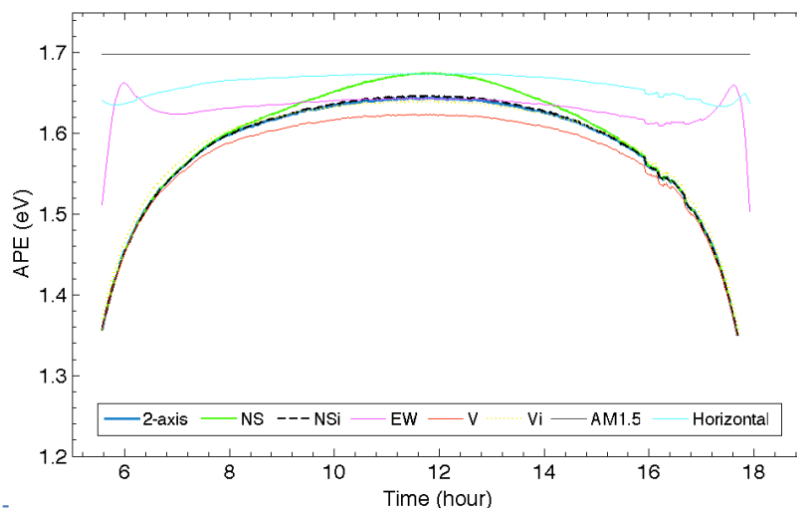


Figura 2-3: Indice APE in funzione del tempo per sistemi ad inseguimento diversi.

Nell'articolo sono stati considerati sistemi ad inseguimento a differenti assi: (verticale (V), N-S orizzontale (NS), N-S inclinato (NSi), due assi (2-axis), E-W orizzontale (EW), verticale inclinato (Vi)) ed anche una superficie orizzontale fissa (H). Dalle figure sopra riportate si nota:

- le configurazioni Vi, NSi e 2-axis sono molto vicine tra loro;
- le configurazioni NS e V nel periodo di alba-tramonto si avvicinano al caso 2-axis, ma a mezzogiorno tendono al caso H;
- la configurazione EW nel periodo di alba-tramonto si avvicina al caso H, mentre a mezzogiorno tende al caso 2-axis.

Per quanto riguarda l'indice APE si notano due limiti, quello superiore H e quello inferiore V, questo è dovuto al fatto che più una configurazione ha un fattore di vista elevato con il terreno, più lo spettro si sposta verso una componente rossa, viceversa verso una componente blu.

2.2.7 Tipologia di struttura

L'intero sistema tradizionalmente è installato su terreno, mentre Rosenthal e Earl (2012) considerano l'eventualità di una struttura galleggiante su acqua.

Questo prototipo cerca di ovviare alle problematiche che si hanno nella comune installazione su terreno:

- alto costo dell'appezzamento di terreno;
- alti carichi da parte del vento sui servomotori, i quali consentono l'allineamento del sistema con la posizione del Sole;
- gestione del calore ad alta temperatura per effetto della concentrazione.

Le problematiche presentate comportano un sistema di supporto ed una capacità di raffreddamento complessa e costosa, tantoché risulta essere la maggior spesa dell'intero impianto.

Nell'articolo si propone una struttura galleggiante su acqua, in modo da sfruttare alcuni vantaggi come:

- rapido ed efficace smaltimento del calore per lo stretto contatto con l'acqua;
- diminuzione del peso del sistema per effetto della spinta di Archimede, ciò consente un risparmio di costo sul rinforzamento della struttura e sul dispositivo ad inseguimento (possibilità di usare servomotori a bassa potenza e corrente);
- riduzione del costo di installazione dovuto all'eliminazione del costo del terreno.

Però l'utilizzo di questo prototipo ha anche degli svantaggi:

- l'installazione del sistema necessita di laghi artificiali con trattamento dell'acqua;
- il sistema non può essere semplicemente installato in un lago naturale perché ne costituirebbe un impatto ambientale, sia per lo spazio occupato sia per il riscaldamento delle acque, il quale può compromettere la vita acquifera;
- il calore smaltito non può essere recuperato per un utile *output* termico, ma viene disperso in acqua ed è necessaria una spesa per il trattamento delle acque se viene raggiunta una certa temperatura critica.

Entrambe le strutture, terrestre o su acqua, hanno i loro vantaggi e svantaggi, ovviamente in base all'analisi del sito si compierà la scelta più economica tra le due.

Tradizionalmente i sistemi più comuni dispongono di un dispositivo ottico a parabola o a lente.

2.2.7.1 Parabola

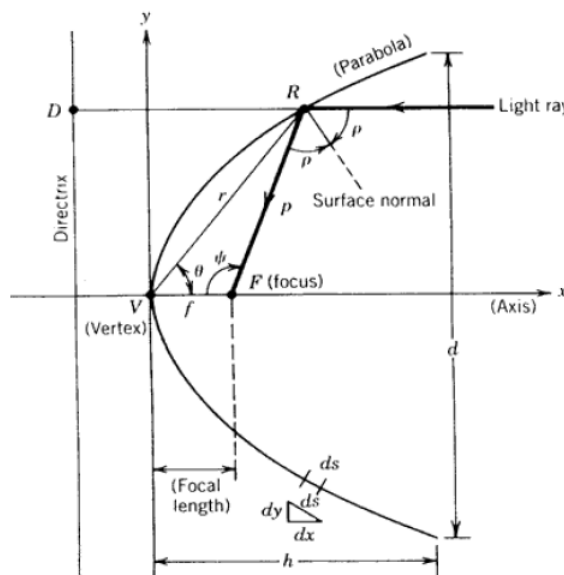


Figura 2-4: Schema geometrico di un concentratore parabolico.

La parabola è il luogo geometrico dei punti equidistanti da un punto, detto fuoco, e da una retta, detta direttrice. Secondo questa definizione, se un raggio solare incide sulla parabola parallelamente all'asse di simmetria allora viene riflesso verso il fuoco. Se si associa l'asse di simmetria con l'asse y e la sua perpendicolare con l'asse x, in modo che l'origine degli assi coincida con il vertice (punto di intersezione tra la curva e l'asse di simmetria), allora l'equazione della parabola è (con F si indica la distanza tra vertice e fuoco):

$$y = \frac{x^2}{4F} \quad (2.12)$$

Un'altra relazione usata è quella che lega la distanza dal fuoco alla parabola, p , e l'angolo tra la distanza e l'asse di simmetria, θ_r :

$$x = p \sin \theta_r = \frac{2F \sin \theta_r}{(1 + \cos \theta_r)} \quad (2.13)$$

Per il dispositivo ottico si considera solo una parte di tale curva, in modo simmetrico oppure asimmetrico, questo è deciso secondo la tipologia di costruzione, per ridurre al minimo gli effetti d'ombra sul dispositivo ottico da parte del ricevitore. Fissando con D la larghezza di costruzione della parabola e con $x=D/2$ si individua anche l'angolo tra una delle estremità e l'asse di simmetria, θ_{rim} (detto angolo di bordo).

I raggi che colpiscono la parabola non sono in realtà paralleli tra di loro né ortogonali alla struttura, ma formano un certo angolo d'incidenza θ_i poiché il Sole non può essere considerato idealmente come un punto. L'effetto di questo angolo è che il raggio non viene indirizzato perfettamente verso il fuoco, ma intercederà il ricevitore ad una certa distanza, l , ottenuta attraverso le regole trigonometriche:

$$l = \frac{2F \sin \theta_i}{\cos \theta_r (1 + \cos \theta_r)} \quad (2.14)$$

Tale valore di l aumenta con l'aumentare dell'angolo θ_r , fino all'estremità con θ_{rim} . In questo modo si può ottenere il rapporto di concentrazione geometrico, sia nel caso di dispositivo lineare che sferico:

$$C_{lin} = \cos \theta_{rim} \frac{\sin \theta_{rim}}{\sin \theta_i} \quad (2.15)$$

$$C_{sf} = \left(\cos \theta_{rim} \frac{\sin \theta_{rim}}{\sin \theta_i} \right)^2 \quad (2.16)$$

Questi valori sono ottenuti per la forma parabolica del dispositivo ottico. La presenza di errori nel sistema ad inseguimento o nella fabbricazione del prodotto portano alla disuniformità del flusso sul ricevitore. Questo si può tradurre come un aumento dell'angolo θ_i . La trattazione degli errori verrà affrontata più in dettaglio nella parte del modello ottico.

2.2.7.2 CPC

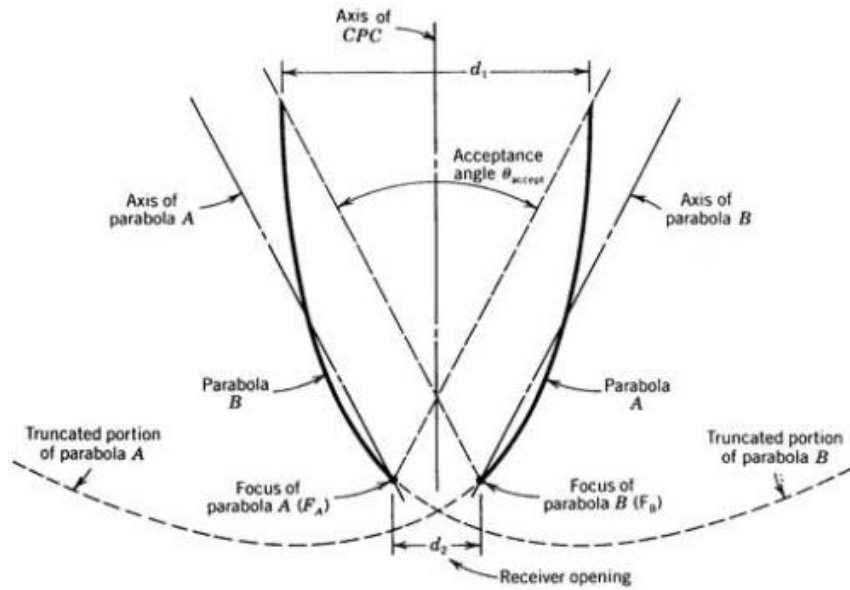


Figura 2-5: Schema geometrico di un concentratore CPC.

Questo dispositivo utilizza sempre una forma parabolica, ma di una costruzione diversa dalla precedente. Mentre prima si fa riferimento ad una semplice parabola, in questo caso si considerano due parabole inclinate, dove i loro fuochi sono le estremità del ricevitore, facendo passare gli assi di simmetria di una parabola per il fuoco dell'altra si individuano le estremità del dispositivo ottico. Questa costruzione permette di creare una trappola per quei raggi solari che incidono sulla struttura con un angolo di incidenza minore o uguale a quello definito tra i due assi di simmetria, detto anche angolo di accettazione.

Questo significa che tutti i raggi incidenti sulla corda superiore del dispositivo, con un angolo maggiore di quello di accettazione, vengono respinti, viceversa con un angolo minore vengono catturati. Detto questo si può dire che entro l'angolo di accettazione il dispositivo si comporta idealmente con un fattore di concentrazione geometrico:

$$C = \frac{1}{\sin \theta_{acc}} \quad (2.17)$$

A differenza dell'angolo θ_s (usato nella dimostrazione del massimo rapporto di concentrazione) si ha θ_{acc} , quindi un angolo molto più grande e un valore di C molto più piccolo.

Se si considera un dispositivo sferico anziché lineare il numero dei raggi respinti aumenta, avendo un valore di C più basso. Il CPC per la sua forma stretta ed allungata non riesce a raggiungere valori alti di concentrazione per questo motivo viene usato raramente come concentratore primario.

Una forma più semplice del CPC è il *V-trough*, si considerano dei tratti rettilinei al posto delle parabole, questo semplifica molto la costruzione del dispositivo, ma diminuisce anche il suo valore di concentrazione.

2.2.7.3 Lente Fresnel

La lente ha una forma tale per cui i raggi incidenti sulla parte superiore subiscono una doppia rifrazione (poiché attraversano due superfici di interfaccia tra il materiale della lente e l'aria), questa è diversa in

funzione della posizione dei raggi che si concentrano in un punto. La forma elementare di una lente è una struttura di tipo asferico, cioè una faccia piana e una iperbolica. Tale costruzione risulta abbastanza semplice, ma molto pesante per lenti larghe. Per questo motivo si usa assottigliare la lente in alcuni punti per renderla più leggera, definendo così la forma della lente Fresnel.

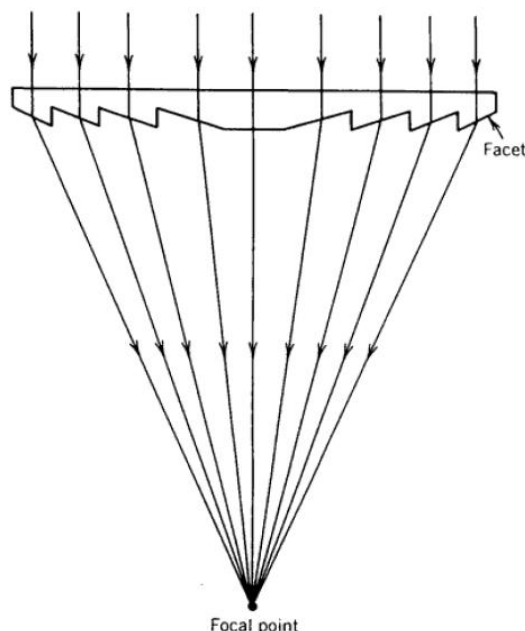


Figura 2-6: Modello ray-tracing di una lente Fresnel.

Tale dispositivo ottico ha un valore di concentrazione che dipende dalla qualità di lavorazione, dal tipo di lente e dai seguenti fattori:

- perdite di riflessione sulla superficie superiore (in parte si risolve con trattamenti antiriflessivi);
- difficoltà di fabbricazione con alta trasmissione, poiché la forma della struttura rende difficile lucidare la parte inferiore;
- nei punti in cui lo spessore è stato assottigliato le pareti non sono perfettamente verticali per motivi di fabbricazione (angolo drift), e i raggi solari che le colpiscono vengono deflessi dal fuoco. In parte questo viene ridotto modificando la superficie superiore da una forma piana ad una forma a cuspidi, il che devia i raggi solari dalle zone di deflessione.

I dispositivi ottici sopra esposti possono essere generalmente associati ad elementi secondari che possono avere tre funzioni diverse:

- aumentare il fattore di concentrazione dell'intero sistema;
- recuperare quei raggi solari che verrebbero persi, perché non esattamente indirizzati verso il ricevitore per errori compiuti dal sistema ad inseguimento;
- uniformare l'intensità della radiazione solare sul ricevitore.

I dispositivi secondari possono assolvere questi compiti tramite il processo di riflessione o di rifrazione. Nel primo caso è soliti usare una struttura *V-troughs*, nel secondo dei CPC riempiti di materiali dielettrici o dei silos dielettrici.

I concentratori hanno lo scopo di indirizzare la radiazione solare su un ricevitore nel modo più uniforme possibile.

Il loro funzionamento corretto può essere compromesso principalmente da:

- Spazi di collegamento (*Gaps*) tra i vari elementi concentratori per motivi di tolleranza dimensionale e posizionale, creando degli effetti d'ombra sul ricevitore. Questo può essere corretto applicando delle innovazioni sulla costruzione del concentratore ottico, per esempio nel caso di sistemi parabolici lineari si può ricorrere alla doppia curvatura per mitigare l'effetto *Gap*.
- Tolleranze di costruzione del profilo del concentratore. Questo può essere verificato attraverso strumentazioni apposite, per esempio nel caso di sistemi parabolici lineari viene fatto passare un fascio laser parallelo all'asse di simmetria su tutto il concentratore, verificando con un sensore ottico se il laser viene riflesso correttamente sul fuoco.

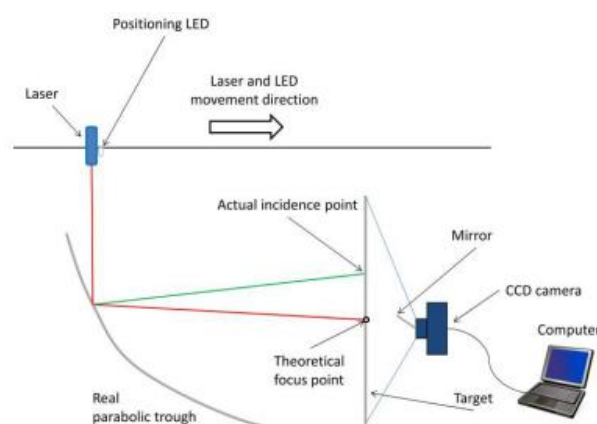


Figura 2-7: Verifica delle tolleranze geometriche di un concentratore parabolico riflettente tramite tecnologia laser.

- Sporcamiento della superficie del concentratore. Questo può essere risolto affrontando delle analisi tra la performance del sistema e il costo della pulizia, definendo un tempo critico per intervenire con operazioni di manutenzione. Il problema è stato affrontato da Sanchez et al. (2012) che definiscono un modello nel quale come *input* si utilizza la produzione reale dell'impianto, tenendo conto del costo della pulizia, del costo della elettricità nella locazione in cui si trova e della tecnologia dell'impianto. Si nota che con il passare del tempo gli specchi risentono dello sporcamiento, ciò porta al deterioramento della performance dell'impianto. La riduzione di efficienza ha un andamento di tipo logaritmico, cioè l'influenza dello sporcamiento è rilevante subito dopo una pulizia, poi ha via via un peso minore, assumendo infine un valore stabile. Nell'articolo si definiscono l'intervallo di tempo in cui il grado di sporcamiento diventa stabile, nominato *critical time* (TC), l'incremento di potenza a causa della pulizia e l'intervallo tra due pulizie consecutive è detto *limit time* (TL). Dal modello si è capito che il periodo di pulizia migliore economicamente è quello nel periodo estivo per $TC < TL$. Al di fuori del modello devono essere considerati i fenomeni meteorologici positivi e negativi riguardo ai costi di pulizia. Infatti nel caso di pioggia forte si ha comunque un incremento della performance dell'impianto, consentendo un risparmio nella pulizia; invece nel caso di pioggia troppo debole (che forma una specie di fanghiglia sull'impianto), vento forte e tempeste di sabbia si deve intervenire con delle pulizie speciali, con conseguente aumento dei costi di manutenzione.

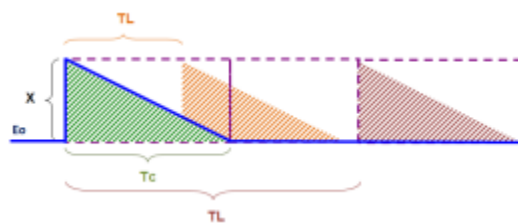


Figura 2-8: Modello di pulizia per l'impianto.

- Errori del sistema ad inseguimento: per verificare il corretto allineamento con la posizione del Sole Norton et al. (2012) propongono di riportare la produzione energetica dell'impianto in funzione dell'energia solare. Questo grafico ha un andamento lineare. Quando si nota una variazione di inclinazione del grafico allora la causa maggiore è dovuta ad un errore del sistema ad inseguimento o a un suo malfunzionamento.

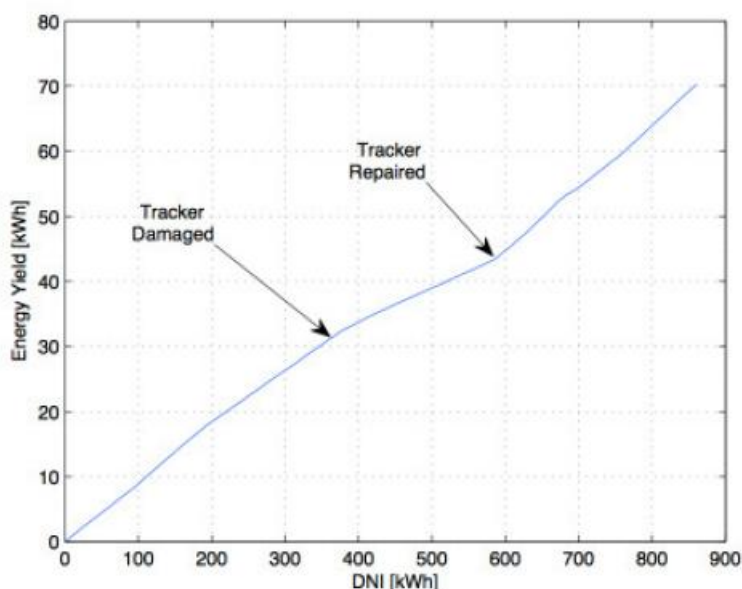


Figura 2-9: Produzione energetica di un impianto in funzione dell'energia solare.

2.3 Celle fotovoltaiche

2.3.1 Concetti base

Un atomo è composto da tre tipi di particelle, il protone (carica positiva) e il neutrone (caricamente neutro), che compongono il nucleo, e l'elettrone (carica negativa) che compone la parte periferica. Il numero di queste particelle va a definire il tipo di atomo nella tavola periodica degli elementi.

Secondo la teoria gli elettroni occupano degli stati energetici che si raggruppano in bande di energia, le quali sono di tre tipologie:

- banda di valenza: occupata da elettroni che presiedono il legame chimico con altri atomi e sono vincolati alla struttura cristallina;
- banda di conduzione: occupata da elettroni che presiedono il fenomeno della conducibilità elettrica del materiale e sono liberi di muoversi;

- banda proibita: non è occupata da elettroni ed è collocata tra la banda di valenza e quella di conduzione.

Affinché l'elettrone cambi posizione, cioè passi da uno stato energetico più basso ad uno più alto, o dalla banda di valenza a quella di conduzione, gli deve essere fornita energia. Il valore di tale energia dipende dalla disposizione degli stati energetici e delle bande, quindi dalla larghezza della banda proibita.

La posizione della banda di valenza rispetto a quella di conduzione definisce l'estensione della banda proibita, caratterizzando così i materiali in base alla conducibilità elettrica:

- materiali conduttori: la banda di valenza è molto vicina o sovrapposta a quella di conduzione, questo significa una banda proibita piccola o assente, cioè basta una minima energia affinché l'elettrone si trovi nella banda di conduzione;
- materiali isolanti: la banda proibita è molto ampia, quindi il passaggio dell'elettrone deve essere coperto da una quantità di energia molto più grande;
- materiali semiconduttori: la banda proibita è ridotta in modo che l'elettrone possa compiere il passaggio con una quantità più piccola di energia.

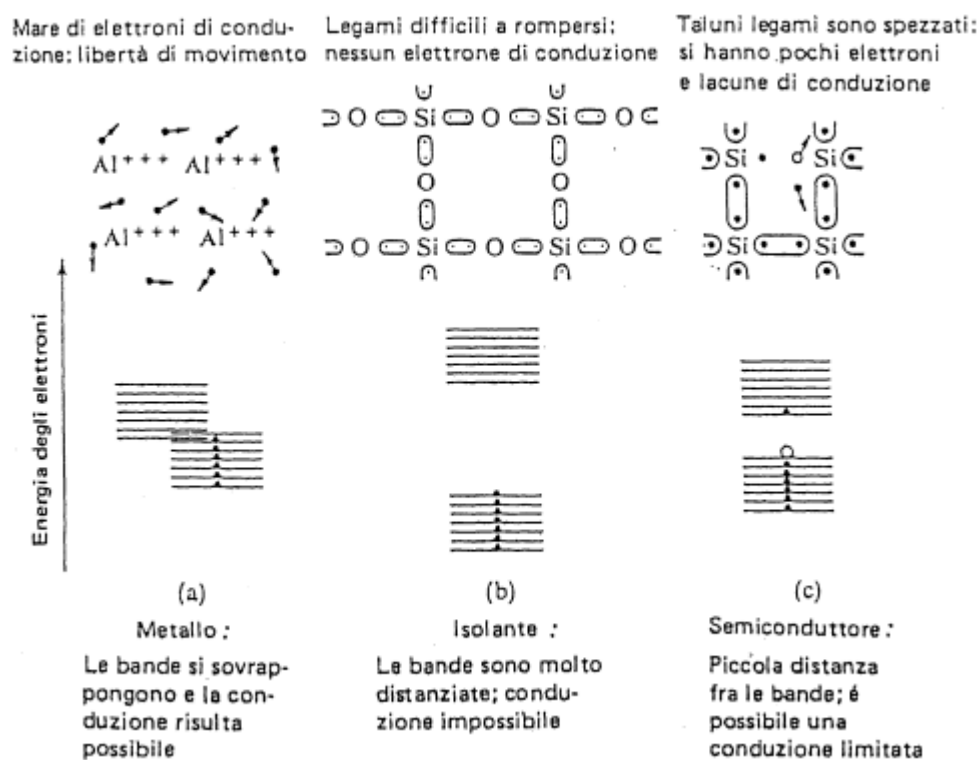


Figura 2-10: Rappresentazione schematica atomica e a bande di energia per un conduttore, un isolante e un semiconduttore intrinseco.

La quantità di energia che bisogna fornire all'elettrone, per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione, è chiamata *energy gap* ed è misurata in [eV].

Il salto dell'elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione in un semiconduttore, comporta la formazione di una lacuna nella banda di valenza. Per questo motivo si può considerare un movimento di cariche negative nella banda di conduzione e di cariche positive nella banda di valenza. Il semiconduttore è detto intrinseco se ad ogni elettrone nella banda di conduzione corrisponde una lacuna nella banda di valenza, però in questo modo abbiamo un materiale che tende a comportarsi quasi come un isolante, poiché la sua conducibilità è comunque limitata. Per questo motivo solitamente ai semiconduttori vengono

aggiunte delle impurezze, processo di drogaggio, in modo da avere uno squilibrio tra le lacune e gli elettroni, quindi sfruttando una corrente generata da lacune o da elettroni.

Nel caso si droghi il semiconduttore con un elemento di gruppo periodico superiore, significa che nel formare i legami chimici avanzano degli elettroni, ai quali però non corrispondono delle lacune. Tale elemento viene chiamato “atomo donatore” e il semiconduttore è di tipo N.

Nel caso si droghi il semiconduttore con un elemento di gruppo periodico inferiore, significa che avanzano delle lacune, alle quali non corrispondono degli elettroni. Tale elemento viene chiamato “atomo accettore” e il semiconduttore è di tipo P.

Come spiegato precedentemente nel semiconduttore di tipo P e N non si ha un bilanciamento dei portatori di carica, ma avendo drogato materiali neutri con elementi neutri si ottengono comunque semiconduttori drogati neutri.

La statistica di Fermi è un modello matematico che calcola la probabilità di trovare un elettrone in uno stato energetico all'interno di una banda in una struttura solida. La funzione di probabilità considera il prodotto tra la probabilità che l'elettrone occupi una certa posizione e la densità degli stati energetici che compongono la banda. Si definisce livello di Fermi (E_f) quel livello energetico per cui la probabilità che un elettrone lo occupi sia del 50%. Si nota che in un semiconduttore intrinseco E_f sarà posizionato esattamente tra la banda di conduzione e quella di valenza, mentre nel caso N sarà più verso la prima e nel caso P più verso la seconda.

2.3.2 Giunzione PN

L'unione di un semiconduttore di tipo P e di tipo N definisce una giunzione PN. Si può avere:

- giunzione omopolare: se i due semiconduttori uniti sono dello stesso elemento;
- giunzione eteropolare: se i due semiconduttori uniti sono di elementi diversi;
- cella PV monogiunzione: se la cella fotovoltaica è formata da un'unica giunzione;
- cella PV multigiunzione: se la cella fotovoltaica è formata da più giunzioni in serie/parallelo.

Nella giunzione PN si avrà un fenomeno diffusivo, gli elettroni in eccesso nel semiconduttore N andranno verso il semiconduttore P e il contrario per le lacune. Questo fenomeno genera una “zona di svuotamento” e un campo elettrico interno da N a P che contrasta il movimento diffusivo delle cariche, raggiungendo una stabilità di forze nell'equilibrio termodinamico. Il movimento diffusivo delle cariche alza le bande del semiconduttore P e abbassa quelle del semiconduttore N, in modo che il livello di Fermi nel caso di equilibrio termodinamico rimanga costante attraverso la giunzione, avendo una distorsione delle bande. Se si applica una tensione esterna nel senso del campo elettrico, questo si intensificherà ostacolando il movimento delle cariche, nel caso opposto si affievolirà favorendo il passaggio di corrente (effetto diodo).

2.3.3 Effetto fotoelettrico

La radiazione solare contiene energia in pacchetti discretizzati chiamati fotoni, questa è funzione della lunghezza d'onda secondo la legge di Planck. Se la giunzione PN è sottoposta a radiazioni si possono avere quattro sviluppi:

- il fotone incidente sulla superficie della giunzione può essere riflesso, questo deve essere evitato attraverso rivestimenti antiriflettenti o trattamenti superficiali;

- il fotone ha una lunghezza d'onda alta, quindi un'energia bassa e non sufficiente per eccitare l'elettrone, risultando trasparente alla giunzione;
- il fotone ha una lunghezza d'onda tale che ha un'energia pari all'*energy gap*, quindi sufficiente per eccitare l'elettrone e portarlo dalla banda di conduzione a quella di valenza;
- il fotone ha una lunghezza d'onda bassa, quindi un'energia maggiore dell'*energy gap* e il *surplus* energetico viene trasformato in calore.

Anche se il fotone ha una energia uguale all'*energy gap* o superiore può essere che non venga assorbito e che attraversi la giunzione PN, ciò si evita con un aumento dello spessore della giunzione o con trattamenti riflettenti sulla parte posteriore, in modo che il fotone riflesso venga successivamente assorbito. Inoltre è possibile che il fotone non possa essere direttamente assorbito dall'elettrone, portando alla distinzione di due categorie di semiconduttori:

- a *Gap* diretto: l'energia del fotone può essere assorbita direttamente dall'elettrone;
- a *Gap* indiretto: l'energia del fotone non può essere assorbita direttamente dall'elettrone, ma è necessario l'intervento di una terza particella, chiamata fonone, alla quale l'elettrone per essere promosso deve cedere parte della sua quantità di moto, questo per il fatto che lo strato energetico più alto della banda di valenza ha una quantità di moto diversa dallo strato energetico più basso della banda di conduzione.

La differenza tra queste due tipologie sta nella efficienza di assorbimento dei fotoni da parte della giunzione PN.

L'elettrone appena eccitato può evolvere in due modi:

- l'azione del campo elettrico interno favorisce il ritorno dell'elettrone nella zona N e della lacuna nella zona P, questo può avvenire attraverso la zona di svuotamento oppure attraverso un circuito esterno collegato alle due zone della giunzione, attraverso contatti metallici;
- subisce un processo di ricombinazione, ossia l'elettrone ritorna alla banda di valenza cedendo energia, tornando in una condizione di equilibrio.

Il secondo punto è la chiave dell'efficienza della conversione fotoelettrica, perché, ovviamente, la ricombinazione definisce i restanti elettroni o le lacune che compongono la corrente all'uscita della cella fotovoltaica.

2.3.4 Perché suddividere lo spettro

Dato uno spettro solare si ha che, chiamato $E(\lambda)$ il valore della radiazione solare al valore λ di lunghezza d'onda, il valore totale G è:

$$G = \int_{\lambda_{MIN}}^{\lambda_{MAX}} E(\lambda) d\lambda \quad (2.18)$$

Considerando la forma stilizzata di uno spettro solare in un intervallo $d\lambda$ intorno a λ , la potenza corrispondente risulta:

$$dG_{\lambda} = E_{\lambda} d\lambda = d\dot{n}_{\lambda} \frac{hc}{\lambda} \quad (2.19)$$

$$d\dot{n}_\lambda = dE_\lambda \frac{\lambda}{hc} d\lambda \quad (2.20)$$

Dove:

- $d\dot{n}_\lambda$ è il numero di fotoni al secondo che cadono nell'intervallo $d\lambda$ intorno a λ ;
- E_λ è il valore della potenza corrispondente al valore di lunghezza d'onda λ ;
- $\frac{hc}{\lambda}$ è il valore dell'energia corrispondente al fotone di lunghezza d'onda λ .

Una cella monogiunzione è caratterizzata dal proprio valore dell'*energy gap*. Non tutta l'energia del fotone è sfruttabile, ma solo quella pari all'*energy gap*, quindi il *surplus* di energia contenuto nel fotone viene disperso.

Il valore della potenza solare sfruttabile è:

$$dG'_\lambda = d\dot{n}_\lambda \frac{hc}{\lambda_{gap}} \quad (2.21)$$

Dalla combinazione delle equazioni precedenti si ottiene:

$$dG'_\lambda = E_\lambda \frac{\lambda}{\lambda_{gap}} d\lambda \quad (2.22)$$

Questo significa che la potenza solare, maggiore dell'*energy gap* al secondo, sfruttabile da una cella solare monogiunzione è pari alla potenza corrispondente alla lunghezza d'onda λ , diminuita di un fattore λ/λ_{gap} .

La potenza totale sfruttabile è:

$$G' = \int_0^{\lambda_{gap}} dG'_\lambda \quad (2.23)$$

Dalla definizione si nota che la scelta dell'*energy gap* influenza la potenza totale sfruttabile:

- un valore più alto dell'*energy gap* permette di sfruttare meglio il *surplus*, ma restringe il campo di lunghezza d'onda;
- un valore più basso dell'*energy gap* permette di sfruttare un campo di lunghezza d'onda più basso, ma con un *surplus* sprecato maggiore.

La scelta dell'*energy gap* principalmente è in funzione della tipologia, delle caratteristiche operative della cella monogiunzione ed del tipo di spettro solare.

Per ottenere un migliore sfruttamento dello spettro solare si può suddividere quest'ultimo in bande di lunghezza d'onda ed associare ognuna ad una corrispettiva giunzione PN, detta subcella.

Questo si fa definendo le *energy gap* delle singole giunzioni. La potenza sfruttabile dalla singola giunzione è quella definita dall'equazione sopra: ogni giunzione opera tra la sua *energy gap* e quella della giunzione a *energy gap* maggiore. In questo modo è possibile spezzettare lo spettro solare in elementi tanto maggiori quanto il numero delle giunzioni PN utilizzate, approssimando il profilo della potenza totale sfruttabile a quello dello spettro solare e aumentando l'efficienza di raccolta della radiazione solare.

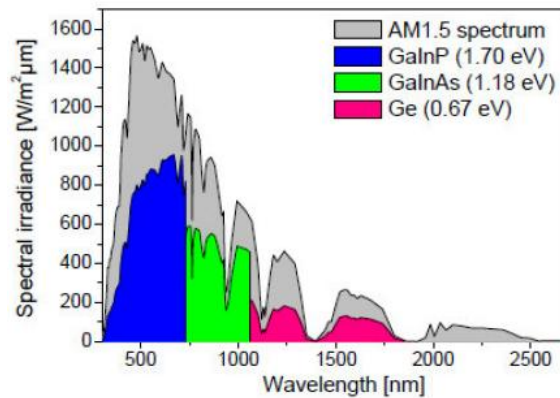


Figura 2-11: Intervalli dello spettro solare corrispondenti alle subcelle di una cella a tripla giunzione.

La definizione della potenza totale sfruttabile si riferisce solo all'energia del fotone e non ad altri meccanismi di perdita, quindi ad un'efficienza che è solo teorica.

L'insieme delle giunzioni è ciò che definisce una cella solare fotovoltaica multi giunzione. Teoricamente la sua efficienza è stata definita da Henry (1980) in funzione del numero delle giunzioni.

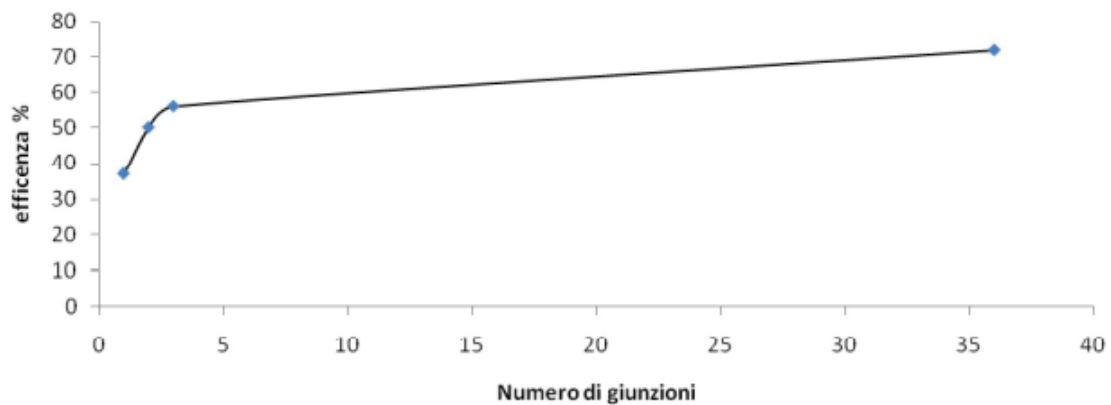


Figura 2-12: Valore dell'efficienza di una cella multi giunzione in funzione del numero di giunzioni.

Dal grafico si nota un andamento crescente tra efficienza e numero di giunzioni inizialmente in modo rapido e poi più lento, definendo un "ginocchio" nella curva.

Si nota che aumentare il numero delle giunzioni fino al ginocchio della curva o leggermente oltre è vantaggioso in rapporto benefici/costo, raggiungendo una efficienza teorica tendente al 60%.

2.3.5 Configurazione delle celle

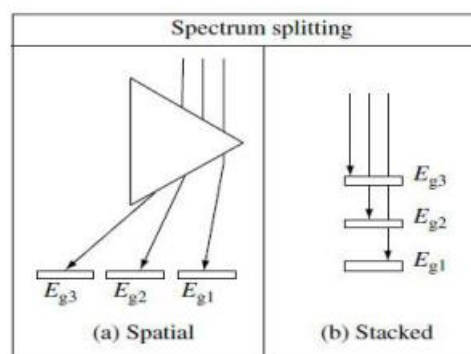


Figura 2-13: Metodi per la spartizione dello spettro nelle subcelle corrispondenti di una cella a tripla giunzione.

Forse il metodo concettualmente più semplice per compiere la spartizione dello spettro può essere quella di utilizzare un dispositivo ottico, come un prisma, potendo associare ogni fetta di spettro solare alla corrispondente giunzione (*spatial configuration*). Questa operazione risulterebbe meccanicamente ed otticamente complessa, per questo motivo è preferibile collocare le giunzioni in una pila dalla *energy gap* più alta a quella più bassa (*stacked configuration*). In questo modo le giunzioni funzionano da filtri ottici, cioè ognuna seleziona la propria regione di spettro corrispondente, facendo passare il resto. Il comportamento ideale di ogni giunzione è quello di essere altamente assorbente entro la propria banda di lunghezza d'onda e altamente trasparente al di fuori del proprio intervallo. Questa configurazione prevede la fabbricazione della cella attraverso crescita epitassiale delle subcelle su un substrato in un'unica pila, ossia in modo monolitico. In questa unica struttura le subcelle possono essere collegate elettricamente in vari modi e questo definisce la logica del loro funzionamento:

- In parallelo con isolamento: le subcelle sono connesse in parallelo, quindi devono essere perfettamente isolate elettricamente tra di loro all'interno della struttura monolitica. Tale connessione permette di evitare vincoli sulla polarità delle subcelle, sulla tensione e sulla corrente, ma la problematica sta nella fabbricazione dell'intera cella.
- In parallelo senza isolamento: le subcelle sono connesse in parallelo, però la struttura monolitica è più semplificata, infatti le subcelle non devono essere isolate e tra di esse viene progettato uno strato per il contatto elettrico intermedio. Anche in questo caso non si hanno vincoli sulla polarità.
- In serie: le subcelle sono connesse in serie e questo comporta dei vincoli, infatti in questa configurazione deve esserci stessa polarità e stessa corrente erogata da ogni subcella. Per questo motivo deve essere fatta una scelta sulle *energy gap* di ogni subcella in modo che vi sia corrispondenza tra le correnti erogate, in caso contrario le subcelle saranno vincolate alla subcella che eroga meno corrente, compromettendo l'efficienza dell'intera cella. Il vantaggio di questa configurazione sta nella semplicità, nella fabbricazione e nell'installazione, dal momento che il numero dei terminali da gestire è la metà rispetto al primo caso.

2.3.6 Costruzione delle celle multigiunzione

Le problematiche principali che riguardano la costruzione della cella multigiunzione sono:

- scelta dell'*energy gap* di ogni subcella;
- corrispondenza di corrente nel caso di connessione in serie delle subcelle;
- corrispondenza reticolare;
- tecnica di fabbricazione (cenni);
- configurazione di connessione.

2.3.6.1 Scelta dell'*energy gap* di ogni subcella

Come detto in precedenza la potenza totale sfruttabile da ogni subcella, quindi la corrente erogata, è determinata dalla scelta dell'*energy gap*. Quest'ultima deve essere affrontata tenendo in considerazione le condizioni operative (soprattutto la temperatura) e la tipologia di spettro solare della locazione in cui si trova, cioè i gas contenuti nell'atmosfera, l'indice di chiarezza e la massa d'aria.

Generalmente lo spettro che si considera è quello a AM 1.5 secondo norma, però attraverso dei modelli matematici è possibile far riferimento ad uno spettro in cui vengono considerati lo stesso valore di AM e i valori medi della composizione dell'atmosfera (gas e vapore acqueo) nel tempo.

Poiché lo spettro solare varia, l'andamento della potenza solare in funzione della lunghezza d'onda cambia, quindi anche il comportamento delle singole subcelle. Infatti uno spostamento dello spettro su lunghezze d'onda minori andrà ad aumentare la produzione di corrente sulle subcelle ad *energy gap* maggiore. Al

contrario su lunghezze d'onda maggiori la produzione di corrente aumenta sulle subcelle ad *energy gap* minore.

Le variazioni dello spettro solare possono essere dovute a:

- Fluttuazioni spettrali: l'allontanamento dello spettro da quello di riferimento ad AM 1.5 è dovuto al cambiamento della posizione del Sole nel cielo e dalle variazioni climatiche significanti. Jaus e Gueymard (2012) dagli indici di *input*, quali l'Aerosol Optical Depth (il coefficiente di estinzione integrato su una colonna verticale di sezione unitaria), le precipitazioni, lo zenith solare e il coefficiente di estinzione dell'aerosol su lunghezza d'onda ("Angstrom exponent"), costruiscono una gamma di spettri attraverso un modello matematico (SMARTS). Poi definiscono da questa gamma uno spettro statistico che viene rapportato a quello di riferimento con l'introduzione di un indice. In questo modo si capisce quali siano i parametri *input* che influenzano di più l'indice e quindi lo spettro solare, permettendo a priori di ottimizzare la progettazione delle celle. Dall'articolo si conclude che è l'AOD quello che influisce di più, infatti cambiando valore si ha un significativo spostamento dello spettro sulla lunghezza d'onda.
- Aberrazione cromatica: è causata dal dispositivo ottico che precede il ricevitore, causando una variazione dello spettro in modo puntuale sulle celle.

Si è detto che oltre ai cambiamenti dello spettro ciò che influenza molto è la temperatura della cella, infatti questa determina il valore di *energy gap* a cui sta lavorando la subcella. L'*energy gap* variando con la temperatura influenza la corrente che produce la subcella limitante, quindi globalmente si può avere una variazione di corrente nel caso di connessione serie. R.K.Jones et al. (2012) affermano che è possibile progettare in modo ottimizzato la cella considerando l'interazione tra il sistema ottico, l'atmosfera e la temperatura della cella. R.K.Jones suggerisce come progettare la cella in modo da avere un controbilanciamento tra il coefficiente di temperatura della corrente e quello della tensione, riducendo la forte dipendenza dell'efficienza della cella con la temperatura, considerando anche l'influenza del dispositivo ottico e dell'atmosfera sullo spettro solare.

2.3.6.2 Corrispondenza di corrente nel caso di connessione in serie delle subcelle

Data una cella multigiunzione costruita con materiali scelti, dove le subcelle sono connesse in serie, si ha che ogni subcella genera un certo valore di corrente. Il modo con cui è stata fabbricata la cella e come essa funziona determina la corrispondenza di corrente tra le varie subcelle. Se quest'ultima viene rispettata allora l'intera cella opera efficientemente, nel caso contrario ci sarà un *mismatch* di correnti e la cella sarà costretta a lavorare al valore di corrente più basso della subcella, cioè al valore di corrente della subcella limitante.

Per ovviare questo problema si può intervenire generalmente in due modi:

- dal punto di vista operativo: si cerca di far funzionare la cella in modo che la subcella limitante eroghi una corrente più vicina alle altre, ma non sempre è possibile;
- dal punto di vista costruttivo (variazione nel drogaggio, spessore delle subcelle, qualità della struttura cristallina, variazione dei materiali delle subcelle...): si cerca di intervenire dal punto di vista strutturale della cella, ma questo può generare centri di ricombinazione.

2.3.6.3 Corrispondenza reticolare

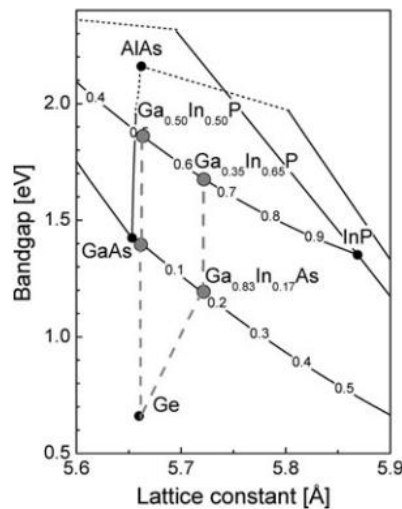


Figura 2-14: Materiali semiconduttori rappresentati in funzione del valore dell'*energy gap* e della costante reticolare.

La qualità della struttura monolitica della cella è fondamentale, infatti se non c'è corrispondenza tra le costanti reticolari delle subcelle si creano delle tensioni e degli *stress* nel reticolo cristallino. Queste tensioni si hanno quando si cerca di far crescere un singolo strato cristallino epitassialmente su un altro strato, con la costante reticolare diversa dal primo. Quindi l'obiettivo è far crescere epitassialmente gli strati delle subcelle su un substrato con la stessa costante reticolare. Nel caso gli strati siano leggermente diversi si può intervenire con il drogaggio e con l'introduzione di impurezze per variare la costante reticolare di ciascun strato secondo la legge di Vegard. Se tramite questa operazione non si riuscisse a raggiungere la corrispondenza reticolare voluta tra i due strati con la costante reticolare diversa, allora si interviene con uno strato "tampone", chiamato *buffer*. Questo problema nasce per esempio nella cella a tripla giunzione InGaP/InGaAs/Ge, dove le subcelle InGaP e InGaAs hanno più o meno la stessa costante reticolare, mentre è diversa quella della subcella Ge. Nel caso contrario (per le subcelle InGaP e InGaAs) si interviene variando la percentuale di Indio secondo la legge di Vegard.

Una cella multigiunzione costruita secondo un certo processo di fabbricazione con la corrispondenza reticolare tra le subcelle viene chiamata tecnicamente *Lattice-Matched multijunction solar cell* (LM).

Tale struttura permette di ottenere all'interno del reticolo cristallino una condizione di *stress* la più bassa possibile, però non è detto che vi sia una situazione ottima dal punto di vista della corrispondenza di corrente tra le varie subcelle. Infatti per una cella LM tripla giunzione InGaP/InGaAs/Ge non si ha una condizione ottimale, perché nonostante vi sia corrispondenza reticolare, la scelta delle *energy gap* è tale per cui le subcelle erogano correnti diverse; in particolare la subcella InGaAs è quella che sfrutta la parte più piccola dello spettro, producendo la corrente più bassa, mentre quella della subcella InGaP è maggiore dell'11% circa e quella della subcella Ge è quasi il doppio.

Da questo punto si può procedere in due diversi modi:

- mantenere il più possibile la corrispondenza reticolare, quindi cercare di modificare le *energy gap* con l'uso di subcelle diverse o altri metodi (impurezze, spessore delle subcelle...), però generalmente la condizione LM vincola fortemente il valore delle *energy gap*;
- analizzare la condizione ottimale delle *energy gap*.

L'ottimizzazione dell'*energy gap* viene fatta tramite l'utilizzo di modelli matematici elaborati con programmi che definiscono il rendimento teorico della cella, mettendo in relazione le *energy gap* delle subcelle ad un certo valore di concentrazione, di temperatura e di spettro solare, che saranno le condizioni operative dell'intera cella multigiunzione.

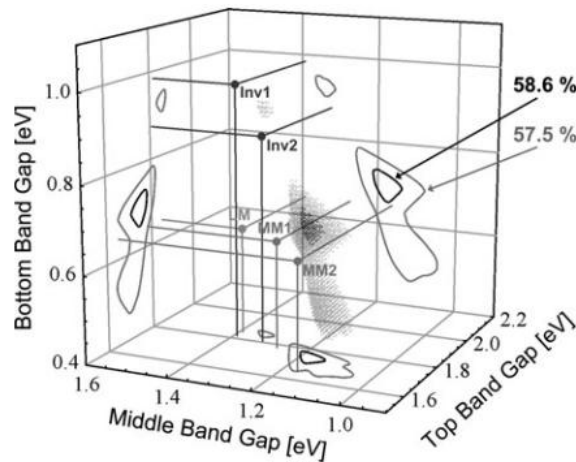


Figura 2-15: Rappresentazione dei valori massimi di efficienza di una cella a tripla giunzione in funzione del valore delle *energy gap* delle tre subcelle per certe condizioni di temperatura, concentrazione e spettro.

Dal grafico si può notare che si determinano più massimi locali di efficienza, questo è dovuto alle caratteristiche che assume lo spettro entro l'atmosfera e la sua interazione con quest'ultima.

La corrispondenza ottimale delle tre subcelle non si può ricavare semplicemente con una costruzione LM della cella. Per questo motivo se si vuole variare con più elasticità il valore dell'*energy gap* di una subcella, quest'ultima viene costruita secondo una struttura metamorfica, violando la corrispondenza reticolare, questa cella a tripla giunzione viene chiamata *MetaMorphic or Lattice-MisMatched multijunction solar cell* (MM). La nomenclatura è seguita da un numero per definire quante subcelle sono costruite con una struttura metamorfica. Questa configurazione della cella permette di abbassare i valori delle *energy gap* delle subcelle più alte, permettendo a queste di coprire uno spettro più ampio, quindi un'erogazione di corrente maggiore, avvicinandosi al valore della subcella più bassa e aumentando l'efficienza della cella.

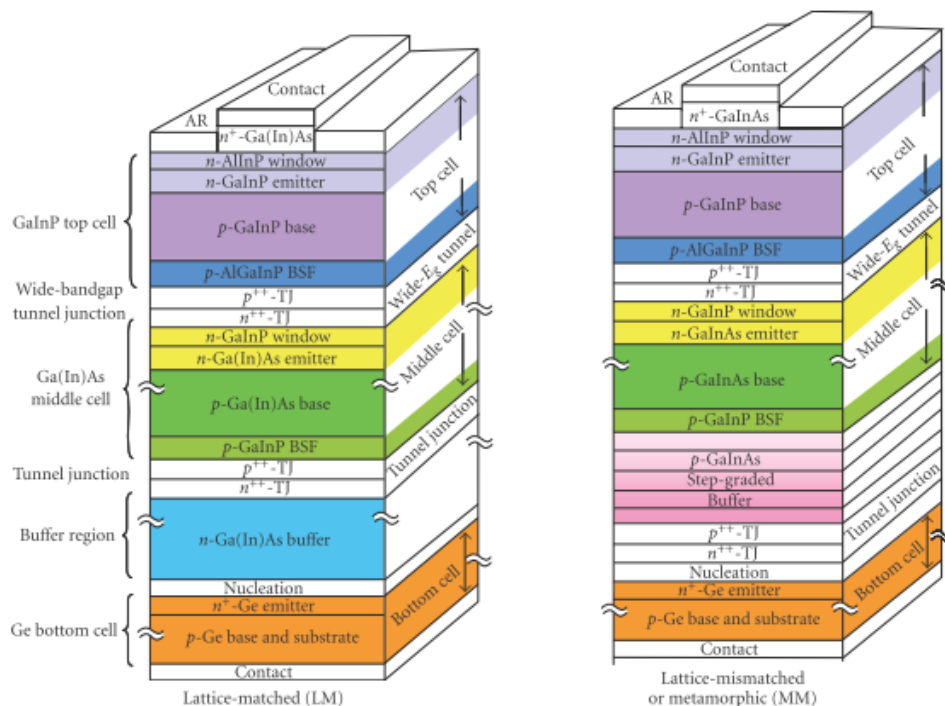


Figura 2-16: Stratigrafia di una cella *Lattice-Matched multijunction solar cell* (LM) e di una cella *MetaMorphic or Lattice-MisMatched multijunction solar cell* (MM).

Il problema nell'utilizzare una struttura metamorfica è quello di non avere una corrispondenza reticolare, il che causa la formazione di dislocazioni nelle zone attive della cella, arricchendola di centri di ricombinazione e facendo crollare la sua efficienza. Questo può essere superato introducendo, tra la

subcella metamorfica e non, più strati tampone che costituiscono lo *Step-graded buffer*. Questi strati possono essere formati da materiali come InGaP o InGaAs con valori di In che variano in funzione del valore della costante reticolare che bisogna avere in ogni strato tampone.

Gli strati tampone permettono di passare da una subcella ad un'altra con una diversa costante reticolare per gradi (*step*), andando a mitigare l'effetto delle dislocazioni. Molto importante è il valore massimo della costante reticolare dello strato tampone più alto perché in questo modo si possono bilanciare le forze di tensione e compressione all'interno della struttura. Si permette così di spostare la concentrazione dei difetti (o dislocazioni) dalla parte attiva della cella alla parte inattiva, ossia dentro gli strati tampone. Tale operazione permette di eliminare centri di ricombinazione nella parte attiva della cella, allungando la vita delle coppie elettrone-lacuna. L'efficienza della cella è influenzata dalle caratteristiche di questi strati tampone, in particolare dalla capacità di confinare le dislocazioni e dalla trasparenza. La prima caratteristica può essere migliorata introducendo dei materiali con una certa durezza come il GaInNAs, mentre la seconda con l'aggiunta di alluminio.

R.R.King et al. (2007) espongono la differenza delle predette di efficienza tra una cella a tripla giunzione LM e una MM:

- le perdite associate al *surplus* di energia del fotone rispetto all'*energy gap*, nelle prime due subcelle sono minori nella LM perché i valori delle *energy gap* sono più alti;
- la perdita associata al *surplus* di energia del fotone, rispetto all'*energy gap*, nella terza subcella è minore nella MM perché i fotoni che la raggiungono hanno energia mediamente più bassa;
- la struttura metamorfica ha una presenza di dislocazioni maggiori, quindi la differenza ($E_g - V_{oc}$), essendo un indicatore chiave della soppressione dei centri di ricombinazione, sarà migliore nel caso LM;
- le perdite di ombreggiamento per la griglia metallica superiore, dovuta al contatto elettrico, e le perdite di resistenza sono maggiori nel caso MM, perché avendo una vicinanza maggiore all'ottimo set di *energy gap* si ha un valore di corrente più elevato

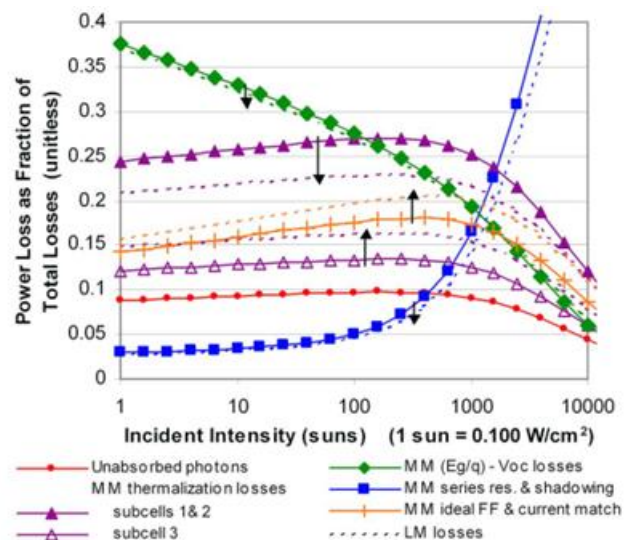


Figura 2-17: Confronto tra gli andamenti delle varie tipologie di perdita di una cella LM e MM in funzione del livello di concentrazione.

Confrontando queste qualità tra le due celle sembra che la MM si comporti in modo peggiore rispetto la LM, ma la perdita che pesa di più è quella dovuta alla non corrispondenza di corrente tra le varie subcelle, questa è maggiore nella LM. Per questo motivo aumentando le subcelle metamorfiche nella cella si ha una riduzione significativa delle perdite associate alla non corrispondenza di corrente (*current mismatch*),

ovviamente si avrà un aumento di costo per la complessità di costruzione e per l'introduzione dello *Step-graded-buffer* che aumenta con il numero delle subcelle metamorfiche.

Durante la crescita l'utilizzo dello *Step-graded-buffer* permette di confinare la maggior parte delle dislocazioni che si creano dal *mismatch* reticolare tra le subcelle, ma le dislocazioni rimanenti tendono a propagarsi ed a degradare le giunzioni ad *energy gap* superiore (cresciute sopra lo *Step-graded-buffer*).

Per evitare questo si è introdotto un nuovo tipo di crescita che permette di mitigare anche questo effetto di degrado della cella. La soluzione è far crescere la cella non più secondo un ordine crescente dell'*energy gap*, ma decrescente. In questo modo si compie una crescita della cella lungo la subcella a *mismatch* reticolare crescente, cioè si fanno crescere le subcelle su un substrato GaAs secondo l'ordine InGaP, GaAs, *Step-graded-buffer* e InGaAs. In seguito si ribalta la struttura, visto che deve essere la cella ad *energy gap* superiore ad essere la prima a ricevere la radiazione solare.

Per maggior chiarezza si è riportato in figura un esempio di *Inverted MetaMorphic or Lattice-MisMatched multijunction solar cell* (IMM), dove *Inverted* fa riferimento al tipo di crescita e il numero dopo la nomenclatura IMM indica il numero di subcelle metamorfiche all'interno della cella (nella figura si mostra una IMM1).

Dalla letteratura si può ottenere un confronto tra i rendimenti delle varie tipologie di celle, considerando il valore di concentrazione di 1 sole:

- cella a tripla giunzione LM InGaP/InGaAs/Ge: 32.0%;
- cella a tripla giunzione MM1 InGaP/InGaAs/Ge: 31.3%;
- cella a tripla giunzione IMM1 InGaP/InGaAs/InGaAs: 33.8%;
- cella a tripla giunzione IMM2 InGaP/InGaAs/InGaAs: 33.2%.

All'aumentare della concentrazione si arriva ad un record del 41.1% nella configurazione IMM, le altre si discostano entro il -2% da tale valore.

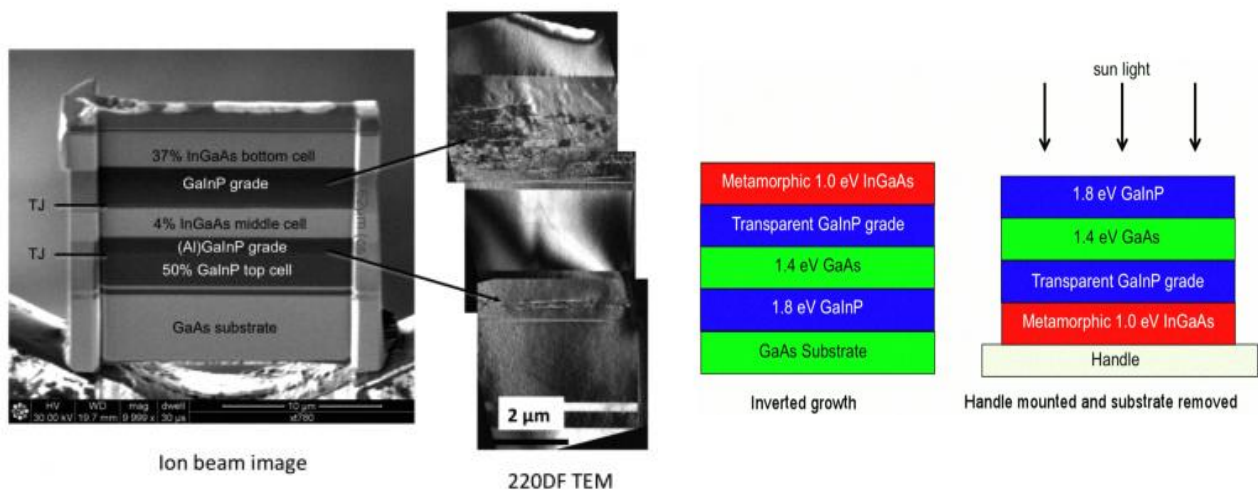


Figura 2-18: Stratigrafia di una cella *Inverted MetaMorphic or Lattice-MisMatched multijunction solar cell* (IMM).

2.3.6.4 Tecnica di fabbricazione (cenni)

I processi di fabbricazione di una cella sono diversi (CVD, MBE, LPE...), ma la tipologia più usata al momento è la *Metal Organic Chemical Vapor Deposition* (MOCVD), dove lo sviluppo del materiale semiconduttore su un altro o su un substrato, si compie attraverso le reazioni di pirolisi di molecole in fase gassosa, composte dagli atomi costituenti il materiale stesso, e i successivi processi di diffusione dei prodotti di reazione sulla superficie di crescita.

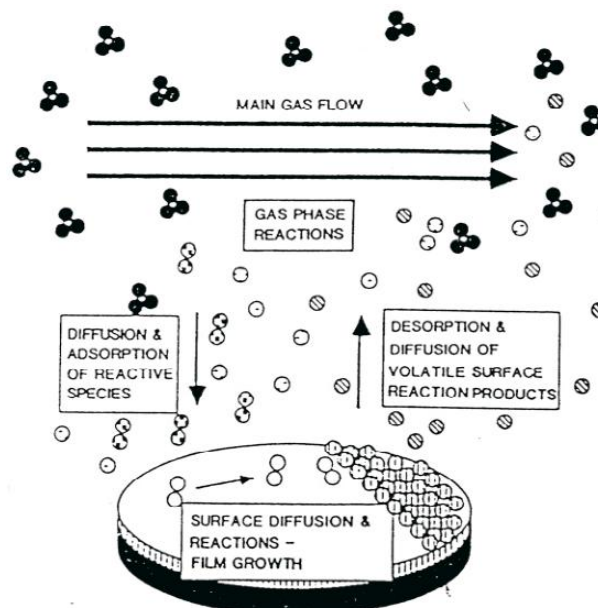


Figura 2-19: Tecnica di fabbricazione MOVCD.

La costruzione di una giunzione avviene inizialmente su un substrato, tipicamente di Ge o GaAs, disposto su satelliti di grafite, a loro volta posizionati su un disco di grafite che deve permettere l'uniformità di crescita tramite il moto indotto dai gas all'interno del reattore, la cui temperatura definisce le caratteristiche dell'ordine cristallino. Il substrato viene definito attivo se successivamente partecipa al contributo nella conversione fotovoltaica. Il substrato in una cella multigiunzione (specialmente tripla giunzione LM o MM) può comporre una parte della subcella ad *energy gap* più basso oppure deve essere eliminata tramite un processo chimico (specialmente nel caso IMM).

Generalmente ogni subcella oltre ad essere composta dalla giunzione PN può essere circondata da uno strato inferiore e da uno superiore. Il primo, detto *back-surface field layer* (BSF) ed il secondo *window layer* (WL), e entrambi hanno principalmente la funzione di:

- evitare centri di ricombinazione nella zona di interfaccia tra la subcella e la giunzione tunnel (passivazione della superficie);
- evitare la diffusione di elementi droganti, soprattutto dalla giunzione tunnel.

La giunzione tunnel (o diodo tunnel) ha la funzione di mettere in serie le subcelle ed è appunto costituita da una giunzione PN con elevato drogaggio, attraverso atomi ad alta solubilità solida e basso coefficiente di diffusione. Le caratteristiche principali che deve possedere un diodo tunnel sono:

- alta conducibilità per i portatori di carica ed alta trasparenza alla radiazione solare;
- alta corrente di picco, determinata da un drogaggio elevato ed uniforme, garantito attraverso processi interdiffusivi ridotti al minimo, da strati barriera (tra cui BSF e WL) e dagli stessi atomi droganti.

Caratterizzando elettricamente un diodo tunnel e riportando la sua curva J-V si individuano un minimo, a cui corrisponde la densità di corrente di valle J_v , ed un massimo, a cui corrisponde la densità di corrente di picco J_p . La problematica nel mettere in serie un diodo tunnel ed una cella multigiunzione, come Babar et al. (2012) riportano, è il confronto tra la densità di corrente erogata dalla cella e la densità di corrente di picco. Infatti ci possono essere due casi:

- Nel primo caso la densità di corrente J generata dalla cella multigiunzione è minore della densità di corrente di picco J_p , allora il diodo tunnel presenta una piccola resistenza elettrica e può essere modellato come una connessione tra le due subcelle.

- Nel secondo caso la densità di corrente J generata dalla cella multigiunzione è maggiore della densità di corrente di picco J_p , così domina la caratteristica del diodo tunnel, provocando un avvallamento nella curva J-V della cella a tripla giunzione, peggiorandone l'efficienza.

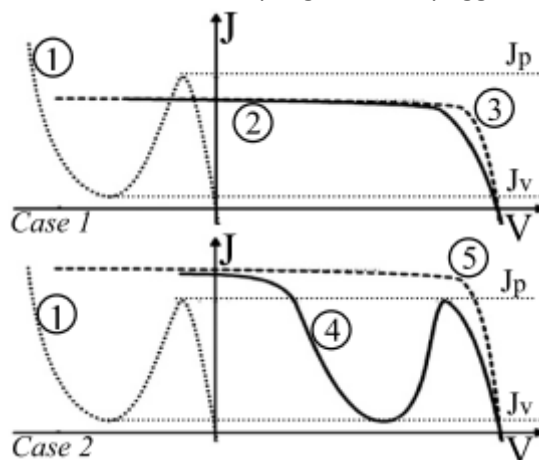


Figura 2-20: Curva di tensione e densità di corrente di un *tunnel diode* ed influenza di questa sulla curva di tensione e densità di corrente di una cella a tripla giunzione.

Questo problema avviene soprattutto quando aumenta il livello di radiazione solare sulla cella a tripla giunzione, infatti in tal modo si aumenta la densità di corrente J , che può superare il valore della densità di corrente di picco J_p . Il fenomeno della caduta della densità di corrente nella curva J-V può continuare ad aumentare per due ragioni:

- la densità di corrente di valle J_v dipende dalla densità di corrente di picco J_p ;
- il potenziale attraverso il diodo tunnel varia, il che produce un effetto sulla sua resistenza interna.

Da quello che è stato affermato si capisce che la modellazione del diodo tunnel, nella costruzione della cella è fondamentale per avere densità di correnti di picco alte ed uniformi sull'intera superficie della cella, garantendone il corretto funzionamento.

Dopo il processo dell'intera cella, ossia delle subcelle e delle giunzioni tunnel, si compie una crescita di uno strato, detto *cap*, sulla sommità della cella con lo scopo di diminuire la resistenza elettrica di contatto con la griglia metallica depositata in seguito. Infine si compie un processo di metallizzazione per lo sviluppo dei contatti elettrici sulla parte superiore ed inferiore della cella.

Per il contatto inferiore si compie una metallizzazione in oro ed argento su tutta la parte sottostante della cella, il primo ha la funzione di creare il contatto elettrico, mentre il secondo quella di diminuire la resistenza elettrica e di creare un supporto per la saldatura delle celle sul materiale sottostante.

Invece la griglia superiore è sede di un'analisi di ottimizzazione, dal momento che influisce molto sul funzionamento della cella. Infatti il progetto della griglia deve essere compiuto considerando:

- resistenza elettrica del contatto: questa può essere attenuata chimicamente o geometricamente con una sezione maggiore della griglia;
- valore della densità di corrente: un valore elevato comporta una griglia metallica più larga per evitare delle resistenze elettriche di contatto troppo elevate;
- fattore di oscuramento: costruire una griglia più larga significa coprire maggiormente la cella dalla radiazione solare, quindi compromettere il suo funzionamento.

Siccome non è possibile soddisfare pienamente ogni requisito si dovrà trovare un compromesso nella progettazione, utilizzando una griglia molto sottile e fitta. La fabbricazione della griglia prevede un processo per fotolitografia, cioè si utilizza una maschera di cromo (negativo della figura della griglia), la quale sottoposta a raggi UV permette di riportare il disegno geometrico della griglia su un materiale, detto *fotoresist*, posto sul *cap* della cella.

Successivamente le parti di *fotoregist* esposte ai raggi UV vengono eliminate. Eseguita questa procedura, quando si compie la metallizzazione per il contatto elettrico, parte del metallo si distribuisce sul *fotoregist* e parte sui solchi, zone in cui il *fotoregist* è stato precedentemente tolto.

Il metallo è principalmente costituito da oro, da argento e da elementi aggiuntivi per diminuire la resistenza di contatto, come lo zinco. Dopo il taglio delle celle il contatto elettrico è terminato con l'eliminazione del *cap*, del *fotoregist* e del metallo in eccesso.

Per terminare la cella è necessario rivestire la subcella più alta con un rivestimento antiriflettente, evitando una elevata dispersione della radiazione solare (circa il 30%) per l'alto valore dell'indice di rifrazione.

Infine applicare un processo di tessitura degli strati, dove le superfici hanno una forma geometrica a micro-piramide in modo che la luce si rifletta da una piramide all'altra aumentando il meccanismo di assorbimento.

2.3.6.5 Configurazione di connessione

Dopo la fabbricazione delle celle si effettua la saldatura di queste su un supporto, successivamente viene compiuta la connessione elettrica.

Questa può essere in serie, in parallelo o mista. La scelta è compiuta in base ai valori desiderati di corrente e di tensione all'uscita. Generalmente la connessione scelta è quella che ottimizza l'intero modulo in termini di perdite, disponendo in serie le celle, ma rientrando comunque entro i limiti consentiti di sicurezza.

Se il modulo è costituito da celle disposte in serie si avrà la somma delle tensioni di ogni cella, nel caso in parallelo si avrà la somma delle correnti di ogni cella.

Come detto in precedenza la situazione ottimale per la connessione in serie si ottiene quando ogni cella riesce ad erogare la stessa corrente delle altre, raggiungendo così il massimo valore di potenza ideale. Date j celle che erogano la stessa corrente $I_{MP-ideal}$, la potenza ideale massima è:

$$P_{MP-ideal} = I_{MP1}V_{MP1}(I_{MP1}) + I_{MP2}V_{MP2}(I_{MP2}) + \dots + I_{MPj}V_{MPj}(I_{MPj}) = I_{MP-ideal} \sum_{i=1}^j V_{MPi}(I_{MP-ideal}) \quad (2.24)$$

Nel caso reale le celle non riescono a generare la stessa corrente, cioè ci sarà un *mismatch* di corrente. Per questo c'è una cella che ha la corrente più bassa di tutte e impone la sua stessa corrente alle altre celle per via della connessione in serie. L'equazione della potenza deve essere così riscritta:

$$P_{MP-mis} = \min(I_{MP1} : I_{MPj}) \sum_{i=1}^j V_{MPi}(\min(I_{MP1} : I_{MPj})) \quad (2.25)$$

Questo sottolinea la problematica della connessione di corrente: il funzionamento di ogni cella è vincolato alla cella limitante, più la corrente limitante cala peggiore sarà la performance dell'intero modulo. Generalmente questo può accadere nel caso di oscuramento di una o più celle per motivi meteorologici o ostacoli presenti. Per ovviare a questo problema, Shih et al. (2012) propongono due alternative.

La prima è quella di connettere ogni cella ad un diodo di by-pass, evitando che la potenza di uscita del modulo cali drasticamente, per via della cella limitante. Infatti le correnti più grandi non sono più vincolate alla corrente limitante, dal momento che la corrente eccedente può passare attraverso il diodo di by-pass.

Introducendo questo dispositivo la curva di P-V del modulo si modifica avendo una curva geometrica composta da più picchi crescenti. La logica di funzionamento è la seguente: quando la corrente limitante

cala, il picco più alto della curva P-V diminuisce anch'esso, ma nell'istante in cui tale picco non è più il più alto, allora si passa al picco successivo, salvando la performance dell'intero modulo.

La seconda alternativa proposta è quella di sistemare in termini di corrente le celle in senso decrescente e di raccogliere quelle più vicine tra loro in stringhe da mettere poi in serie.

2.4 Raffreddamento passivo/attivo

Affinché un sistema solare fotovoltaico funzioni correttamente ed in modo efficiente, è necessario che sia sottoposto alle condizioni adeguate d'irraggiamento e temperatura, infatti un valore troppo basso del primo e/o un valore troppo alto della seconda provoca un malfunzionamento nell'impianto.

Per aumentare la produttività la radiazione solare deve essere la più alta possibile in condizioni di cielo limpido, mentre la temperatura deve essere mantenuta bassa. Queste necessità si fanno più stringenti nel caso in cui l'impianto sia accoppiato ad un sistema di concentrazione. Infatti il dispositivo di concentrazione ha l'obiettivo di intensificare la potenza solare in gioco, provocando una gestione più complessa poiché i materiali sono sottoposti a potenze specifiche termiche maggiori. Per questo motivo diventa essenziale avere a disposizione un efficace sistema di raffreddamento delle celle solari e dell'intero sistema. Nel caso in cui questo non sia garantito si ha un deterioramento accelerato rispetto al funzionamento standard con un accorciamento del tempo di vita dell'impianto. Questo avviene nelle zone critiche termiche, le quali sono visibili da simulazioni grafiche.

Nel sistema sottoposto a studio si è rilevata la presenza di queste zone.

Il modello di raffreddamento dipende dagli scopi prefissati per l'impianto, principalmente dal carico elettrico o termico che esso deve coprire.

Come prima cosa bisogna specificare a che valore di concentrazione si vuole sottoporre il dispositivo, infatti questo determina la potenza specifica che bisogna gestire, quindi anche quella del sistema di raffreddamento.

Se si fissano valori di concentrazione nulli o bassi allora si può puntare ad un raffreddamento più semplice, permettendo un risparmio nei costi, viceversa con l'aumento del valore di concentrazione questo sarà più complesso e costoso.

Il sistema di raffreddamento di un pannello CPV o PV può essere passivo o attivo. Nel primo caso si ha interesse solo a massimizzare il rendimento delle celle fotovoltaiche, affrontando il problema dell'asporto e dello smaltimento del calore. Nel secondo caso ci si pone l'obiettivo dell'ottimizzazione di un sistema più complesso, cioè di una performance sia elettrica che termica. Il punto di ottimizzazione è fissato dal carico termico/elettrico che bisogna soddisfare. In questo caso si ha una produzione binaria termico/elettrica che risulta consigliabile con l'aumento del valore di concentrazione, in modo da coprire il costo dell'impianto di raffreddamento.

Il valore della concentrazione fissa le condizioni di raffreddamento:

- sistema passivo o attivo di cui si è già esposto;
- vettore termico;
- condizioni operative del vettore termico, cioè portata e temperatura d'ingresso.

Il vettore termico può essere liquido, esempio acqua, oppure gassoso, esempio l'aria. Il vettore termico decide la configurazione del sistema di raffreddamento.

Ibrahim et al. (2010) espongono una classifica di tipologie di raffreddamento in un sistema PV/T senza il dispositivo di concentrazione. Alcune di queste possono essere valide anche per un dispositivo CPV/T.

Con piccoli valori di concentrazione e/o sistemi di raffreddamento passivi, si tende ad usare un sistema di raffreddamento più semplice con l'utilizzo di aria come vettore energetico, altrimenti si può scegliere un sistema con acqua oppure ibrido.

I dispositivi che utilizzano l'aria sono di due tipi:

- a *single pass*: il flusso d'aria attraversa il dispositivo una sola volta;
- a *double pass*: il flusso d'aria attraversa il dispositivo due volte, prima sopra e poi sotto le celle PV.

Ibrahim et al. (2010) affermano che il primo è meno efficiente del secondo, ma comporta una semplicità ed un costo minore nel caso in cui la potenza specifica da gestire non sia molto alta.

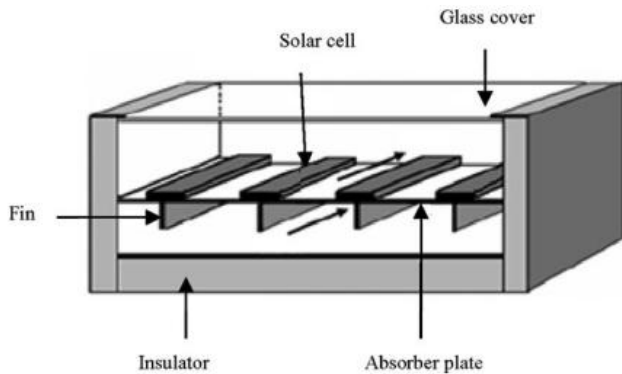


Figura 2-21: Dispositivo *single pass*.

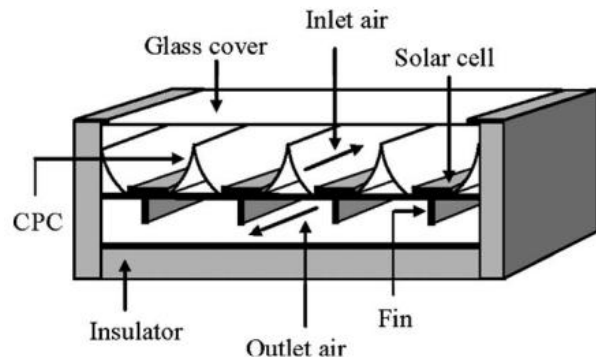


Figura 2-22: Dispositivo *double pass* con concentratore CPC.

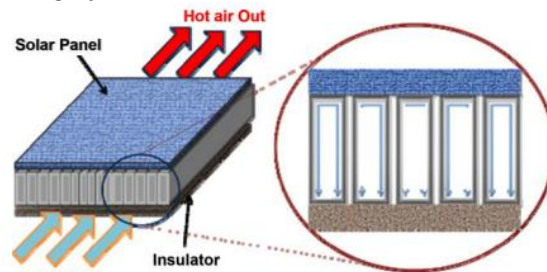


Figura 2-23: Dispositivo con sistema di raffreddamento ad aria con canali rettangolari.

Nelle due figure sopra sono rappresentate le due configurazioni, dove la prima è senza dispositivo di concentrazione a differenza della seconda.

Inoltre per aumentare l'efficienza di scambio termico si può provvedere con un sistema ad aletta posto sotto le celle fotovoltaiche, oppure con un sistema a canali rettangolari per aumentare la superficie di scambio termico.

Con l'aumentare del valore di concentrazione si è portati a scegliere l'acqua come fluido termovettore, dal momento che possiede delle proprietà fisiche ed un coefficiente di scambio termico migliore dell'aria.

Le tipologie sono essenzialmente due:

- *Sheet and tube*: è composto da un piano assorbente a cui vengono saldati dei tubi. Il flusso termico può ricadere direttamente sul tubo oppure attraversare prima una parte dell'assorbitore, generando un "effetto aletta". Per un buon scambio termico risultano necessari un buon contatto termico nella saldatura assorbitore-tubo ed un'alta efficienza dell'aletta che si forma tra un tubo e l'altro.

In questa configurazione si può applicare una tecnologia più evoluta detta roll-bond, dove l'assorbente e i tubi sono un unico pezzo. Nella fabbricazione si prendono due fogli di alluminio che vengono messi a contatto e portati ad alta temperatura. Questo processo li salda l'uno all'altro tramite brasatura, tranne nei punti in cui è stato inserito dell'inchiostro speciale, che ha la funzione di riportare la stampa del tracciato che si vuole ottenere per il circuito del flusso d'acqua all'interno del dispositivo. In seguito l'inchiostro viene prelevato e si ottiene un canale insufflando portate d'aria ad alta pressione. Lo scopo di tale tecnologia sarebbe quello di garantire un contatto termico migliore ed una distribuzione di temperatura più uniforme.

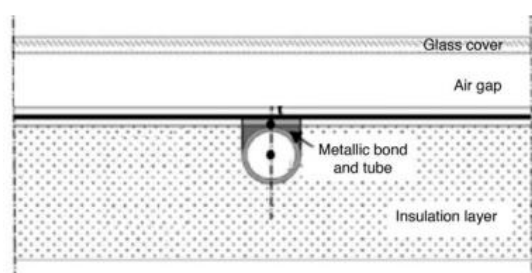


Figura 2-24: Dispositivo *sheet and tube* con saldatura tra piano assorbente e tubo.

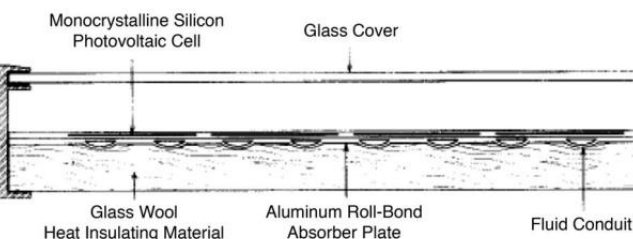


Figura 2-25: Dispositivo *sheet and tube* con tecnologia roll-bond.

- Il dispositivo a “tubi a sezione rettangolare”: è formato da tubi di forma rettangolare con elementi di collegamento in modo da creare una maglia più fitta e più efficace.



Figura 2-26: Dispositivo con sistema di raffreddamento ad acqua con canali rettangolari.

In questa configurazione convenzionalmente il flusso d’acqua è posto sotto le celle fotovoltaiche, però Everett et al. (2012) affermano che ci può essere un ruolo ulteriore del fluido. Fino a questo punto il fluido è visto soltanto come vettore termico per esportare calore dal dispositivo, però può assumere anche la funzione di filtro della radiazione solare: prima il fluido passa sopra le celle, assorbendo quella parte di spettro che non viene utilizzato da queste, poi passa sotto assorbendo, sotto forma di calore, il *surplus* energetico dello spettro non sfruttato elettricamente. Un buon fluido che ha buone caratteristiche ottiche è l’acqua, ma rappresenta delle difficoltà dal punto di vista operativo come la temperatura di solidificazione e di evaporazione.

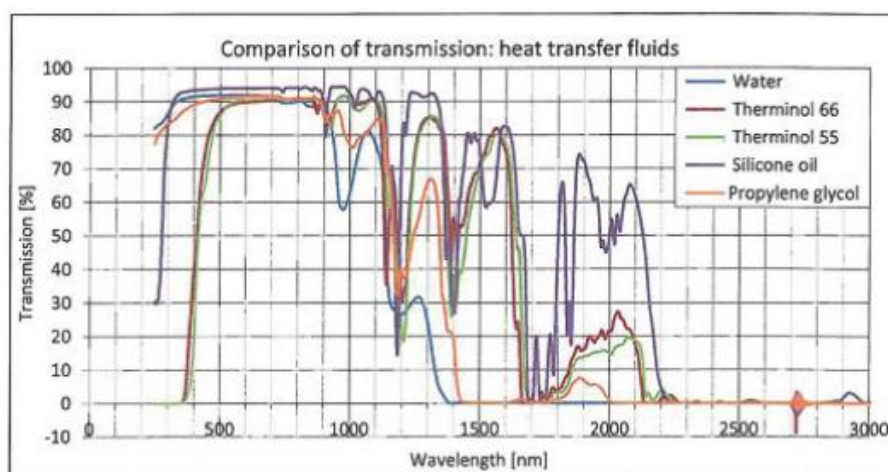


Figura 2-27: Coefficiente di trasmissione dei vari vettore termici in funzione della lunghezza d’onda.

Un’ultima configurazione può essere il caso ibrido aria-acqua, dove i due flussi possono essere suddivisi in due canali oppure essere presenti in uno stesso canale. Anche in questo caso avvengono uno o più passaggi attraverso il dispositivo.

Si è detto che l’utilizzo attivo del raffreddamento permette di ottenere dall’impianto sia una potenza termica sia elettrica. La parte termica può essere sfruttata da un utente domestico o da impianti a cascata. La parte elettrica può essere sfruttata in un impianto *stand-alone* oppure *grid-connected*.

La differenza sta nella gestione dell’energia ottenuta dall’impianto:

- utente domestico ed impianto *stand-alone*: la regolazione della produzione di energia è finalizzata a coprire il carico elettrico/termico dell’utente;

- impianti a cascata e *grid-connected*: la regolazione è finalizzata per uno scopo economico.

Nella prima situazione c'è una gestione tra la disponibilità delle sorgenti e i carichi da coprire, in modo da compiere un'ottimizzazione di produzione, permettendo di usare in modo efficace le varie sorgenti fossili e non.

Nella seconda situazione ci sarà una gestione economica, Escher et al. (2012) affermano che la produzione di energia si sposta dall'elettrico al termico e viceversa, in base alla richiesta e al prezzo di vendita. La componente elettrica viene valutata secondo il prezzo dell'energia elettrica, mentre la parte termica secondo il suo valore exergetico.

3 Descrizione del modello

Il sistema CPV/T è principalmente composto da:

- specchi riflettenti disposti in modo da ottenere una superficie parabolica asimmetrica per concentrare la radiazione solare sul ricevitore;
- sistema ad inseguimento attrezzato di servomotori e sensori per allineare correttamente il sistema con la posizione del Sole;
- ricevitore.

Le trasformazioni della radiazione solare che avvengono nel sistema sono tre:

- la concentrazione della radiazione solare;
- la conversione da potenza solare a potenza elettrica;
- la conversione da potenza solare a potenza termica.

Si riporta lo schema di flusso dell'intero sistema:

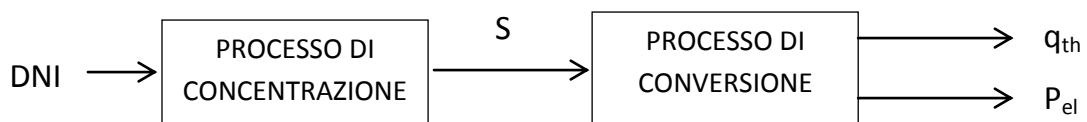


Figura 3-1: Schema di flusso del sistema CPV/T.

Nello schema il processo del sistema si suddivide in due blocchi in serie:

- Nel blocco "Processo di concentrazione" la DNI viene raccolta sull'area di apertura del sistema a specchi e concentrata sul ricevitore, nel quale è posizionato un sistema ottico secondario, le celle fotovoltaiche a tripla giunzione e la piastra roll-bond. Il blocco ha come *input* la DNI e come *output* la potenza solare raccolta. Il blocco include il processo di concentrazione che viene descritto dal modello ottico. Questo processo avviene con un certo rendimento di concentrazione ed è associato alle caratteristiche geometriche del sistema ottico primario e secondario, alla posizione ed orientamento del ricevitore, alle proprietà ottiche del sistema ottico primario e secondario, alla tipologia del sistema ad inseguimento ed alla sua efficienza. Si precisa che le perdite nel blocco non sono recuperabili e possono solo essere ridotte con un sistema più performante (es: proprietà ottiche migliori, sensori e capacità di allineamento più precisi...).
- Nel blocco "Processo di conversione" la potenza solare viene spartita in potenza termica ed elettrica. Questo blocco viene descritto da un modello termico ed elettrico, vincolati tra loro dalla temperatura della cella e dalla potenza elettrica erogata. Nei modelli si definisce un rendimento elettrico e termico. Nel modello elettrico ci sono delle perdite definite dagli effetti di ricombinazione (corrente di diodo) e dalle resistenze elettriche (serie e parallelo). Nel modello termico ci sono delle perdite definite dalle dispersioni termiche verso l'esterno. Le perdite elettriche dipendono generalmente dalla costruzione del modulo fotovoltaico e quelle termiche dall'isolamento del ricevitore e dall'efficienza di smaltimento del calore, quindi dal buon contatto termico, il quale è un problema essenziale quando si raggiungono elevati livelli di concentrazione e di potenza termica specifica. Le perdite termiche possono solo essere ridotte, mentre le perdite elettriche possono essere considerate come *input* termico per la definizione di "effetto di ricombinazione" e per la caratteristica fisica della resistenza elettrica. Per questo motivo la chiave della spartizione della radiazione tra il modello termico ed elettrico avviene con la potenza elettrica erogata o con il rendimento elettrico, come riportato da Tiwari e Sodha (2005), da Zondag et al. (2001), da Chow (2003) e da Sarhaddi et al. (2010).

Nei capitoli seguenti vengono presentati il modello ottico, elettrico e termico. Infine viene riportato il modello completo al quale sono stati dati dei valori sperimentali della DNI. Questi valori fanno riferimento ad un giorno invernale ed uno estivo. Inoltre per capire come si comportasse il modello alle sollecitazioni solari, si è considerato un caso con cielo limpido ed uno con cielo parzialmente nuvoloso.

Riassumendo i risultati sono stati simulati per:

- un giorno invernale con cielo limpido;
- un giorno estivo con cielo limpido;
- un giorno con cielo parzialmente nuvoloso.

Dopo la presentazione del modello completo e dei risultati sono state presentate le conclusioni e le possibili problematiche del sistema CPV/T.



Figura 3-2: Sistema CPV/T.

4 Modello ottico

Ipotizzando il funzionamento idealizzato di un concentratore riflettente, lineare o puntuale, e considerando il disco solare un punto, è possibile concentrare perfettamente la radiazione solare su una linea o su un punto.

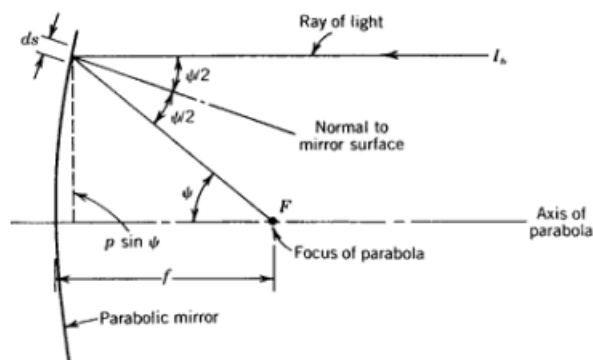


Figura 4-1: Funzionamento ideale di un concentratore riflettente.

Se si va a svincolare queste condizioni sul concentratore e sul disco solare, l'affermazione definita sopra non è più vera. Infatti la linea o il punto si trasforma in un'immagine ben definita con una sua forma. L'immagine che appare sul ricevitore dà informazioni sulla qualità di concentrazione.

Nel comportamento reale del sistema si hanno:

- errori associati alle caratteristiche del concentratore ed ai sistemi ad inseguimento;
- comportamento del Sole paragonabile ad un disco che emette una radiazione con intensità non uniforme.

Ciò va ad influire sull'immagine luminosa che viene creata dalla riflessione di ogni elemento che costituisce la superficie riflettente del concentratore, avendo uno spostamento dal fuoco della parabola o un allargamento dell'immagine luminosa.

Gli errori del sistema che influenzano l'immagine luminosa sono i seguenti:

- errore di struttura, legato alla forma e all'inclinazione del riflettore;
- errore di inseguimento;
- errore di posizionamento ed allineamento del ricevitore rispetto al fuoco;
- errore dovuto alle caratteristiche ottiche dei riflettori.

La combinazione degli errori con la forma a disco del sole decide l'angolo di incidenza dei raggi solari e il dimensionamento del ricevitore.

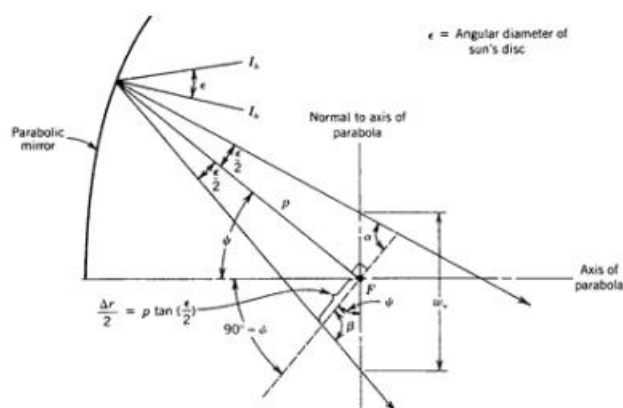


Figura 4-2: Funzionamento reale di un concentratore riflettente.

Per definire l'efficienza di concentrazione del dispositivo ottico, è importante capire come l'immagine luminosa è influenzata dagli errori e dal disco solare. Per compiere questo ci sono tre possibilità:

- calcolo approssimativo;
- studio del sistema, attraverso *software*, per simulazioni ottiche con l'applicazione della tecnica *ray-tracing*;
- studio sperimentale con strumentazioni che misurano la distribuzione dell'intensità del fascio luminoso nel fuoco della parabola.

Il primo caso è stato affrontato da Duffie e Beckman (2006). Il calcolo della radiazione raccolta dal ricevitore viene espressa come:

$$S = DNI r(\gamma\tau\alpha)_n K_{\gamma\tau\alpha} A \quad (4.1)$$

L'equazione descrive la radiazione catturata dal ricevitore come prodotto di:

- radiazione diretta DNI;
- area di apertura del concentratore A;
- coefficiente di riflessione r;
- coefficiente prodotto tra il fattore d'intercettazione γ e il coefficiente di trasmissione-assorbimento del ricevitore, riferito ad un angolo di incidenza normale sul ricevitore;
- coefficiente angolare per il fattore d'intercettazione γ e il coefficiente di trasmissione-assorbimento del ricevitore.

Il fattore d'intercettazione è la frazione della radiazione riflessa che viene catturata dal ricevitore. Il procedimento di calcolo si concentra su questo parametro. In base agli errori del sistema ottico e al disco solare si costruisce una curva di concentrazione locale e una curva del fattore di intercettazione. Con questi grafici e con le caratteristiche del concentratore e ricevitore, geometriche e fisiche, è possibile determinare la radiazione raccolta. L'efficienza di concentrazione sarà il rapporto tra S e il prodotto tra DNI e A.

Nel secondo caso viene fatto uno studio statistico degli errori per associare una probabilità ai raggi che incidono sul ricevitore, in un certo intervallo di angoli di incidenza e per il dimensionamento stesso del ricevitore. In seguito è fondamentale effettuare un'analisi con un *software* per la simulazione ottica, per ottenere la percentuale di potenza catturata dal ricevitore entro gli intervalli dell'angolo di incidenza, questa dipende dall'accoppiamento concentratore e ricevitore. La percentuale di potenza catturata dal ricevitore in ogni intervallo di angoli di incidenza è legato a:

- caratteristiche della parabola, cioè se di tipologia simmetrica o asimmetrica;
- forma geometrica del ricevitore;
- inclinazione del ricevitore rispetto all'orizzontale;
- allineamento del ricevitore rispetto al fuoco.

Ogni punto sopra elencato influisce sul valore e sulla distribuzione della percentuale, la quale non è detto che sia simmetrica per gli angoli di incidenza rispetto alla normale del ricevitore.

Il prodotto tra la distribuzione di probabilità e quella percentuale dà la potenza solare catturata dal ricevitore per ogni intervallo di incidenza, sommando tutti i contributi degli intervalli si ottiene la potenza solare totale raccolta. L'efficienza di concentrazione è il rapporto tra questa potenza e quella raccolta dall'area di apertura del concentratore.

Nello studio del modello è stato seguito il secondo procedimento, definendo un'efficienza del concentratore del 70%, valore mediato tra quello dato dalla simulazione ottica e quello dato dalla letteratura.

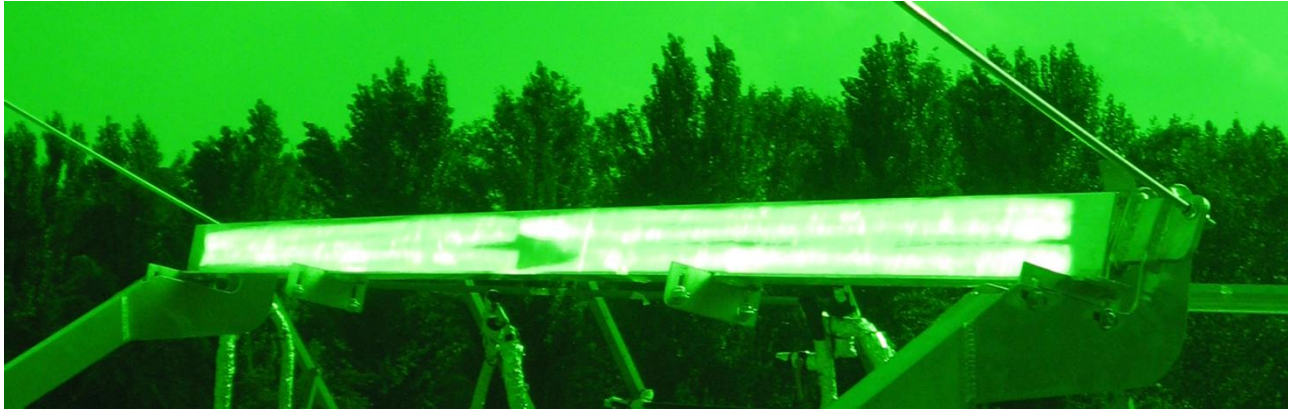


Figura 4-3: Concentrazione della radiazione solare sul supporto del ricevitore in fase di installazione del sistema CPV/T.

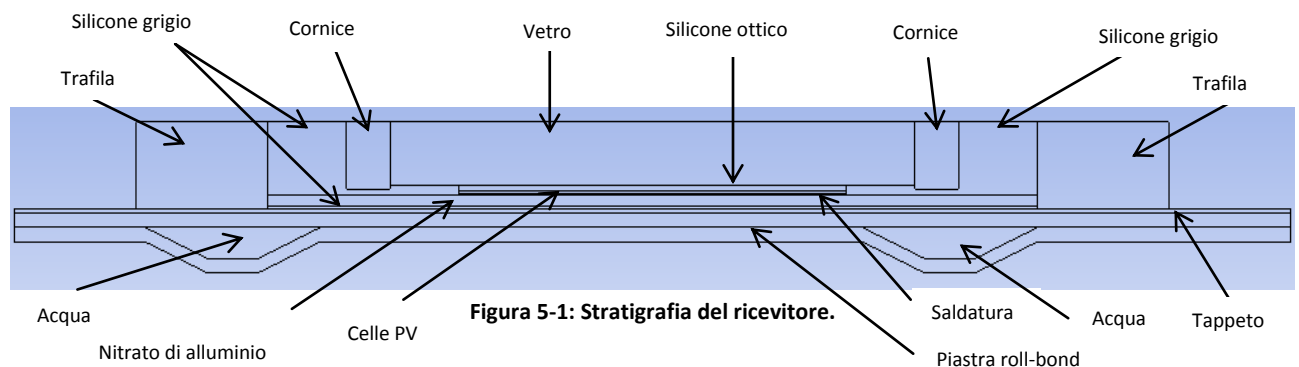


Figura 4-4: Ricevitore del sistema CPV/T.

5 Modello termico

Prima di esporre il modello termico del dispositivo si definisce la sua stratigrafia. Il campione è composto da celle fotovoltaiche a tripla giunzione *lattice matched* InGaP/InGaAs/Ge, le quali sono coperte da un vetro e sono saldate su un substrato di nitrato di alluminio. Tra le celle e il vetro è stato inserito un silicone ottico, in modo da coprire gli interstizi d'aria tra quest'ultimo e le celle, evitando la formazione di condensa e di impurezze. Il vetro è circondato ai lati da una cornice, c'è un tappeto termoconduttivo ed elettroisolante che permette il contatto termico tra il nitrato di alluminio e lo scambiatore di calore, cioè la piastra di roll-bond in alluminio. Il dispositivo è stato riempito di silicone grigio per mantenere isolata elettricamente la struttura e per avere un buon contatto termico tra il tappeto e il nitrato di alluminio. Lateralmente sono presenti delle trafilte in alluminio ricoperte da un foglio di dielettrico per sostenere l'ottica secondaria del ricevitore, tra la parte inferiore del roll-bond e una piastra forata è stato inserito dell'elastomero per assorbire le dilatazioni termiche del dispositivo e che funge anche da isolante termico. L'intero dispositivo è assemblato con delle viti; la piastra forata ha il compito sia di contenere delle *junction box*, nelle quali risiedono i collegamenti elettrici, sia di permettere il fissaggio del dispositivo alla struttura del concentratore.

L'intero impianto è composto dal sistema di concentrazione e dal ricevitore suddiviso in moduli. Ogni modulo è formato da due piastre roll-bond, dove ognuna contiene dieci stringhe di celle fotovoltaiche, precisamente cinque in serie e due in parallelo.



Non tutte le componenti del dispositivo erano definite geometricamente, quindi per alcune si è dovuto ipotizzare una geometria, come per le trafilte, la cornice, la sezione del roll-bond e il silicone grigio. Nel ricevitore le celle fotovoltaiche sono state centralizzate rispetto la parte liscia del roll-bond, come si noterà più avanti, questo è stato mantenuto per il modello in Fluent, ma non per quello in Matlab/Simulink.

5.1 Definizione del modello

Il modello termico è definito da:

- stratigrafia e proprietà degli elementi che compongono il dispositivo;
- definizione strutturale del modello termico;
- dimensione spaziale e temporale, la prima definisce la discretizzazione del modello lungo gli assi spaziali e la seconda definisce un modello stazionario o dinamico.

5.1.1 Stratigrafia del dispositivo

Si riportano le caratteristiche termiche e geometriche degli elementi che costituiscono il dispositivo, principalmente spessore, densità, calore specifico e conducibilità termica.

Materiale	s [m]	ρ [kg m ⁻³]	c_p [J kg ⁻¹ K ⁻¹]	λ_{th} [W m ⁻¹ K ⁻¹]
Vetro	0.00330	2200	830	1.20
Silicone ottico	0.00030	-	-	0.17
Cella PV	0.00012	2330	320	59.9
Saldatura	0.00010	-	-	50.0
Nitrato di alluminio	0.00060	3255	800	120
Silicone grigio	0.00010	-	-	0.62
Tappeto	0.00025	-	-	3.10
Piastra roll-bond	0.00015	2719	871	202.4
Cornice	-	-	-	0.30
Isolante	0.02000	-	-	0.27
Trafila	-	2719	871	202.4

Tabella 5-1: Proprietà fisiche degli elementi che compongono la stratigrafia del ricevitore.

Le caratteristiche che non sono state riportate non sono state trovate in letteratura e comunque non sono rilevanti per il modello termico che si è definito. Vi sono alcune caratteristiche non riportate che intervengono nella definizione dei coefficienti termici e nella distribuzione dei flussi termici, queste saranno riportate a fianco dei bilanci di potenza (es. emissività, coefficiente di assorbimento...).

5.1.2 Struttura del modello

Il modello termico è definito da una rete di resistenze termiche, ognuna delle quali esprime un collegamento tra due nodi adiacenti. Ogni nodo rappresenta un elemento della stratigrafia o una parte di esso. Il numero dei nodi definisce la complessità e il livello di dettaglio del modello termico. Il modello termico è funzione delle caratteristiche geometriche e proprietà fisiche degli elementi che lo compongono, questi possono essere decisivi o meno nei bilanci di potenza. Quindi si può definire il livello di dettaglio del modello, cioè il numero dei nodi, in base agli elementi più importanti.

Le proprietà fisiche sono correlate al funzionamento del dispositivo (principalmente le temperature ed i livelli di radiazione in gioco) ed una loro variazione incide sul comportamento dei bilanci di potenza, quindi è fondamentale riportare i nodi che più influiscono nel modello termico, in modo che sia possibile definire ad ogni iterazione la proprietà fisica del nodo.

Il modello ha la funzione di definire il comportamento termico di metà modulo, quindi una parte del ricevitore composta da una piastra roll-bond e da dieci stringhe di celle fotovoltaiche (cinque in serie e due in parallelo).

La rete di resistenze termiche è stata composta da sette nodi principali: vetro, cella PV, nitrato di alluminio, acqua, parte centrale del roll-bond e le sue parti laterali. Si è tenuto conto di questi sette nodi perché:

- il vetro è sede della prima scomposizione della radiazione solare e la sua temperatura influisce lo scambio termico con l'ambiente esterno;
- la cella PV è sede della seconda scomposizione della radiazione solare e la sua temperatura influisce profondamente sull'erogazione della potenza elettrica e sul rendimento elettrico;
- il nitrato di alluminio rappresenta lo strato intermedio tra le celle e il roll-bond;
- l'acqua perché la sua temperatura e velocità influiscono sullo scambio termico e sulla potenza termica erogata;

- il roll-bond è stato suddiviso in tre parti, una parte centrale e due laterali, perché è stato considerato l'“effetto aletta”. Infatti si ha un flusso termico che arriva nella zona centrale dagli strati superiori e si suddivide in due componenti che si dirigono verso i canali del roll-bond, dove risiede la portata d'acqua. Quindi si ha un effetto aletta che influisce sul riscaldamento del fluido (effetto aletta interno) ed un altro che comporta la dispersione termica che avviene all'estremità del roll-bond (effetto aletta esterno).

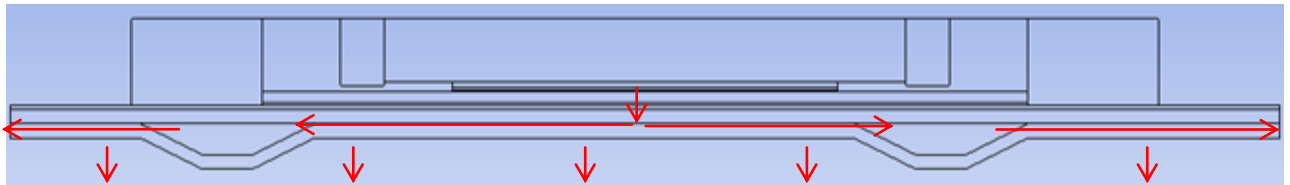


Figura 5-2: Distribuzione del flusso termico nella parte inferiore del ricevitore.

Nella figura riportata sopra viene rappresentato in modo qualitativo la distribuzione del flusso termico proveniente dalle celle. Si osserva che il flusso termico viene indirizzato principalmente verso i canali, poi si hanno delle dispersioni verso le parti laterali e verso il basso, quest'ultime componenti, come si vedrà, saranno molto limitate per la presenza dell'isolante posto sotto il roll-bond.

Questo è evidente dalla figura seguente che riporta l'andamento delle isoterme, ottenuta dal *software* Fluent per il caso in cui si pongono le seguenti condizioni al contorno:

- DNI a 940 W m^{-2} ;
- temperatura dell'aria a 20°C ;
- temperatura dell'acqua in ingresso a 60°C ;
- velocità del vento a 2.5 m s^{-1} ;
- velocità di ingresso della portata d'acqua a 1.9875 m s^{-1} ;
- rapporto di concentrazione geometrica a 130;
- rendimento delle celle a 30%;
- rendimento di concentrazione del 70%

Nella simulazione si è stata considerata la radiazione come generazione interna solo nelle celle, quindi con una potenza termica di 60000 W m^{-2} , e superfici laterali non adiabatiche.

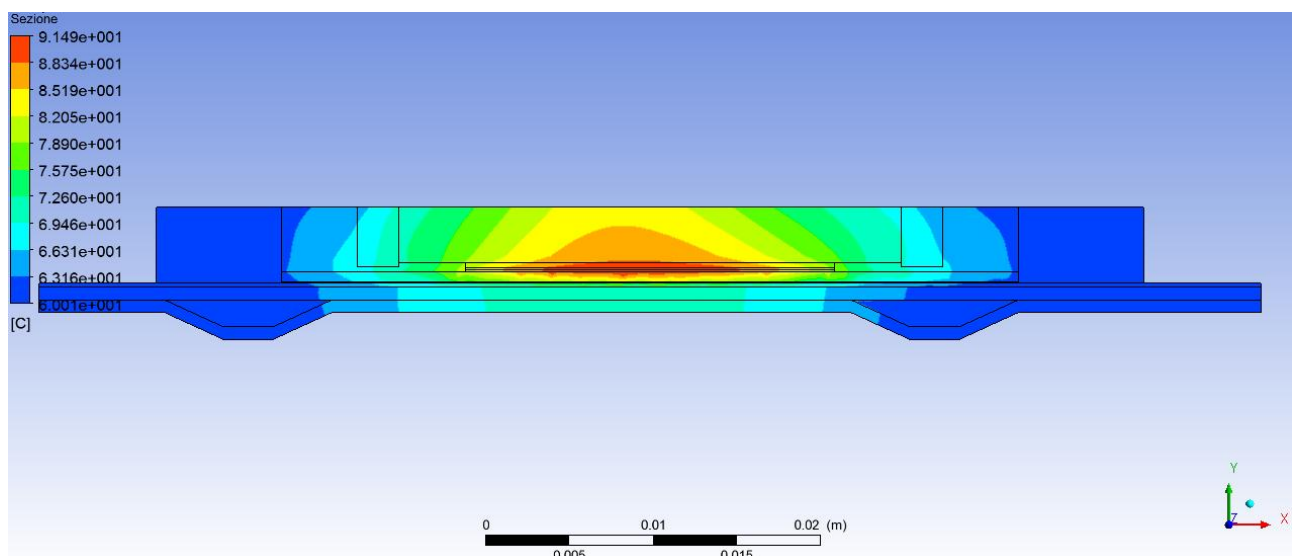


Figura 5-3: Distribuzione delle isoterme all'interno del ricevitore.

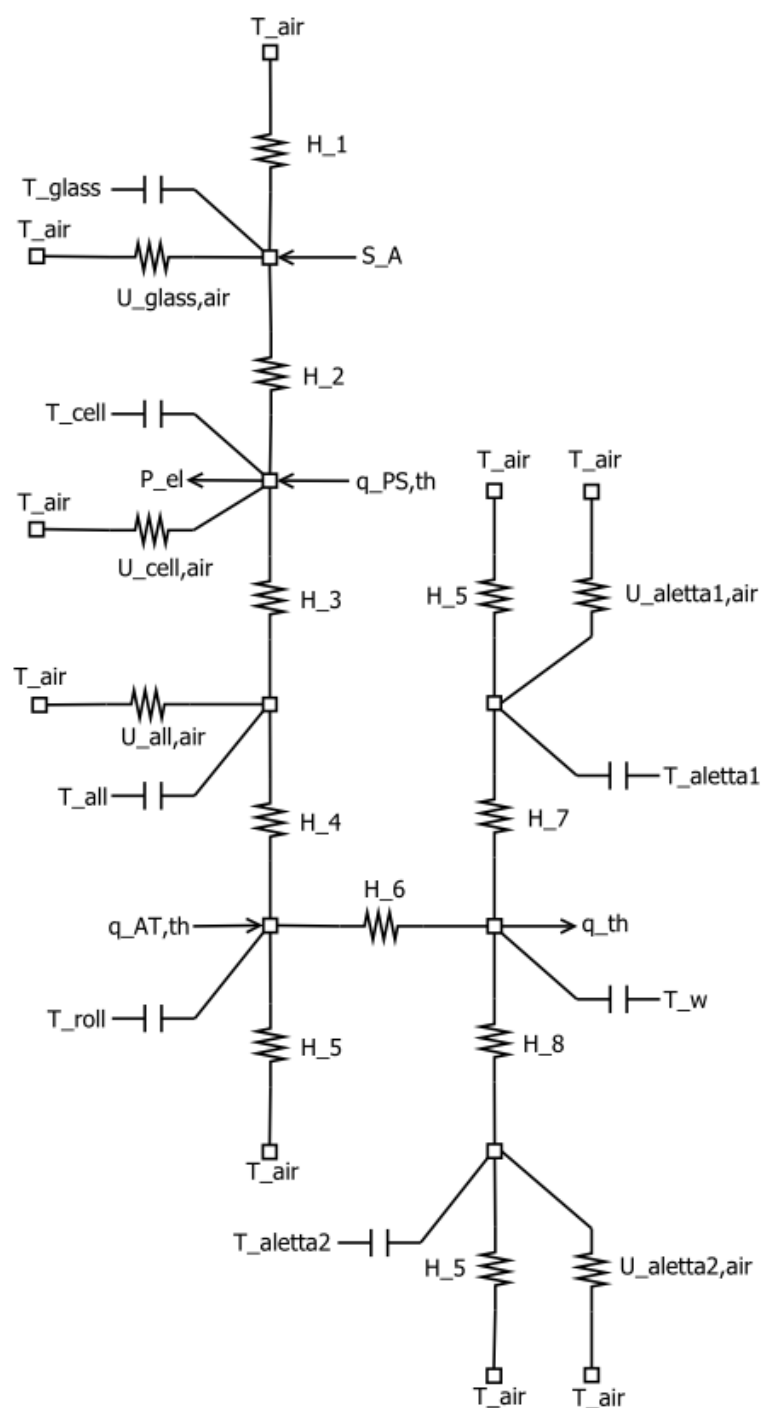


Figura 5-4: Schema alle resistenze di una sezione frontale del ricevitore per il modello bidimensionale e dinamico.

5.1.3 Dimensione del modello

Il modello termico può essere discretizzato nello spazio e nel tempo.

Per quanto riguarda lo spazio si ha:

- modello unidimensionale: la rete di resistenze termiche e nodi si sviluppa solo lungo la stratigrafia del dispositivo;
- modello bidimensionale: la rete di resistenze termiche e nodi si sviluppa lungo la stratigrafia del dispositivo e lungo la sua direzione assiale o trasversale;

- modello tridimensionale: la rete di resistenze termiche e nodi si sviluppa lungo la stratigrafia del dispositivo e lungo la sua direzione assiale e trasversale.

Negli ultimi due modelli si va a scomporre il dispositivo in blocchi lungo la direzione assiale e/o trasversale, ad ogni blocco è associato un nodo della rete e tra due blocchi c'è un collegamento definito da una resistenza termica.

Invece nel tempo si ha:

- modello stazionario: ogni nodo della rete ha un comportamento capacitivo nullo, quindi tanta energia entra nel nodo quanta ne esce nello stesso istante;
- modello dinamico: ogni nodo della rete ha un comportamento capacitivo, quindi parte dell'energia che entra nel nodo viene immagazzinata e in parte ne esce, questo si traduce in una variazione di temperatura del nodo.

Il modello illustrato partirà dalla definizione più semplice, unidimensionale e stazionario, al più complesso, bidimensionale e dinamico.

5.2 Teoria della suddivisione della radiazione incidente

Qualunque sia il modello applicato la trattazione della radiazione catturata e della suddivisione nelle sue componenti risulta la medesima, la differenza sta solo nella struttura della rete delle resistenze termiche.

Il dispositivo di concentrazione raccoglie la radiazione solare incidente diretta sulla sua area di apertura per poi concentrarla sul ricevitore. Questo processo avviene grazie ad un sistema di specchi parabolici asimmetrici lineari (sistema ottico primario), dal sistema ad inseguimento e da specchi simmetrici lineari posti sul ricevitore (sistema ottico secondario), i quali hanno la funzione di recuperare quei raggi solari che non centrano perfettamente il fuoco della parabola lineare.

Ogni elemento dell'impianto contribuisce in modo diverso:

- il sistema ad inseguimento allinea l'asse di simmetria della parabola verso la posizione del Sole secondo un orientamento a due assi. Questo ci permette di uguagliare la DNI (radiazione normale diretta) alla radiazione incidente sull'area di apertura;
- il sistema di specchi parabolici raccoglie la radiazione solare diretta attraverso l'area di apertura;
- l'accoppiamento del sistema ottico primario e secondario definisce un rendimento ottico di concentrazione, quindi l'insieme dei raggi solari che effettivamente incidono sul ricevitore.

Detto questo la radiazione totale incidente sul ricevitore è:

$$S = A_{COLL} DNI \eta_o \quad (5.1)$$

L'area del collettore A_{COLL} è calcolata dal prodotto della lunghezza di metà modulo L_m e dalla corda superiore della parabola W_m .

L_m [m]	0.589
W_m [m]	2.875
η_o [-]	0.700
DNI [Wm^{-2}]	Dati sperimentali

Tabella 5-2: Caratteristiche del concentratore.

In questo modo è stato calcolata la radiazione diretta incidente che riesce a raggiungere il ricevitore. Quest'analisi si affronta con uno studio *ray-tracing*, come già spiegato nella parte del modello ottico. Il

rendimento ottico di concentrazione scelto è un valore mediato tra i risultati ottenuti dal *software* Opticad e dai dati riportati in letteratura.

Successivamente a valle del concentratore la radiazione incidente sul ricevitore subisce diverse trasformazioni e nel modello termico si ripartiscono per nodi le componenti della radiazione; infatti questa può essere suddivisa in varie componenti, ognuna delle quali può essere attribuita ai vari nodi o anche ad uno solo.

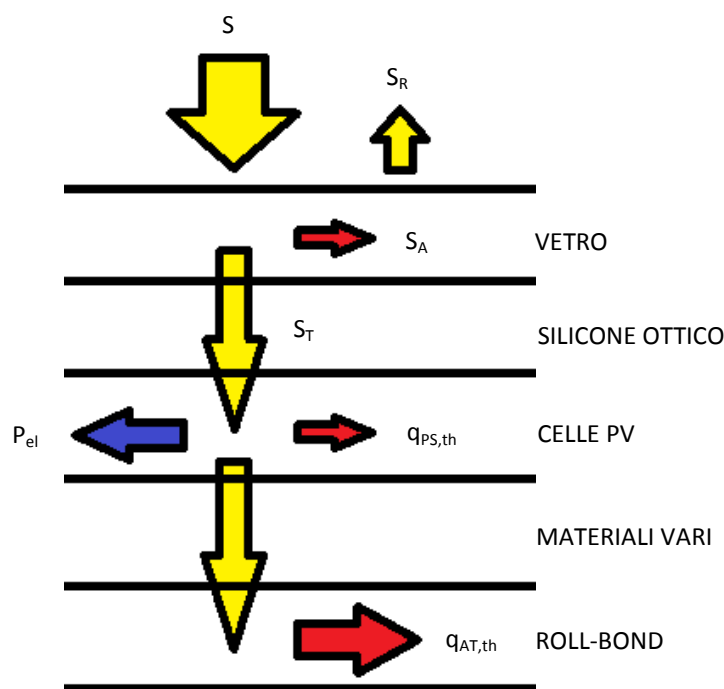


Figura 5-5: Spartizione della radiazione solare all'interno del ricevitore.

Nella figura esposta qui sopra si riporta un tipo di distribuzione della radiazione solare che si è definita nell'impostazione del modello, ma come vedremo non è stata scelta nella sua applicazione.

La radiazione subisce due scomposizioni. La prima scomposizione è dovuta all'incidenza della radiazione solare con la superficie vetrata, infatti la radiazione si scinde nella componente riflessa, assorbita e trasmessa. Quest'ultima va incontro ad un'ulteriore scomposizione, cioè nella componente assorbita dalla cella, in modo attivo con l'erogazione di potenza elettrica, e in modo passivo con la conversione della radiazione solare in potenza termica da smaltire (componente passiva termica), e nella componente assorbita dalla piastra roll-bond (componente attiva termica).

La prima scomposizione è funzione delle proprietà del vetro e obbedisce alle leggi dell'ottica, mentre la seconda è funzione delle caratteristiche geometriche della cella e delle sue proprietà.

Le proprietà ottiche del vetro sono in funzione della lunghezza d'onda e dell'angolo di incidenza. Il calcolo è stato affrontato ponendo un valore costante nei confronti della lunghezza d'onda e un valore nullo dell'angolo di incidenza, dal momento che i raggi incidenti sul ricevitore sono comunque vicini alle condizioni di perpendicolarità alla superficie. Le proprietà ottiche di un vetro possono essere calcolate considerando solo le perdite per riflessione, oppure anche quelle per assorbimento, avendo un comportamento reale del mezzo.

5.2.1 Calcolo della radiazione riflessa e trasmessa per un vetro non assorbente

Secondo le leggi dell'ottica la componente riflessa della radiazione per un angolo di incidenza nullo, dove uno dei due mezzi è l'aria, è:

$$S_{R,r} = S r_r \quad (5.2)$$

$$r_r = \left(\frac{n-1}{n+1} \right)^2 \quad (5.3)$$

In questa relazione la componente riflessa per un vetro non assorbente $S_{R,r}$ è definita dal coefficiente di riflessione r_r , funzione dell'indice di rifrazione, per il quale è stato considerato un valore costante rispetto alla lunghezza d'onda.

La componente trasmessa è stata calcolata alle stesse condizioni dell'angolo di incidenza e dell'indice di rifrazione:

$$S_{T,r} = S \tau_r \quad (5.4)$$

$$\tau_r = \left(\frac{2-n}{2+n} \right) \quad (5.5)$$

Nelle equazioni sopra si nota che sono state indicate con il pedice r le grandezze riferite ad un vetro non assorbente, quindi con solo perdite di riflessione.

5.2.2 Calcolo della radiazione trasmessa per un vetro non riflettente

Secondo le leggi dell'ottica per calcolare il coefficiente di trasmissione, considerando solo le perdite di assorbimento, si applica la legge di Bouguer:

$$\tau_\alpha = e^{\left(-K s_{glass} \left(1 - \frac{(\sin \theta_i)^n}{n^2} \right)^{-0.5} \right)} \quad (5.6)$$

In questa equazione il coefficiente di trasmissione è funzione del coefficiente di estingimento K, scelto pari a 4 m^{-1} (valore tipico di un vetro di caratteristica "bianco latte"), dello spessore del vetro s_{glass} in [m], dell'indice di rifrazione n e dell'angolo di incidenza θ_i .

Fino ad ora si sono calcolate le proprietà ottiche del vetro ipotizzando o solo perdite di riflessione o solo quelle di assorbimento.

Adesso si definiscono le proprietà del vetro tenendo in conto entrambe le perdite, quindi il comportamento ottico di un vetro reale. Queste definizioni sono riportate da Duffie e Beckman (2006).

5.2.3 Calcolo della radiazione riflessa, trasmessa ed assorbita in un vetro reale

Le proprietà ottiche reali del vetro sono:

$$\tau_{glass} = \tau_\alpha \tau_r \quad (5.7)$$

$$\alpha_{glass} = 1 - \tau_\alpha \quad (5.8)$$

$$r_{glass} = \tau_{\alpha} - \tau_{glass} \quad (5.9)$$

Le tre componenti della radiazione dovute all'incidenza tra quest'ultima e il vetro sono:

$$S_T = S\tau_{glass} \quad (5.10)$$

$$S_A = S\alpha_{glass} \quad (5.11)$$

$$S_R = Sr_{glass} \quad (5.12)$$

5.2.4 Calcolo della componente attiva e passiva della radiazione trasmessa

I nominativi attiva e passiva sono solo un'etichetta per distinguere le varie componenti della radiazione trasmessa. La radiazione che va ad influire termicamente sulla cella è stata chiamata "passiva" perché corrisponde ad una quantità termica che deve essere smaltita e che viene associata ad un effetto negativo, poiché non è stata convertita dalle celle in potenza elettrica. L'altra componente è stata definita con il termine "attiva" perché corrisponde ad una quantità termica che va a contribuire direttamente alla potenza termica all'uscita dell'impianto. Come si vedrà nei modelli seguenti questo di fatto è solo un'etichetta, poiché anche la componente passiva contribuisce alla potenza termica erogata dall'impianto.

La radiazione reale trasmessa dal vetro è scomposta in tre parti: componente elettrica, componente termica passiva e attiva.

$$P_{el} = S_T\beta\eta_{cell} \quad (5.13)$$

$$q_{PS,th} = S_T\beta\alpha_{cell} - S_T\beta\eta_{cell} \quad (5.14)$$

$$q_{AT,th} = S_T\beta(1 - \alpha_{cell}) + S_T(1 - \beta) \quad (5.15)$$

Le equazioni riportate sopra sono definite da Chow (2003) e Sarhaddi et al. (2010).

Nelle equazioni sopra sono state considerate le seguenti caratteristiche:

- β è chiamato *packing factor* ed è il rapporto tra l'area attiva delle celle e l'area investita dal flusso radiante concentrato sul ricevitore e il suo valore ricade nell'intervallo tra 0 e 1;
- α_{cell} è il coefficiente di assorbimento delle celle fotovoltaiche a tripla giunzione;
- η_{cell} è il rendimento elettrico delle celle fotovoltaiche a tripla giunzione.

Queste equazioni possono essere riscritte in diverse forme, soprattutto se si vuole ripartire la radiazione in modo diverso. Le equazioni dipendono dalle condizioni in cui vengono forniti i dati dei produttori delle celle fotovoltaiche, cioè se le prove su queste sono state compiute con/senza vetro di copertura; mentre con il *packing factor* si definisce tra le celle la presenza di interstizi, nei quali non vi sarà conversione della radiazione solare in elettrica. Se il *packing factor* è minore di uno allora vi sono interstizi tra le celle, se, invece, è uguale ad uno allora no. Per motivi di costruzione sono sempre presenti degli interstizi delle celle, ma si cerca di ridurli il più possibile per uno sfruttamento maggiore della radiazione solare.

Qualora ci siano degli interstizi tra le celle e le prove fornite siano state compiute con un vetro di copertura allora il rendimento elettrico contiene già intrinsecamente il coefficiente di trasmissione del vetro e il *packing factor*.

Nell'equazione della componente termica passiva della radiazione si nota che il rendimento elettrico è stato riportato non tenendo conto intrinsecamente del coefficiente di trasmissione del vetro e del *packing factor*, in caso contrario l'equazione dovrebbe essere riscritta così:

$$q_{PS,th} = S_T \beta \alpha_{cell} - S \eta_{cell} = S_T \beta \alpha_{cell} - P_{el} \quad (5.16)$$

β (-)	0.9083
α_{cell} (-)	0.8500
n (-)	1.4714

Tabella 5-3: Caratteristiche della cella e del vetro.

Si nota come nelle equazioni utilizzate il silicone ottico posto tra le celle e il vetro è stato considerato perfettamente trasparente.

5.3 Calcolo dei coefficienti termici

Gli scambi termici che avvengono all'interno del modello sono principalmente di quattro tipologie:

- scambio termico per conduzione tra i nodi che rappresentano uno strato del dispositivo;
- scambio termico per convezione forzata tra i nodi e il nodo acqua ("water");
- scambio termico per convezione forzata tra i nodi e l'aria esterna;
- scambio termico per irraggiamento tra i nodi e la volta celeste.

5.3.1 Coefficiente di convezione forzata del vento

Il coefficiente di convezione forzata è stato calcolato da Duffie e Beckman (2006):

$$h_v = 2.8 + 3v \quad (5.17)$$

Il coefficiente di convezione forzata è in $[W m^{-2} K^{-1}]$ e v è la velocità del vento in $[m s^{-1}]$.

5.3.2 Coefficiente di irraggiamento con la volta celeste

Il coefficiente di irraggiamento è stato calcolato da Duffie e Beckman (2006), ipotizzando il dispositivo come un piccolo oggetto rinchiuso in una larga superficie:

$$h_r = \frac{\sigma \epsilon_{glass} (T^4 - T_{sky}^4)}{(T - T_{air})} \quad (5.18)$$

Nell'equazione si ha:

- σ è il coefficiente di Boltzmann pari a $5.67 \cdot 10^{-8} W m^{-2} K^{-1}$;
- ϵ_{glass} è il coefficiente di emissione della superficie del vetro pari a 0.88;
- T è la temperatura della superficie in [K];
- T_{sky} è temperatura della volta celeste in [K], che secondo Duffie e Beckman (2006) è stimata in funzione delle caratteristiche dell'aria umida esterna. Convenzionalmente nei calcoli è stata definita:

$$T_{sky} = T_{air} - 6 \quad (5.19)$$

Questo coefficiente è stato calcolato solo per il vetro, mentre sul lato inferiore si è ipotizzato un fattore di vista trascurabile con la volta celeste. Si nota che per il calcolo è necessario sapere la T della superficie, quindi nel modello ogni volta questo coefficiente sarà ricalcolato con la temperatura del nodo.

5.3.3 Coefficiente di conduzione

Il coefficiente di conduzione è stato calcolato con la legge di Fourier fissando ciascun nodo al centro dello strato corrispettivo. Tra un nodo e l'altro vi sono uno o più strati, quindi l'equazione utilizzata è:

$$h_c = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{\lambda_{th,i}}} \quad (5.20)$$

5.3.4 Coefficiente di convezione per il flusso d'acqua

Il coefficiente di convezione con l'acqua è stato calcolato da Fluent, con la potenza specifica in $[W m^{-2}]$, la temperatura media della superficie dei canali assiali e la temperatura media del fluido contenuto in essi. Nel calcolo non sono stati considerati i canali trasversali poiché in essi il fluido risulta stagnante. Quest'ultima osservazione sarà riportata più avanti nella definizione del bilancio termico del nodo roll-bond nel modello bidimensionale dinamico e nei risultati.

5.4 Impostazione del modello unidimensionale e stazionario

Nel modello termico unidimensionale e stazionario il bilancio tipico di un nodo i-esimo è:

$$q_{in,i} - q_{out,i} = A_{i,i-1} H_{i,i-1} (T_i - T_{i-1}) + A_{i,i+1} H_{i,i+1} (T_i - T_{i+1}) + A_{i,air} H_{i,air} (T_i - T_{air}) \quad (5.21)$$

Nell'equazione scritta sopra si ha:

- $q_{in,i}$ è la potenza termica entrante nel nodo i-esimo;
- $q_{out,i}$ è la potenza termica uscente dal nodo i-esimo;
- $A_{i,i-1} H_{i,i-1}$ è il coefficiente di scambio termico tra il nodo i-esimo e quello i-1-esimo in $[W K^{-1}]$;
- $A_{i,i+1} H_{i,i+1}$ è il coefficiente di scambio termico tra il nodo i-esimo e quello i+1-esimo in $[W K^{-1}]$;
- $A_{i,air} H_{i,air}$ è il coefficiente di scambio termico tra il nodo i-esimo e l'aria in $[W K^{-1}]$, questo principalmente dipende dal fattore di vista con la volta celeste, dalla velocità del vento e dalla stratigrafia che si interpone tra il nodo e la superficie a contatto con l'aria.

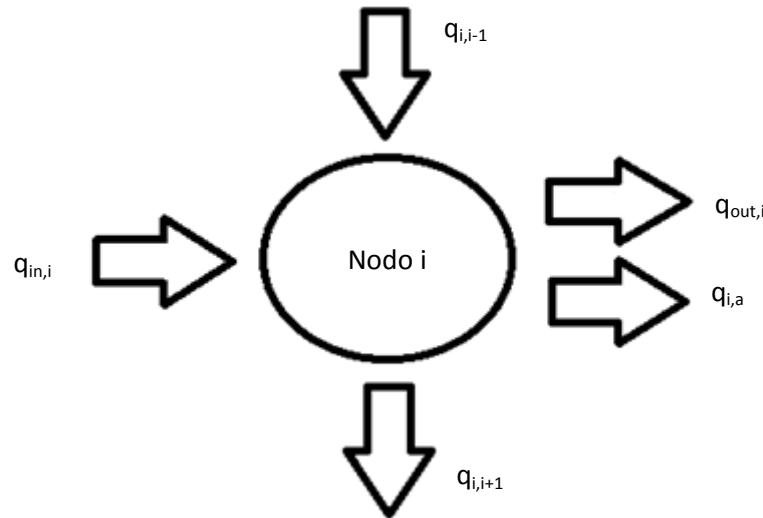


Figura 5-6: Schema di flusso termico in un nodo nel caso unidimensionale e stazionario.

Il modello stazionario unidimensionale è un sistema composto da equazioni. Le incognite del sistema sono le temperature, quindi i coefficienti termici in funzione della temperatura dei nodi saranno inizialmente ipotizzati e poi con un processo iterativo si raggiunge la soluzione vera del sistema. Un'alternativa al processo iterativo è includere le definizioni dei coefficienti termici in funzione della temperatura all'interno del sistema.

5.5 Impostazione del modello unidimensionale e dinamico

Nel modello termico unidimensionale e dinamico il bilancio tipico di un nodo i-esimo è:

$$(Mc_p)_i \frac{dT_i}{dt} = q_{in,i} - q_{out,i} - A_{i,i-1} H_{i,i-1} (T_i - T_{i-1}) - A_{i,i+1} H_{i,i+1} (T_i - T_{i+1}) - A_{i,a} H_{i,a} (T_i - T_a) \quad (5.22)$$

Nell'equazione scritta sopra si ha:

- $q_{in,i}$ è la potenza termica entrante nel nodo i-esimo;
- $q_{out,i}$ è la potenza termica uscente dal nodo i-esimo;
- $A_{i,i-1} H_{i,i-1}$ è il coefficiente di scambio termico tra il nodo i-esimo e quello i-1-esimo in $[W K^{-1}]$;
- $A_{i,i+1} H_{i,i+1}$ è il coefficiente di scambio termico tra il nodo i-esimo e quello i+1-esimo in $[W K^{-1}]$;
- $(Mc_p)_i$ è il prodotto tra la densità, volume e calore specifico del nodo i-esimo, quindi la sua capacità termica espressa in $[J K^{-1}]$;
- $A_{i,a} H_{i,a}$ è il coefficiente di scambio termico tra il nodo i-esimo e l'aria in $[W K^{-1}]$, questo principalmente dipende dal fattore di vista con la volta celeste, dalla velocità del vento e dalla stratigrafia che si interpone tra il nodo e la superficie a contatto con l'aria.

Per costruire questo modello a differenza del precedente, dove basta risolvere un sistema di equazioni, si è definito un sistema di blocchi utilizzando il programma Matlab/Simulink. Ogni blocco rappresenta un nodo dello schema a resistenze ed in esso viene definito il proprio bilancio termico, esplicitando a primo membro dell'equazione la derivata della temperatura del nodo nel tempo. Per questo motivo all'uscita del blocco, la derivata temporale della temperatura del nodo viene integrata nel tempo, considerando una condizione iniziale.

$$T_i' = \int \frac{dT_i}{dt} dt + T_{0,i} \quad (5.23)$$

La nuova temperatura del nodo ottenuta rientra all'interno del blocco per definire il bilancio termico. Bisogna precisare che nel primo istante di tempo $T_{0,i}$ è una condizione iniziale imposta (es. temperatura dell'aria esterna), mentre negli istanti successivi è la temperatura del nodo all'istante precedente. Questo procedimento si applica per ogni nodo, quindi all'uscita di ogni blocco si compie l'integrazione per ottenere la temperatura del nodo corrispondente, quest'ultima rientra nel proprio blocco e negli altri blocchi in cui partecipa nel bilancio termico.

5.6 Impostazione del modello bidimensionale dinamico

Nel modello termico bidimensionale dinamico il bilancio tipico di un nodo i-esimo è:

$$(Mc_p)_{i,j} \frac{dT_{i,j}}{dt} = q_{in_i,j} - q_{out_i,j} - A_{i,i-1} H_{i,i-1} (T_{i,j} - T_{i-1,j}) - A_{i,i+1} H_{i,i+1} (T_{i,j} - T_{i+1,j}) - A_{i,air} H_{i,air} (T_{i,j} - T_{air}) - A_{j,j-1} H_{j,j-1} (T_{i,j} - T_{j-1,j}) - A_{j,j+1} H_{j,j+1} (T_{i,j} - T_{j+1,j}) \quad (5.24)$$

Nell'equazione scritta sopra si ha:

- $q_{in_i,j}$ è la potenza termica entrante nel nodo i-esimo;
- $q_{out_i,j}$ è la potenza termica uscente dal nodo i-esimo;
- $A_{i,i-1} H_{i,i-1}$ è il coefficiente di scambio termico tra il nodo i-esimo e quello i-1-esimo in $[W K^{-1}]$, lungo la stratigrafia;
- $A_{i,i+1} H_{i,i+1}$ è il coefficiente di scambio termico tra il nodo i-esimo e quello i+1-esimo in $[W K^{-1}]$, lungo la stratigrafia;
- $(Mc_p)_i$ è il prodotto tra la densità, volume e calore specifico del nodo i-esimo, quindi la sua capacità termica espressa in $[J K^{-1}]$;
- $A_{i,air} H_{i,air}$ è il coefficiente di scambio termico tra il nodo i-esimo e l'aria in $[W K^{-1}]$, questo principalmente dipende dal fattore di vista con la volta celeste, dalla velocità del vento e dalla stratigrafia che si interpone tra il nodo e la superficie a contatto con l'aria;
- $A_{j,j-1} H_{j,j-1}$ è il coefficiente di scambio termico tra il nodo j-esimo e quello j-1-esimo in $[W K^{-1}]$, lungo la direzione del fluido;
- $A_{j,j+1} H_{j,j+1}$ è il coefficiente di scambio termico tra il nodo j-esimo e quello j+1-esimo in $[W K^{-1}]$, lungo la direzione del fluido;

Si riportano i bilanci termici dei singoli nodi.

5.6.1 Nodo vetro ("glass")

Il nodo è associato al centro dello strato del vetro. Gli scambi e i flussi termici verso/da questo nodo sono:

- scambio termico per convezione forzata con l'aria esterna per il vento;
- scambio termico per irraggiamento con la volta celeste;
- scambio per conduzione con la superficie esterna del vetro, con la superficie esterna laterale del dispositivo e con il nodo cella;
- flusso termico in entrata, data dalla potenza solare assorbita dal vetro, S_A .

$$(Mc_P)_{glass,j} \frac{dT_{glass,j}}{dt} = S_{A,j} - H_1 A_{glass,j_air} (T_{glass,j} - T_{air}) - H_2 A_{glass,j_cell} (T_{glass,j} - T_{cell,j}) - U_{glass} A_{glass,j} (T_{glass,j} - T_{air}) - \\ + H_{glass,j_glass,j-1} A_{glass,j_glass,j-1} (T_{glass,j} - T_{glass,j-1}) - H_{glass,j_glass,j+1} A_{glass,j_glass,j+1} (T_{glass,j} - T_{glass,j+1}) \quad (5.25)$$

5.6.2 Nodo cella ("cell")

Il nodo è associato al centro dello strato della cella. Gli scambi e i flussi termici verso/da questo nodo sono:

- scambio termico per convezione forzata con l'aria esterna per il vento;
- scambio termico per conduzione con la superficie esterna laterale del dispositivo, con il nodo vetro e con il nodo nitrato di alluminio;
- flusso termico in entrata, dato da $q_{PS,th}$.

$$(Mc_P)_{cell,j} \frac{dT_{cell,j}}{dt} = q_{PS,th} - H_2 A_{glass,j_cell} (T_{cell,j} - T_{glass,j}) - H_3 A_{cell,j_all} (T_{cell,j} - T_{all,j}) - U_{cell} A_{cell,j} (T_{cell,j} - T_{air}) - \\ + H_{cell,j_cell,j-1} A_{cell,j_cell,j-1} (T_{cell,j} - T_{cell,j-1}) - H_{cell,j_cell,j+1} A_{cell,j_cell,j+1} (T_{cell,j} - T_{cell,j+1}) \quad (5.26)$$

5.6.3 Nodo nitrato di alluminio ("all")

Il nodo è associato al centro dello strato del nitrato di alluminio. Gli scambi verso/da questo nodo sono:

- scambio termico per convezione forzata con l'aria esterna per il vento;
- scambio termico per conduzione con la superficie esterna laterale del dispositivo, con il nodo cella e con il nodo roll-bond;

$$(Mc_P)_{all,j} \frac{dT_{all,j}}{dt} = -H_3 A_{cell,j_all} (T_{all,j} - T_{cell,j}) - H_4 A_{all,j_roll} (T_{all,j} - T_{roll,j}) - U_{all} A_{all,j} (T_{all,j} - T_{air}) - \\ + H_{all,j_all,j-1} A_{all,j_all,j-1} (T_{all,j} - T_{all,j-1}) - H_{all,j_all,j+1} A_{all,j_all,j+1} (T_{all,j} - T_{all,j+1}) \quad (5.27)$$

5.6.4 Nodo roll-bond ("roll")

Gli scambi e i flussi termici verso/da questo nodo sono:

- scambio termico per convezione forzata con l'aria esterna per il vento e con il flusso d'acqua;
- scambio termico per conduzione con la superficie esterna inferiore del dispositivo, con le superfici dei canali del roll-bond e con il nodo nitrato di alluminio;
- flusso termico in entrata, dato da $q_{AT,th}$.

$$(Mc_P)_{roll,j} \frac{dT_{roll,j}}{dt} = q_{AT,th,j} - H_4 A_{all,j_roll} (T_{roll,j} - T_{all,j}) - 2 \frac{1}{\frac{1}{\alpha_w A_{roll,j_w}} + \frac{1}{H_{roll,j_ea} A_{roll,j_ea}}} (T_{roll,j} - T_{w,j}) - \\ + H_5 A_{roll,j_air} (T_{roll,j} - T_{air}) - H_{roll,j_roll,j-1} A_{roll,j_roll,j-1} (T_{roll,j} - T_{roll,j-1}) - \\ + H_{roll,j_roll,j+1} A_{roll,j_roll,j+1} (T_{roll,j} - T_{roll,j+1}) \quad (5.28)$$

Nell'equazione riportata sopra si ha:

- A_{roll,j_w} è l'area di contatto tra il fluido e il nodo roll-bond;
- A_{roll,j_ea} è la sezione dell'aletta del nodo roll-bond.

Nell'equazione sopra bisogna specificare che nel nodo roll-bond è incluso l'effetto aletta che quantifica il flusso termico diretto dal centro del roll-bond al flusso d'acqua; cioè il flusso termico proveniente dal nitrato di alluminio si divide in due componenti che si dirigono verso i due canali. Tale fenomeno è stato affrontato applicando le equazioni proposte nel modello di Chow (2003), quindi una doppia conduzione, una verso sinistra ed una verso destra, considerando come lunghezza L_{roll} dell'aletta del nodo roll-bond quella che va dal centro ad uno dei canali. Secondo tale definizione il nodo roll-bond è al centro di queste alette.

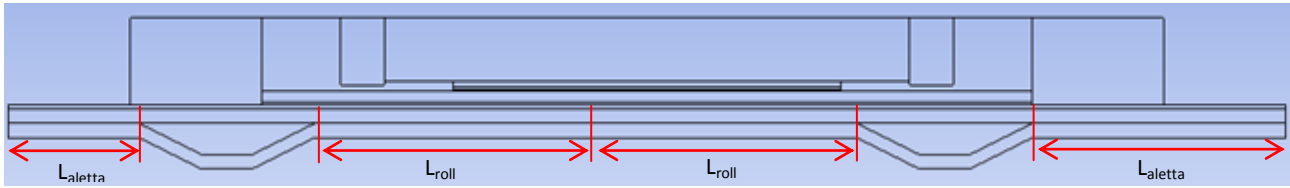


Figura 5-7: Rappresentazione geometrica delle alette dei nodi roll-bond, aletta 1 e aletta 2.

Per come è stato progettato il circuito del fluido d'acqua nel roll-bond si avrebbero due tipologie di "effetti aletta interni". In questo caso si è voluto modellare solo quello lungo la sezione (1° effetto aletta) e non quello lungo la direzione del fluido (2° effetto aletta), poiché di complessa modellazione e trascurabile. Infatti negli studi effettuati in Fluent è stato osservato che nei canali trasversali del roll bond la maggior parte del fluido è stagnante, non avendo un buon scambio termico, quindi è possibile trascurare l'effetto aletta lungo la direzione del fluido.



Figura 5-8: Rappresentazione degli "effetti aletta interni" nella parte centrale del roll-bond.

5.6.5 Nodo acqua ("water")

Gli scambi verso/da questo nodo sono:

- scambio termico per convezione forzata con le superfici dei canali;
- scambio termico per conduzione con le alette del roll-bond e con il nodo roll-bond;
- flusso termico in uscita, dato da q_{th} .

$$\begin{aligned}
 (Mc_p)_{w,j} \frac{dT_{w,j}}{dt} = & -m_w c_{p_w} (T_{out,j} - T_{in,j}) - 2 \frac{1}{\frac{1}{\alpha_w A_{roll,j_w}} + \frac{1}{H_{roll,j_ea} A_{roll,j_ea}}} (T_{w,j} - T_{roll,j}) - \\
 & + \frac{1}{\frac{1}{\alpha_w A_{aletta1,j_w}} + \frac{1}{H_{aletta1,j_ea} A_{aletta1,j_ea}}} (T_{w,j} - T_{aletta1,j}) - \frac{1}{\frac{1}{\alpha_w A_{aletta2,j_w}} + \frac{1}{H_{aletta2,j_ea} A_{aletta2,j_ea}}} (T_{w,j} - T_{aletta2,j})
 \end{aligned} \quad (5.29)$$

$$T_{in,j} = T_{out,j-1} \quad (5.30)$$

$$T_{out,j} = 2T_{w,j} - T_{in,j} \quad (5.31)$$

5.6.6 Nodo aletta 1 ("aletta1")

Il nodo è associato al centro dello strato del nitrato di alluminio. Gli scambi verso/da questo nodo sono:

- scambio termico per convezione forzata con l'aria esterna per il vento e con il flusso d'acqua;
- scambio termico per conduzione con la superficie esterna laterale ed inferiore del dispositivo e con le superfici dei canali del roll-bond;

$$(Mc_p)_{aletta1,j} \frac{dT_{aletta1,j}}{dt} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_w A_{aletta1,j_W}} + \frac{1}{H_{aletta1,j_ea} A_{aletta1,j_ea}}} (T_{aletta1,j} - T_{w,j}) - (U_{aletta1} A_{aletta1,j} + H_5 A_{aletta1,j_air}) (T_{aletta1,j} - T_{air}) - \\ + H_{aletta1,j_aletta1,j-1} A_{aletta1,j_aletta1,j-1} (T_{aletta1,j} - T_{aletta1,j-1}) - H_{aletta1,j_aletta1,j+1} A_{aletta1,j_aletta1,j+1} (T_{aletta1,j} - T_{aletta1,j+1}) \quad (5.32)$$

5.6.7 Nodo aletta 2 ("aletta2")

Il nodo è associato al centro dello strato del nitrato di alluminio. Gli scambi verso/da questo nodo sono:

- scambio termico per convezione forzata con l'aria esterna per il vento e con il flusso d'acqua;
- scambio termico per conduzione con la superficie esterna laterale ed inferiore del dispositivo e con le superfici dei canali del roll-bond;

$$(Mc_p)_{aletta2,j} \frac{dT_{aletta2,j}}{dt} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_w A_{aletta2,j_W}} + \frac{1}{H_{aletta2,j_ea} A_{aletta2,j_ea}}} (T_{aletta2,j} - T_{w,j}) - (U_{aletta2} A_{aletta2,j} + H_5 A_{aletta2,j_air}) (T_{aletta2,j} - T_{air}) - \\ + H_{aletta2,j_aletta2,j-1} A_{aletta2,j_aletta2,j-1} (T_{aletta2,j} - T_{aletta2,j-1}) - H_{aletta2,j_aletta2,j+1} A_{aletta2,j_aletta2,j+1} (T_{aletta2,j} - T_{aletta2,j+1}) \quad (5.33)$$

Il procedimento seguito in questo modello è lo stesso del precedente, eccezione fatta per le temperature e per delle modifiche ai bilanci termici di ogni blocco, i quali non rappresentano più i singoli nodi dello strato corrispondente, ma la serie di nodi che compongono quest'ultimo. Infatti in questo caso si ha un bilancio termico per ogni nodo che compone assialmente il ricevitore, per questo motivo non si ha più un singolo valore di temperatura per ogni strato del ricevitore, ma più di una; tante temperature quante le parti in cui si è suddiviso il ricevitore lungo la direzione assiale. Lo schema a blocchi di questo modello è identico a quello precedente, ma al posto di singoli valori per le temperature avremo dei vettori e nei bilanci termici è introdotto uno scambio termico per conduzione tra i nodi precedenti e successivi lungo ciascun strato del ricevitore. Nel caso dell'acqua la serie di nodi è legata alle temperature di ingresso ed uscita di ogni nodo con quello precedente. Questa è la struttura di un modello bidimensionale e dinamico. Per passare al caso tridimensionale si compie una suddivisione in parti del ricevitore non solo assiale, ma anche trasversale. Ovviamente il modello si complica perché deve essere rispettato un ordine geometrico, il che è difficile visto la diversa forma degli strati più o meno complessa. In questo caso non si gestiscono più vettori, ma matrici di temperature e i bilanci verranno modificati in modo da includere una conduzione anche di tipo trasversale oltre che assiale.

5.7 Applicazione del modello

Dall'impostazione all'applicazione del modello sono state compiute le seguenti modifiche:

- modifica della scomposizione della radiazione solare nei vari nodi;
- i coefficienti di conduzione tra i nodi e quello di convezione forzata del fluido sono stati ricalcolati tramite il codice di calcolo Fluent;
- le dispersioni laterali sono state annullate.

Nel modello in Fluent le celle fotovoltaiche sono state considerate centrate rispetto alla parte liscia del roll-bond, mentre in Matlab/Simulink rispetto ai canali del roll-bond.

5.7.1 Scomposizione della radiazione

Per comprendere più chiaramente il comportamento termico del dispositivo si è deciso di associare la radiazione solare concentrata al nodo cella, nel quale si ha la scomposizione di S in P_{el} e $q_{PS,th}$.

Per questo motivo si sono scelte delle proprietà ottiche del vetro e fisiche delle celle diverse da quelle delle schede tecniche:

- il coefficiente reale di trasmissione del vetro è stato posto uguale a 1;
- i coefficienti reali di riflessione ed assorbimento sono stati annullati;
- il *packing factor* è stato posto uguale a 1 nelle componenti termiche della radiazione, mentre per la componente elettrica è già incluso nei dati dei produttori;
- il coefficiente di assorbimento della cella è stato posto uguale a 1;

Nella scomposizione della radiazione in termica ed elettrica, al nodo cella si è preferito far riferimento direttamente alla potenza elettrica calcolata dal modello elettrico, anziché al rendimento elettrico, evitando così una possibile confusione sulle aree di riferimento e sul coefficiente di trasmissione del vetro.

Detto questo si ha:

$$S_A = 0 \quad (5.34)$$

$$q_{PS,th} = S - P_{el} \quad (5.35)$$

$$q_{AT,th} = 0 \quad (5.36)$$

5.7.2 Coefficienti di conduzione

Il modello termico del dispositivo viene realizzato con il codice di programmazione Matlab/Simulink. Tale modello è stato confrontato con i risultati ottenuti dal programma di simulazione Fluent. In entrambi i programmi il modello termico è stato riferito alle stesse condizioni *input*. Questo è necessario se si vuole avere un confronto corretto.

Data la geometria della piastra di roll-bond si sono analizzate due parti geometriche caratteristiche: una centrale ed una terminale. La prima ha una lunghezza di 46 mm, la seconda di 76 mm. Sono state prese queste parti per compiere in seguito la discretizzazione assiale del ricevitore.

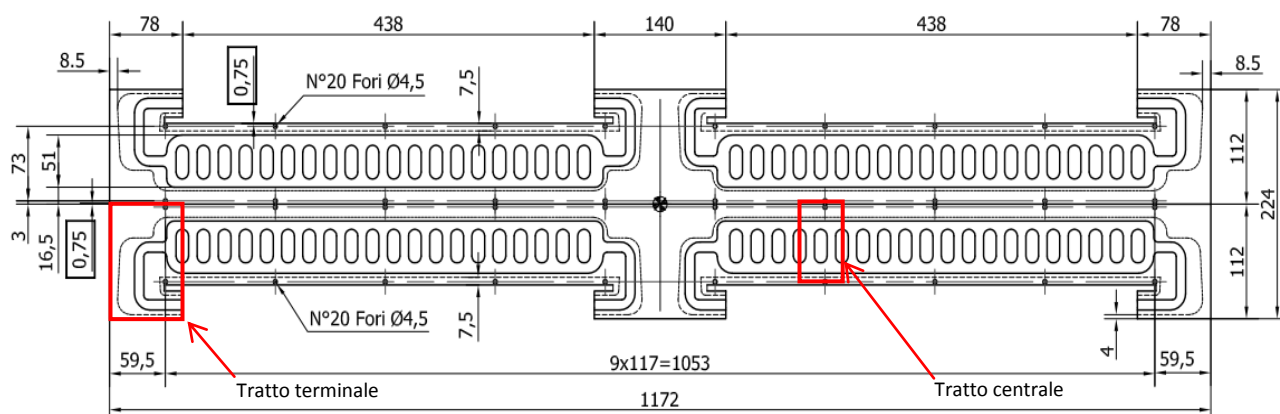


Figura 5-9: Disegno geometrico del roll-bond. Si è riportato il disegno di fabbricazione, in realtà il modello si riferisce ad una sola piastra di roll-bond, mentre qui ne sono riportate quattro.

In entrambe le parti si è notato uno scostamento rilevante delle temperature dei nodi tra il modello costruito in Fluent e quello in Matlab/Simulink, con la definizione dei coefficienti secondo le leggi della conduzione tra gli strati. Riportiamo nella tabella la differenza ottenuta per il tratto centrale tra i due modelli alle stesse condizioni *input* già riportate sopra.

Tratto centrale					
	Fluent	Matlab/Simulink		Matlab/Simulink corretto	
			Δ		Δ
q_{LAT} [W]	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
q_{SUP} [W]	1.400	1.335	0.065	1.428	0.028
q_{INF} [W]	0.894	1.053	0.159	0.881	0.012
q_{th} [W]	58.686	58.608	0.077	58.687	0.001
T_{glass} [°C]	80.001	80.311	0.310	80.244	0.243
T_{cell} [°C]	88.202	89.855	1.653	88.608	0.406
T_{all} [°C]	78.835	88.915	10.080	79.243	0.408
T_{roll} [°C]	66.460	81.052	14.592	66.766	0.306
$T_{aletta1}$ [°C]	61.184	60.105	1.079	60.106	1.078
$T_{aletta2}$ [°C]	62.145	60.015	2.130	60.015	2.130
T_w [°C]	60.337	60.172	0.165	60.173	0.164

Tabella 5-4: Potenze termiche e temperature dei nodi del modello termico del tratto centrale da 46 mm nel caso Fluent e nel caso Matlab/Simulink con condizione di adiabaticità laterale.

Nella tabella con q_{LAT} si intende la potenza termica dispersa attraverso la superficie laterale del dispositivo, con q_{SUP} quella attraverso il vetro e con q_{INF} quella attraverso la superficie inferiore.

Nella tabella sono evidenziate con un bordo rosso le temperature dei nodi nel modello in Matlab/Simulink che differiscono maggiormente dal modello in Fluent. Nel caso "Matlab/Simulink corretto" si è compiuto un calcolo per ottenere i coefficienti termici di conduzione tra i nodi dal modello Fluent. Dopo la correzione si nota un decisivo miglioramento dei risultati con uno scostamento massimo tra le temperature di circa mezzo grado, eccetto per le alette. La temperatura delle alette discosta di circa un grado dal caso Fluent, questo perché il flusso termico proveniente dagli strati laterali al nitrato di alluminio è stato associato al nodo roll-bond anziché ai nodi aletta.

I nuovi coefficienti calcolati da Fluent sono necessari perché quelli calcolati con le leggi di conduzione non erano corretti. I motivi sono principalmente due:

- alta disuniformità della temperatura degli strati lungo la direzione trasversale, dovuta alla posizione dei canali del roll-bond e alle potenze termiche specifiche;
- effetti di bordo del flusso termico.

Preso una sezione del dispositivo, la geometria della stratigrafia e le potenze termiche specifiche in gioco fanno in modo che il flusso termico non attraversi solo gli strati lungo l'asse del dispositivo, ma che compia anche dei percorsi laterali. Se il calcolo dei coefficienti termici venisse effettuato secondo le leggi della conduzione si escluderebbero questi effetti di bordo, andando ad influenzare in modo rilevante le temperature dei nodi e vincolando il percorso del flusso termico all'area di contatto tra i nodi adiacenti.

Si riporta nella figura sottostante le regioni in cui si presentano soprattutto questi effetti di bordo.

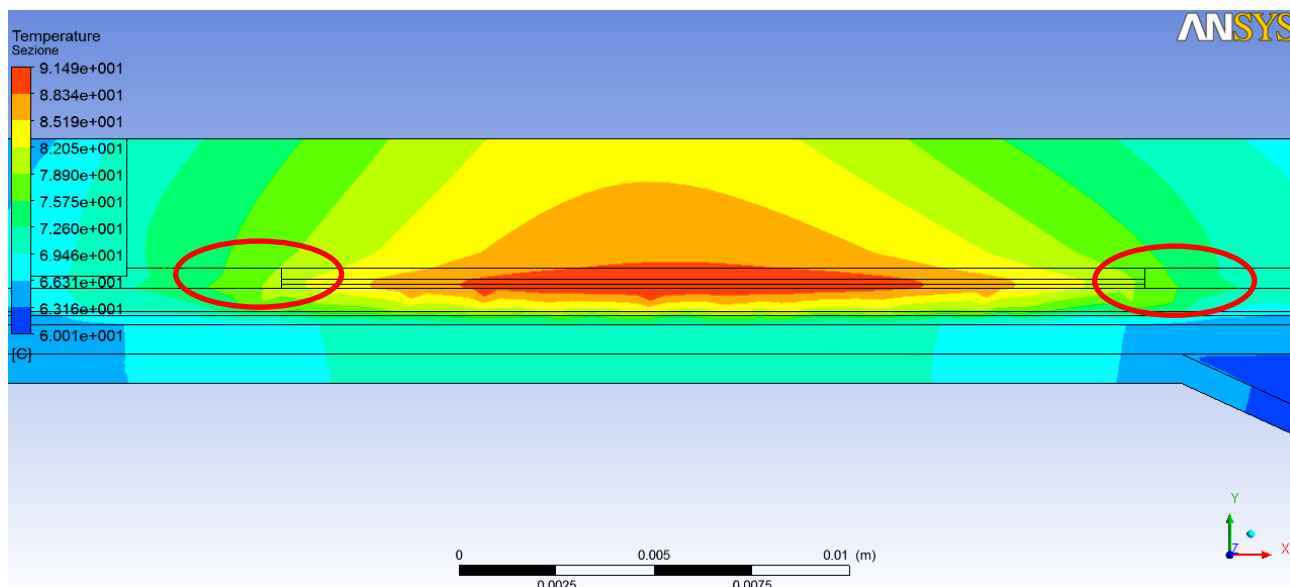


Figura 5-10: Rappresentazione da Fluent degli effetti di bordo all'interno del tratto centrale da 46 mm evidenziati dai cerchi rossi. La prova è compiuta alle stesse condizioni di quella del paragrafo 5.1, ma nel caso di adiabaticità laterale.

Il calcolo è stato realizzato con Fluent considerando le temperature dei nodi e il flusso termico che attraversa lo strato. Per esempio per il caso del coefficiente di conduzione tra il vetro e la cella si sono presi: le temperature medie del vetro e della cella, l'area di contatto tra il vetro e la cella e il flusso termico disperso dal vetro verso l'alto. Questo calcolo è stato possibile considerando un'adiabaticità laterale del dispositivo. In pratica sono stati definiti dei coefficienti termici equivalenti in modo da considerare gli effetti di bordo e l'area di contatto tra i nodi.

Con questo procedimento sono stati calcolati i coefficienti di conduzione H_2 , H_3 e H_4 , mentre per il calcolo del coefficiente di conduzione H_{roll_ea} , che considera l'effetto aletta interno, si sono presi: le temperature medie del nodo roll-bond e delle metà superfici dei canali, e il flusso termico che viene assorbito dal fluido.

Con Fluent si è potuto calcolare anche il coefficiente medio di convezione tra la superficie dei canali e il fluido; in questo caso si è preferito escludere i canali trasversali, poiché in questi il fluido è completamente stagnante. Il coefficiente di convezione è stato ottenuto dalla temperatura media del fluido all'interno dei canali lungo il dispositivo, dalla temperatura media di quest'ultimi e dal flusso termico medio specifico assorbito dal fluido.

Gli effetti aletta disperdenti e i coefficienti di dispersione sulla parte superiore ed inferiore non sono stati modificati dal modello imposto precedentemente.

$H_2 [W m^{-2} K^{-1}]$	167.874
$H_3 [W m^{-2} K^{-1}]$	6256.705
$H_4 [W m^{-2} K^{-1}]$	2358.705
$H_{roll_ea} [W m^{-2} K^{-1}]$	207797.689
$\alpha_W [W m^{-2} K^{-1}]$	10594.266

Tabella 5-5: Coefficienti termici calcolati con Fluent.

Nelle definizioni dei coefficienti si è suddiviso il flusso termico nel dispositivo in tre componenti: la dispersione attraverso il vetro, la dispersione attraverso la superficie inferiore e la potenza termica assorbita dal fluido. Questa suddivisione può sembrare semplicistica, però si è fatto anche uno studio più dettagliato andando a calcolare i flussi termici attraverso le aree degli strati e non attraverso le aree di contatto. I risultati presentati si discostavano leggermente di meno rispetto al caso precedente per il tratto centrale, ma si aveva un caso nettamente peggiore per il tratto terminale (soprattutto per la temperatura della cella e del nitrato di alluminio).

Molto importante è sottolineare che si è preso il tratto centrale come la parte più rappresentativa del roll-bond, cioè quella presa di riferimento per il confronto con il modello Matlab/Simulink. Questo è stato fatto poiché la modellazione in Matlab/Simulink del tratto centrale è stata riproposta per il tratto terminale, andando a cambiare solo la lunghezza del campione.

Se si va a confrontare il modello Matlab/Simulink del tratto terminale, modellato con gli stessi coefficienti termici del tratto centrale, con il modello Fluent dello stesso, si ottengono gli scostamenti presentati nella tabella seguente:

Tratto terminale			
	Fluent	Matlab/Simulink corretto	
			Δ
$q_{LAT} [W]$	0.000	0.000	0.000
$q_{SUP} [W]$	2.503	2.363	0.140
$q_{INF} [W]$	2.511	1.460	1.051
$q_{th} [W]$	95.622	96.953	1.332
$T_{glass} [^{\circ}C]$	82.405	80.340	2.065
$T_{cell} [^{\circ}C]$	88.255	88.720	0.465
$T_{all} [^{\circ}C]$	82.635	79.355	3.280
$T_W [^{\circ}C]$	60.366	60.285	0.081

Tabella 5-6: Potenze termiche e temperature dei nodi del modello termico del tratto terminale da 76 mm nel caso Fluent e nel caso Matlab/Simulink con condizione di adiabaticità laterale.

In tabella sono stati evidenziati con il bordo rosso quei risultati nel modello Matlab/Simulink che si discostano di più dal modello Fluent. Questi sono la temperatura del nodo vetro e del nodo nitrato di alluminio, mentre la differenza non è molto rilevante per i nodi cella ed acqua, i quali sono più importanti poiché la T_W influisce sullo scambio termico con il fluido e la T_{cell} determina il valore della P_{el} . La temperatura del nodo vetro di fatto influisce sul coefficiente di irraggiamento verso la volta celeste, ma non si ha una variazione rilevante con una differenza di 2.065 °C.

Per migliorare la corrispondenza di temperature si è cercato di cambiare anche la struttura del modello in più modi:

- definire un singolo nodo per l'intera piastra roll-bond;

- definire solo due nodi aletta per l'intera piastra roll-bond, perché di fatto non esiste una parte centrale. Infatti nella parte terminale si ha un unico canale che poi all'estremità si divide in due;
- applicare le regole dei coefficienti termici del tratto centrale al caso del tratto terminale;

Nei risultati dei metodi sopra elencati si è notato una differenza sostanziale nelle temperature (dai 5 ai 10°C), ma non nei flussi. Infine si è deciso di considerare il caso migliore, cioè quello di riportare gli stessi coefficienti del modello del tratto centrale al modello del tratto terminale. C'è da dire che la parte terminale è molto complessa nella sua modellazione per via delle alte disuniformità termiche e per di una geometria non simmetrica lungo il dispositivo.

Comunque sono state fatte simulazioni anche a diversi valori della DNI e si è osservato che la differenza dei risultati tra il modello in Matlab/Simulink e quello in Fluent diminuisce con la DNI. I risultati sono riportati per un valore alto della DNI, cioè 950 W m^{-2} . Da dati sperimentali si è osservato che per una tipica giornata estiva con cielo limpido si raggiunge al massimo un valore leggermente sopra i 900 W m^{-2} , quindi le simulazioni sono riferite al caso peggiore dal punto di vista della potenza specifica in gioco.

5.7.3 Problematica delle perdite laterali del dispositivo

La difficoltà riscontrata nel trattamento delle dispersioni laterali riguarda la scelta di ridistribuzione nei vari nodi. Per questo motivo inizialmente è stato considerato un comportamento adiabatico laterale del dispositivo, quindi le simulazioni e i confronti tra il modello in Matlab/Simulink e quello in Fluent sono stati compiuti mantenendo in entrambi le condizioni di adiabaticità laterale.

Questa condizione va ad influire maggiormente nella distribuzione del flusso termico più che nelle temperature, questo è dovuto al fatto che comunque il flusso termico disperso lateralmente è abbastanza piccolo e lo si può notare nelle seguenti tabelle per il tratto centrale e terminale, sempre per la condizione limite della DNI.

Tratto centrale			
	Fluent	Fluent adiabatico	
			Δ
$q_{LAT} [W]$	1.132	0.000	1.132
$q_{SUP} [W]$	1.393	1.400	0.007
$q_{INF} [W]$	1.049	0.894	0.155
$q_{th} [W]$	57.406	58.686	1.279
$T_{glass} [^{\circ}C]$	79.783	80.001	0.218
$T_{cell} [^{\circ}C]$	88.127	88.202	0.075
$T_{all} [^{\circ}C]$	78.727	78.835	0.108
$T_{roll} [^{\circ}C]$	66.413	66.460	0.047
$T_{aletta1} [^{\circ}C]$	61.066	61.184	0.118
$T_{aletta2} [^{\circ}C]$	61.922	62.145	0.223
$T_w [^{\circ}C]$	60.332	60.337	0.006

Tabella 5-7: Potenze termiche e temperature dei nodi del modello termico del tratto centrale da 46 mm nel caso Fluent con e senza condizioni di adiabaticità laterale.

Tratto terminale			
	Fluent	Fluent adiabatico	
			Δ
$q_{LAT} [W]$	3.919	0.000	3.919
$q_{SUP} [W]$	2.381	2.503	0.122
$q_{INF} [W]$	2.954	2.511	0.443
$q_{th} [W]$	91.419	95.622	4.203
$T_{glass} [^{\circ}C]$	81.813	82.405	0.592
$T_{cell} [^{\circ}C]$	87.789	88.255	0.466
$T_{all} [^{\circ}C]$	82.137	82.635	0.498
$T_w [^{\circ}C]$	60.347	60.366	0.019

Tabella 5-8: Potenze termiche e temperature dei nodi del modello termico del tratto terminale da 76 mm nel caso Fluent con e senza condizioni di adiabaticità laterale.

Per evidenziare maggiormente i risultati si riporta la distribuzione percentuale delle quattro potenze q_{LAT} , q_{SUP} , q_{INF} e q_{th} per il caso non adiabatico, sia per il tratto centrale che terminale.

Tratto centrale			
	Fluent	Fluent adiabatico	
			Δ
$q_{LAT} [\%]$	1.857	0.000	1.857
$q_{SUP} [\%]$	2.284	2.295	0.011
$q_{INF} [\%]$	1.719	1.465	0.254
$q_{th} [\%]$	94.115	96.212	2.097

Tabella 5-9: Potenze termiche e temperature dei nodi del modello termico del tratto centrale da 46 mm nel caso Fluent con e senza condizioni di adiabaticità laterale in termini percentuali rispetto alla potenza solare in ingresso.

Tratto centrale			
	Fluent	Fluent adiabatico	
			Δ
$q_{LAT} [\%]$	3.889	0.000	3.889
$q_{SUP} [\%]$	2.363	2.484	0.121
$q_{INF} [\%]$	2.931	2.491	0.440
$q_{th} [\%]$	90.715	94.885	4.171

Tabella 5-10: Potenze termiche e temperature dei nodi del modello termico del tratto terminale da 76 mm nel caso Fluent con e senza condizioni di adiabaticità laterale in percentuale rispetto alla potenza solare di ingresso.

In entrambi i tratti da un caso non adiabatico lateralmente ad uno adiabatico si nota che la dispersione laterale va a confluire nella potenza termica e in minima parte nella dispersione superiore ed inferiore del dispositivo.

Si riporta l'andamento delle dispersioni sulla superficie laterale, inferiore e superiore in funzione della DNI a parità delle altre condizioni *input* espresse sopra, sia per il tratto centrale che terminale.

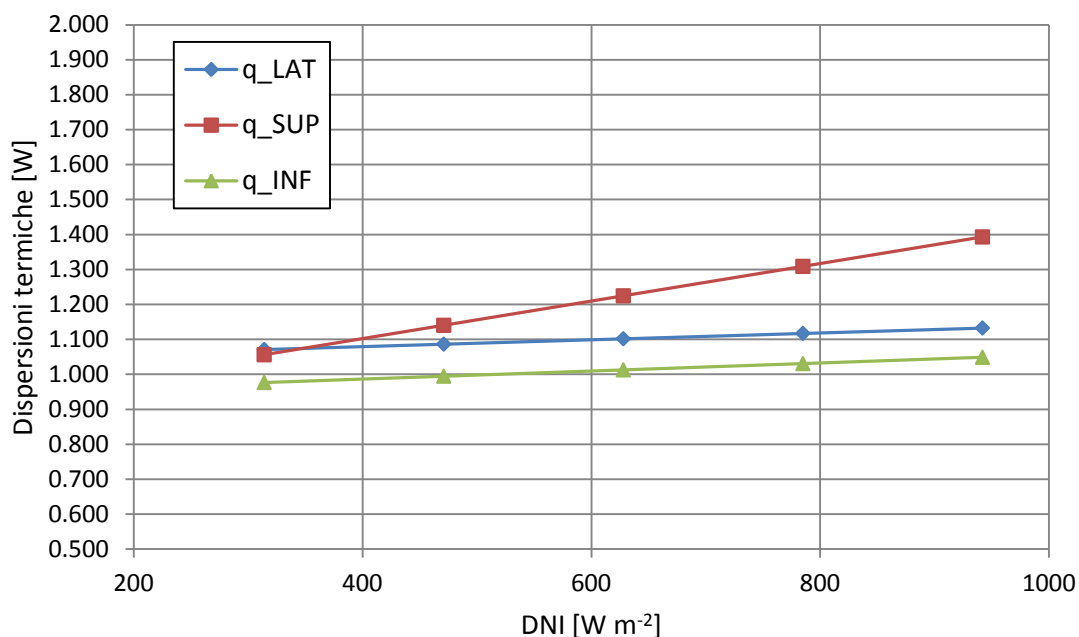


Figura 5-11: Dispersioni sulla superficie laterale, inferiore e superiore in funzione della DNI a parità delle altre condizioni *input* per il tratto centrale.

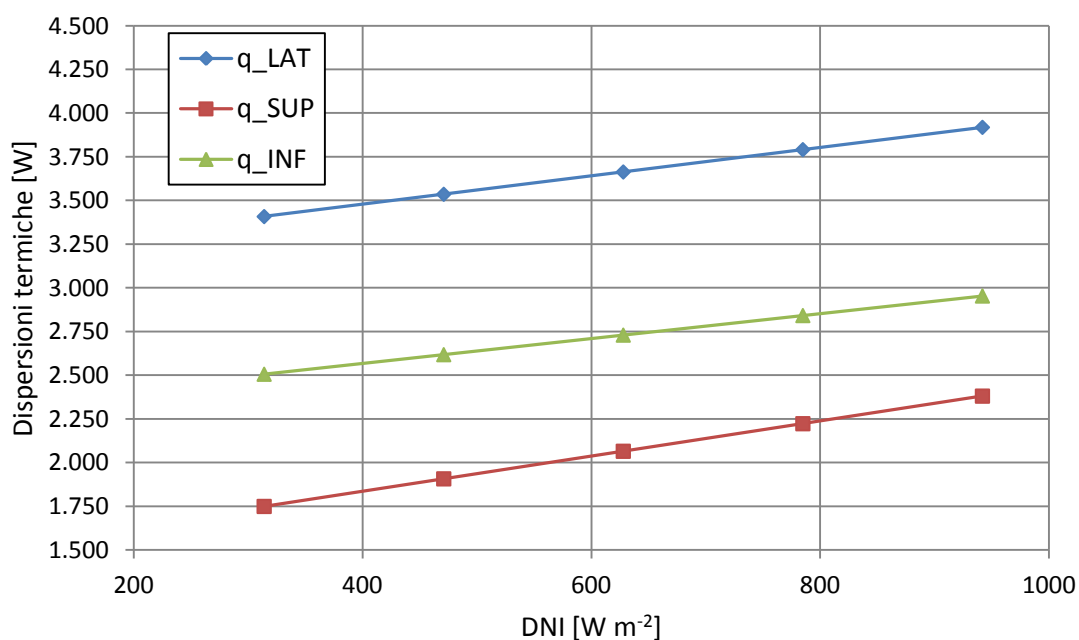


Figura 5-12: Dispersioni sulla superficie laterale, inferiore e superiore in funzione della DNI a parità delle altre condizioni *input* per il tratto terminale.

Dai grafici, per entrambi i tratti, si osserva una variazione delle dispersioni termiche di qualche unità in funzione della DNI. Sia per il tratto terminale che centrale si ha una variazione maggiore per le dispersioni della superficie superiore, mentre le altre due mantengono circa la stessa variazione. Se si rapportano tali variazioni rispetto alla variazione della potenza termica, le prime risultano abbastanza costanti con un massimo discostamento dell'1 %.

Mentre riportando il rapporto tra le variazioni delle dispersioni dei due tratti e la variazione della DNI si ha:

Tratto centrale		Tratto terminale	
	[%]		[%]
q_{LAT}	0.010	q_{LAT}	0.081
q_{SUP}	0.054	q_{SUP}	0.101
q_{INF}	0.011	q_{INF}	0.071

Tabella 5-11: Valore percentuale di variazione delle dispersioni termiche rispetto alla variazione della DNI sia per il tratto centrale che terminale.

È stato fatto anche uno studio per il tratto centrale in modo da capire fino a che entità possano arrivare le dispersioni laterali, quindi se sia possibile trascurarle o meno.

La prova è stata eseguita con le seguenti condizioni *input*:

- DNI a 940 W m^{-2} ;
- temperatura dell'aria a 0°C ;
- temperatura dell'acqua in ingresso a 80°C ;
- velocità del vento a 5.0 m s^{-1} ;
- velocità di ingresso della portata d'acqua a 1.9875 m s^{-1} ;
- rapporto di concentrazione geometrica a 130;
- rendimento delle celle a 30%;
- rendimento di concentrazione del 70%;
- potenza specifica imposta alle celle a 60000 W m^{-2} ;

Con queste condizioni *input* si ha una dispersione laterale per il tratto centrale di circa 3 W, un valore comunque basso rispetto alla potenza termica concentrata nelle celle. Per questo motivo si è deciso di trascurare le perdite laterali, tenendo conto solo di quelle attraverso la superficie superiore ed inferiore del dispositivo.

6 Modello elettrico

6.1 Tipologia di modelli elettrici

Il modello elettrico ha la funzione di rappresentare la cella o il modulo fotovoltaico con una struttura circuitale.

I componenti principali del circuito elettrico equivalente sono:

- generatore di corrente: rappresenta la corrente che la cella o subcella riesce ad erogare se esposta alla radiazione solare, detta corrente di illuminamento;
- diodo/i: rappresentano le perdite dovute agli effetti di ricombinazione che avvengono all'interno della subcella/cella. Nei vari modelli si possono trovare uno (*single diode*) o due diodi (*double diode*), questo se si decide di suddividere le zone in cui sono presenti i centri di ricombinazione, cioè nel semiconduttore P/N e/o vicino alla zona di svuotamento;
- resistenza serie: rappresenta una perdita concentrata di tensione dovuta principalmente ai contatti metallici, cioè all'efficienza di raccolta degli elettroni o lacune da parte della griglia elettrica. La problematica di progettazione è stata accennata in precedenza ed un'analisi più dettagliata è stata compiuta da Bhusari et al. (2012);
- resistenza in parallelo: rappresenta una perdita concentrata di corrente generalmente associata a caratteristiche costruttive della cella/subcella.

Il modello elettrico principalmente è definito dalla modalità in cui si vuole rappresentare il comportamento elettrico del dispositivo fotovoltaico:

- definizione del circuito elettrico al livello di un modulo di celle in serie e/o in parallelo o della singola cella o della singola subcella;
- definizione delle perdite in serie e parallelo, cioè il comportamento ideale o reale del modello;
- considerazione degli effetti di ricombinazione, ossia se ripartirli in due zone o in una zona unica.

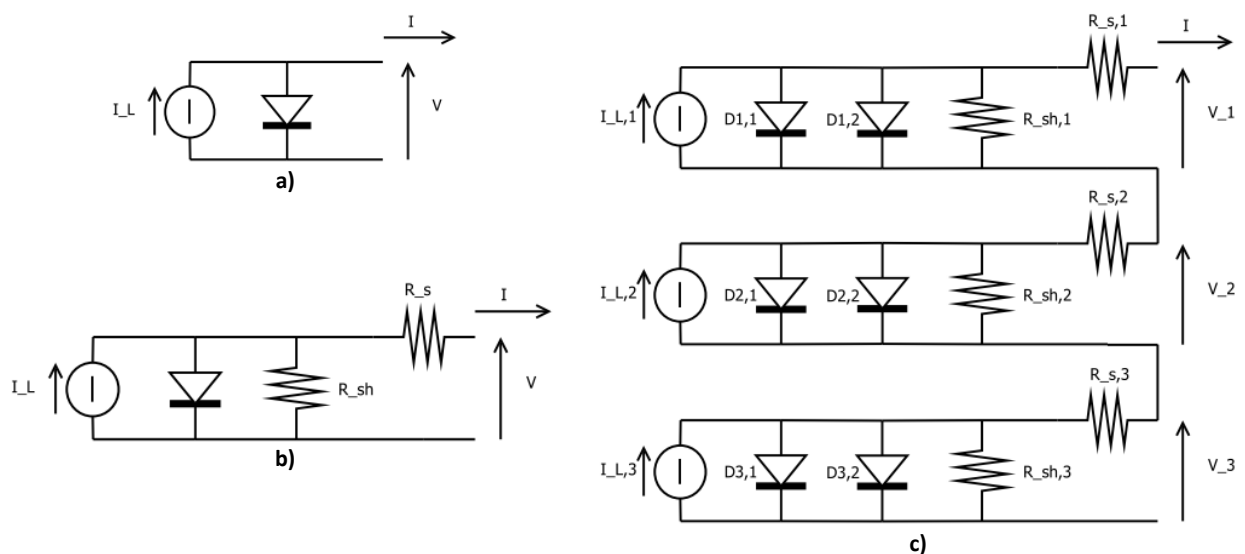


Figura 6-1: Tipologie di modello elettrico.

Nelle figure sopra sono riportati esempi di modello elettrico del dispositivo fotovoltaico:

- a) modello elettrico *single diode* di una cella ideale monogiunzione;
- b) modello elettrico *single diode* di una cella reale monogiunzione;
- c) modello elettrico *double diode* di una cella reale tripla giunzione.

In base al modello scelto si ha un certo numero di equazioni non lineari da gestire, che aumentano con il livello di dettaglio. Lo scopo del modello elettrico è l'utilizzo di dati della cella o del modulo fotovoltaico, riferiti alla scheda tecnica del costruttore alle condizioni di riferimento, specificate per temperatura delle celle, radiazione, livello di concentrazione e spettro.

Generalmente il modello è scelto in base alle prove tecniche disponibili che si hanno delle celle fotovoltaiche, cioè se sono state effettuate considerando la singola sub-cella, la cella, la stringa o l'intero modulo.

Nel caso di una cella a tripla giunzione devono essere disponibili informazioni relative alle singole subcelle, ma questo risulta abbastanza difficile da reperire.

Per questo motivo il modello elettrico scelto per una cella a tripla giunzione è stato trattato come quello di una cella fotovoltaica singola giunzione, nel caso reale *single diode*. Le equazioni non lineari applicate facevano riferimento ad un modulo di 11 celle per via dei dati tecnici disponibili.

Il legame tra la corrente I e la tensione V all'uscita del modulo è di tipo esponenziale ed è riferito alle condizioni di riferimento di temperatura delle celle e radiazione, a 25°C e 1000 W m⁻²:

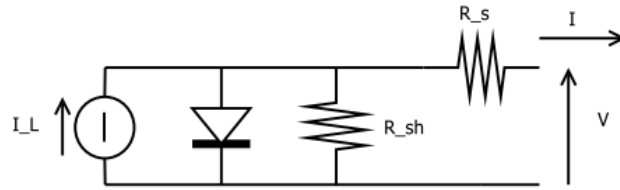


Figura 6-2: Schema elettrico scelto per la rappresentazione del modulo fotovoltaico.

$$I = I_L - I_D - I_{SH} = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{V + IR_s}{a} \right)} - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_{SH}} \right) \quad (6.1)$$

Dove:

- I_L è la corrente di illuminamento;
- I_D è la corrente di diodo;
- I_0 è la *diode reverse saturation current*;
- R_s è la resistenza serie del circuito;
- R_{SH} è la resistenza in parallelo, detta *shunt resistance*;
- a è il fattore di idealità modificato, espresso come:

$$a = \frac{n_i k T_{cell} N_s}{q_e} \quad (6.2)$$

- n_i è il fattore di idealità, per le celle a singola giunzione assume un valore tra 1 e 2;
- k è la costante di Boltzmann pari a 1.381·10⁻²³ J K⁻¹;
- T_{cell} è la temperatura delle celle in [K];
- N_s è il numero di celle in serie che compongono il modulo di cui si hanno i dati tecnici;
- q_e è la carica dell'elettrone 1.602·10⁻¹⁹ C.

Si nota che l'equazione definita è valida per un modello reale *single diode* di un modulo composto da N_s celle in serie, in caso vi siano anche N_p celle in parallelo l'equazione deve essere modificata come è stato fatto da Panwar e Saini (2012).

Il modulo fotovoltaico considerato è composto da 11 celle tripla giunzione in serie e il modello ad esso associato sarà una tipologia "equivalente", poiché si sta usando il caso *single diode* di una cella monogiunzione. Probabilmente è il motivo per cui è risultato un valore di n al di fuori dell'intervallo 1 e 2, più precisamente inferiore a 1.

6.2 Modello *Five-Parameter*

La procedura per determinare il comportamento della stringa fotovoltaica composta da 11 celle in serie, è quella presentata da Duffie e Backman(2006). È stata così determinata una curva I-V alle condizioni di riferimento: temperatura delle celle di 25°C, irraggiamento pari a 1000 W m⁻², velocità dell'aria 1 m s⁻¹, concentrazione di 120 e massa d'aria di 1.5.

La curva I-V è determinata da cinque parametri alle condizioni di riferimento, per questo motivo il modello è definito come *Five-Parameter*, ovviamente più il modello elettrico scelto è semplice minore è il numero di parametri che definisce la curva I-V, è il contrario se più dettagliato.

La difficoltà sta nel riuscire a gestire le equazioni non lineari in termini di condizioni iniziali e intervallo di riferimento per le soluzioni. Più il modello è dettagliato, maggiore è il numero di equazioni non lineari, di condizioni iniziali e di intervalli di riferimento, con una rappresentazione più accurata dell'effetto fotovoltaico, è il contrario con un modello più semplice.

Per calcolare i cinque parametri che definiscono la curva I-V alle condizioni di riferimento si sono determinate cinque equazioni, quindi la soluzione sta nel risolvere un sistema di cinque equazioni non lineari.

Prima di esporre il sistema, riportiamo le caratteristiche del modulo fornite dai produttori alle condizioni di:

- temperatura delle celle a 25°C;
- radiazione a 1000 W m⁻²;
- spettro 1.5 AMd, cioè viene considerata solo la distribuzione della radiazione diretta rispetto la lunghezza d'onda con un valore di *Air Mass* pari a 1.5;
- livello di concentrazione a 120.

I _{SC} [A]	V _{OC} [V]	I _{MP} [A]	V _{MP} [V]	FF [-]	P _{MP} [W]	η [%]
1.79	33.63	1.73	30.10	0.86	52.29	34.80

Tabella 6-1: Database dei fornitori del modulo fotovoltaico alle condizioni di riferimento esposte sopra.

Per motivi di gestione delle equazioni il sistema è stato definito inserendo i dati dei produttori ad un valore di concentrazione di 120, cioè si è evitato di introdurre delle equazioni per riportare dei parametri da un valore di concentrazione 1 ad un valore di 120.

Il sistema è stato definito dalle seguenti equazioni:

- 1° equazione: condizione di corto circuito:

$$I|_{V=0} = I_{SC} \quad (6.3)$$

- 2° equazione: condizione di circuito aperto:

$$V|_{I=0} = V_{OC} \quad (6.4)$$

- 3° equazione: prima condizione di potenza massima:

$$I|_{P=max} = I_{MP} = f(V_{MP}) \quad (6.5)$$

- 4° equazione: seconda condizione di potenza massima:

$$\frac{\partial P}{\partial V} = 0 \quad (6.6)$$

- 5° equazione: condizione di temperatura sulla tensione di circuito aperto:

$$I_L|_{T_{cell}} - I_0|_{T_{cell}} \left[e^{\frac{V_{OC}}{a}|_{T_{cell}}} - 1 \right] - \frac{V_{OC}}{a}|_{T_{cell}} = 0 \quad (6.7)$$

L'ultima condizione si appoggia ad altre equazioni per esprimere le singole variabili I_L , I_0 , V_{OC} ed a alle condizioni T_{cell} :

- equazione di trasformazione della I_L :

$$I_L|_{T_{cell}} = \frac{G}{G_{ref}} \left[I_{L,ref} + \mu_{I_{SC}} (T_{cell} - T_{ref}) \right] \quad (6.8)$$

- equazione di trasformazione della I_0 :

$$\frac{I_0}{I_{0,ref}} = \left(\frac{T_{cell}}{T_{ref}} \right)^{\left(\frac{E_g}{kT_{cell}} - \frac{E_{g,ref}}{kT_{ref}} \right)} \quad (6.9)$$

$$\frac{E_g}{E_{g,ref}} = 1 - C_{cell} (T_{cell} - T_{ref}) \quad (6.10)$$

- equazione di trasformazione della V_{OC} :

$$\mu_{V_{OC}} = \frac{\partial V_{OC}}{\partial T} = \frac{V_{OC}(T_{cell}) - V_{OC}(T_{ref})}{T_{cell} - T_{ref}} \quad (6.11)$$

- equazione di trasformazione di a :

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T_{cell}}{T_{ref}} \quad (6.12)$$

Queste ultime cinque equazioni vengono inserite nella quinta condizione del sistema per determinare le variabili $I_{L,ref}$, $I_{0,ref}$, $R_{SH,ref}$, $R_{S,ref}$ ed a_{ref} . Quest'ultimi sono i cinque parametri che permettono di definire la curva I-V alle condizioni di riferimento con la prima equazione.

Di seguito si riportano alcune note fondamentali per le equazioni sopra scritte.

6.2.1 I valori dei coefficienti di temperatura della tensione a circuito aperto e della corrente a corto circuito

Per il calcolo dei cinque parametri alle condizioni di riferimento è fondamentale conoscere i due coefficienti di temperatura (della tensione e della corrente), come riportato dalle equazioni in gioco. Nel sistema è possibile inserire direttamente i valori dei coefficienti di temperatura al livello di concentrazione desiderato, oppure inserire nel sistema un'altra equazione che tenga conto della trasformazione dei coefficienti dal valore di concentrazione di riferimento a quello in cui si lavora. Per semplicità nella gestione del sistema si è preferito calcolare a parte tali coefficienti al livello di concentrazione 120. Si è dovuto calcolare tali coefficienti perché quelli disponibili erano riferiti ad un valore di concentrazione diverso, cioè 500.

Sun concentration	$\frac{\Delta I_{SC}}{\Delta T} \frac{1}{I_{SC,25^\circ C}}$ [%/K]	$\frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T} \frac{1}{V_{OC,25^\circ C}}$ [%/K]	$\frac{\Delta P_{MP}}{\Delta T} \frac{1}{P_{MP,25^\circ C}}$ [%/K]	$\frac{\Delta \eta}{\Delta T} \frac{1}{\eta_{25^\circ C}}$ [%/K]
500	+0.073	-0.136	-0.107	-0.106

Tabella 6-2: Valori dei coefficienti di temperatura del modulo fotovoltaico riportati dalla scheda tecnica.

Per il calcolo è preso come riferimento l'articolo scritto da Fernandez et al. (2012), in cui vengono riportati i coefficienti di temperatura (di tensione e di corrente) a diversi valori di concentrazione per una cella a tripla giunzione LM e MM.

Si è notata buona corrispondenza tra i coefficienti di temperatura del caso LM dell'articolo e della tabella dei produttori, quindi dai valori riportati nell'articolo è stata estrapolata una curva logaritmica che correla il coefficiente di temperatura della tensione con il livello di concentrazione:

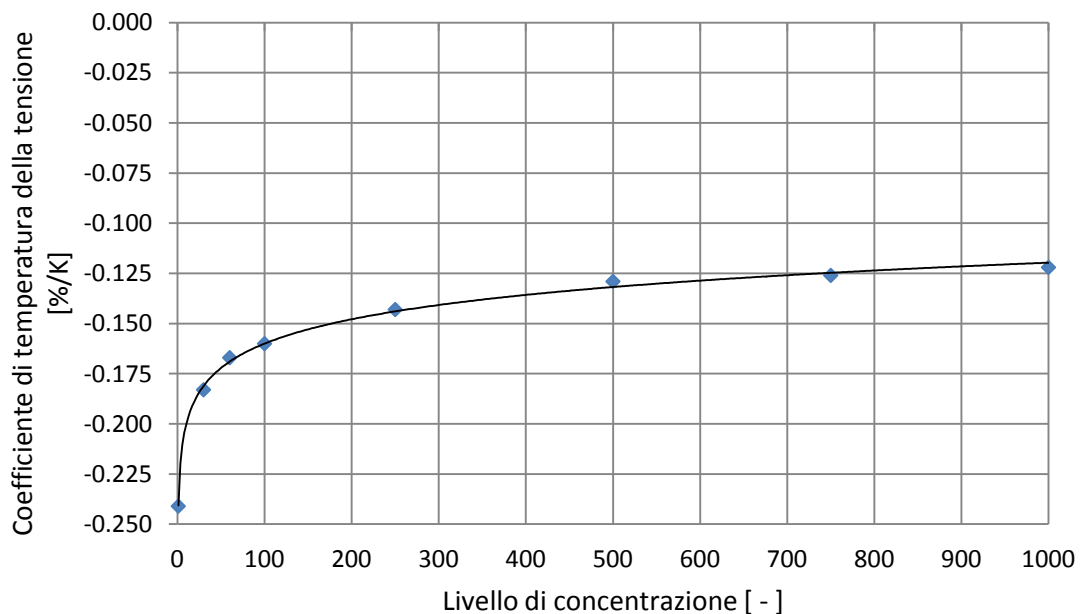


Figura 6-3: Coefficiente di temperatura della tensione in funzione del livello di concentrazione.

L'equazione della curva estrapolata dal grafico è:

$$y = 0.0175 \ln(x) - 0.2407 \quad (6.13)$$

con buona corrispondenza tra la curva e i dati riportati dall'articolo ($R^2 = 0,9979$). In quest'ultimo si afferma che il coefficiente di temperatura della corrente risulta costante al variare della concentrazione, quindi per la tensione è stato calcolato il valore attraverso l'equazione della curva, mentre per la corrente è stato mantenuto quello della tabella dei produttori. Perciò i due valori dei coefficienti di temperatura sono:

Sun concentration	$\frac{\Delta I_{SC}}{\Delta T} \frac{1}{I_{SC,25^\circ C}}$ [%/K]	$\frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T} \frac{1}{V_{OC,25^\circ C}}$ [%/K]
120	+0.073	-0.157

Tabella 6-3: Valori dei coefficienti di temperatura corretti al livello di concentrazione 120.

6.2.2 Il valore dell'energy gap e del coefficiente C_{cell}

Per quanto riguarda le caratteristiche nella scheda tecnica del prodotto, non sono riportati i valori dell'energy gap delle tre subcelle che compongono la cella a tripla giunzione, quindi sono stati considerati i valori presi da un rapporto tecnico scritto da Minuto et al. (2010) per una cella a tripla giunzione InGaP/InGaAs/Ge (LM):

$E_{g,ref,InGaP}$ [eV]	$E_{g,ref,InGaAs}$ [eV]	$E_{g,ref,Ge}$ [eV]	C_{InGaP} [-]	C_{InGaAs} [-]	C_{Ge} [-]
1.807	1.402	0.654	0.000378	0.000456	0.000393

Tabella 6-4: Valori degli energy gap delle subcelle e i corrispondenti coefficienti di temperatura.

Nel rapporto viene calcolata anche un'energy gap e un coefficiente di temperatura C_{cell} equivalenti per la cella a tripla giunzione. Si nota che, confrontando tali valori con quelli singoli delle subcelle, l'energy gap e C_{cell} della cella a tripla giunzione sono pari alla somma dei valori corrispondenti delle singole subcelle:

$$E_{g,ref} = E_{g,ref,InGaP} + E_{g,ref,InGaAs} + E_{g,ref,Ge} \quad (6.14)$$

$$C_{cell} = C_{InGaP} + C_{InGaAs} + C_{Ge} \quad (6.15)$$

6.2.3 Valore di temperatura della celle T_{cell} e della radiazione G

Per il calcolo dei cinque parametri alle condizioni di riferimento bisogna assegnare un valore per la radiazione G ed uno per la temperatura delle celle: questo è necessario per la quinta equazione non lineare del sistema. La radiazione G è stata posta uguale a quella di riferimento G_{ref} . Una cella a tripla giunzione permette di lavorare ad alte temperature, principalmente fino 100°C; quindi nel sistema si è provato ad inserire tale temperatura, ma la soluzione presentava valori più lontani da quelli della tabella dei produttori rispetto a temperature più basse; quindi si è deciso di scegliere una temperatura che meglio rappresentasse la curva I-V con i valori dei produttori come riferimento. Per questo motivo la temperatura delle celle si è scelta tra 5°C e 10°C in più rispetto a quella di riferimento.

6.2.4 Risultati di a_{ref} e di $I_{0,ref}$

Per l'equazione di trasformazione di a_{ref} è stato posto il valore del fattore di idealità n costante con la temperatura. Risolvendo il sistema di equazioni per un generico modulo fotovoltaico di silicio monocristallino, i valori di n si presentano nell'intervallo 0-1, mentre I_0 ha un ordine di grandezza generalmente minore di 10^{-8} .

In questo caso si è addattato il modello *single diode* di una cella reale monogiunzione ad una cella a tripla giunzione, quindi può essere che alcuni valori ottenuti non rientrino negli intervalli considerati. Infatti il valore di n è minore di 1 e I_0 ha un ordine di grandezza circa di 10^{-60} .

Sotto si riportano i cinque parametri alle condizioni di riferimento, ottenuti dalla risoluzione del sistema di equazioni non lineari, e la curva I-V ottenuta attraverso il codice di calcolo Matlab:

$R_{SH,ref}$ [Ω]	a_{ref} [V]	$I_{L,ref}$ [A]	$I_{0,ref}$ [A]	$R_{S,ref}$ [Ω]
659.3	0.2375	1.794	5.634E-62	1.383

Tabella 6-5: I cinque parametri della curva I-V alle condizioni di riferimento.

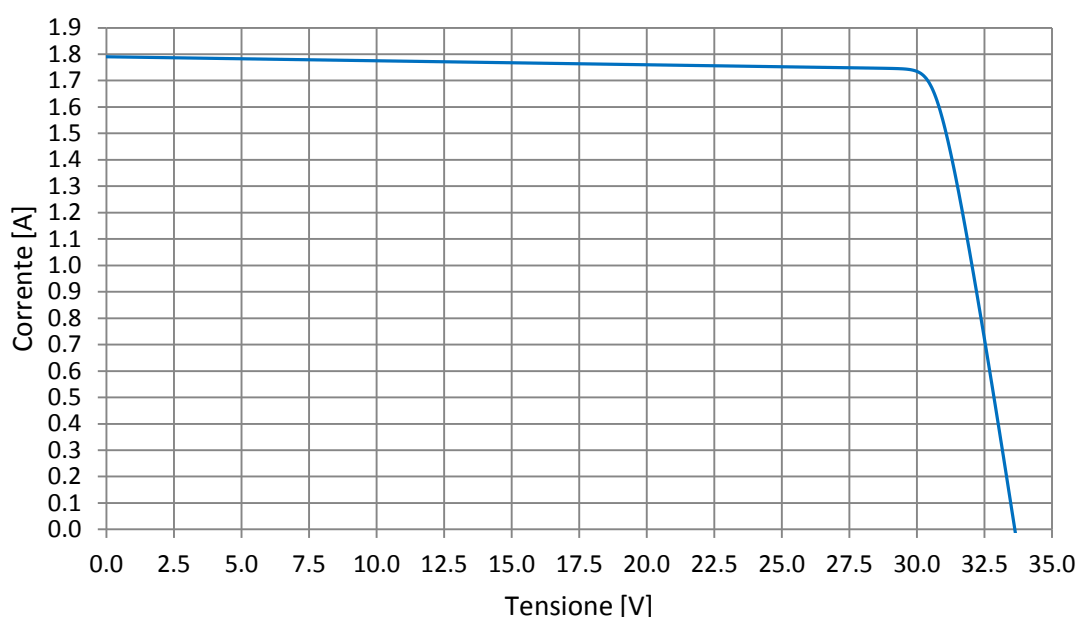


Figura 6-4: Curva I-V del modulo fotovoltaico alle condizioni di riferimento.

6.3 Curva I-V

La curva I-V alle condizioni di riferimento di radiazione e temperatura delle celle è definita dal modello elettrico scelto. Infatti in base a questo si decide anche la forma che ottiene la curva. Per esempio nel caso di un modello ideale *single diode* le resistenze R_{SH} e R_S non sono presenti, queste influiscono in modo rilevante sulla forma della curva:

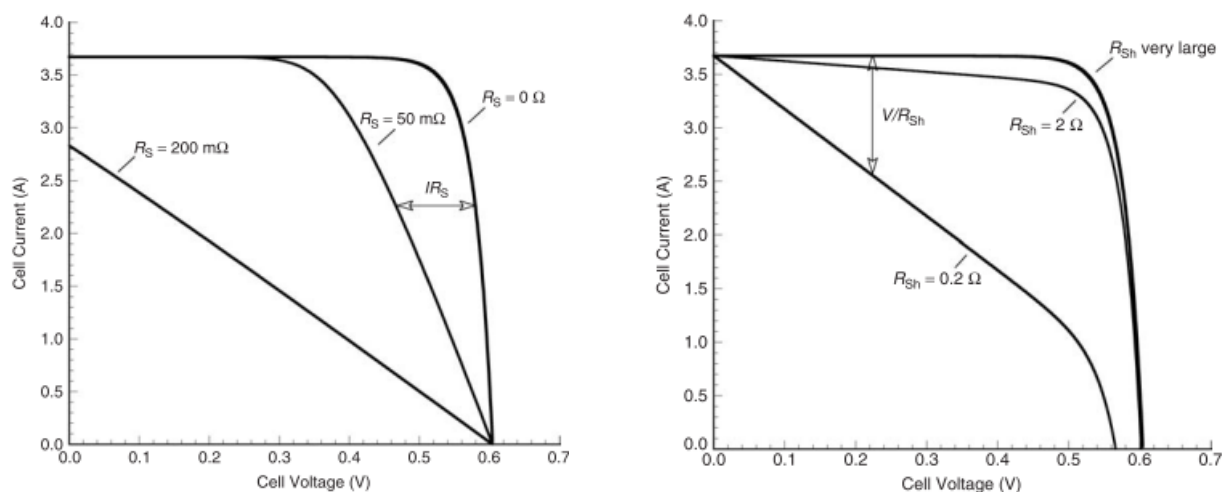


Figura 6-5: Influenza della resistenza serie e parallelo sulla curva I-V.

La curva I-V dipende fondamentalmente dalla temperatura delle celle, dalla radiazione, dalla concentrazione e dallo spettro a cui viene riferita. Si riporta come le variabili influiscono sulle grandezze che definiscono la curva I-V.

6.3.1 Temperatura delle celle

L'influenza della temperatura delle celle si esprime con i coefficienti di temperatura per la corrente, per la tensione e per l'*energy gap*.

Per la corrente si ha un coefficiente positivo, mentre per la tensione un coefficiente negativo, quindi la curva I-V subirà un innalzamento lungo l'asse della corrente ed un restringimento lungo l'asse della tensione. Sebbene i due coefficienti siano contrastanti prevale quello della tensione, perciò si ha comunque una diminuzione nel valore della potenza massima e del *fill factor*.

Per l'*energy gap* si ha un coefficiente negativo della temperatura, quindi all'aumentare di questa le bande di lunghezza d'onda, in cui operano le singole subcelle si modificano intervenendo sulla corrente di illuminamento che le subcelle erogano. Successivamente se ci si allontana da una condizione ottimale del *current-match* si avrà un peggioramento nel funzionamento, altrimenti ci sarà un miglioramento. In questo modello elettrico è espressa l'influenza della temperatura sulla corrente di illuminamento dell'intera cella a tripla giunzione, ma solo con il coefficiente di temperatura della corrente.

6.3.2 Radiazione

Per quanto riguarda la tensione e la corrente si ha un coefficiente di radiazione positivo per entrambi, quindi un aumento della potenza e del *fill factor*. La resistenza R_{SH} diminuisce con la radiazione.

6.3.3 Concentrazione

Fernandez et al. (2012) riportano l'andamento della tensione e della corrente all'aumentare della concentrazione.

Sia per la corrente che per la tensione si ha un incremento all'aumentare della concentrazione. La tensione segue un andamento logaritmico crescente con la concentrazione, lo stesso avviene per il suo coefficiente di temperatura, come visto sopra; la corrente ha un andamento lineare, mentre il suo coefficiente non risente della concentrazione. Per questo motivo le caratteristiche di una cella a tripla giunzione decidono il campo operativo di concentrazione in cui essa opera, quindi il suo rendimento. Poiché inizialmente si ha un incremento sia di corrente sia di tensione, allora si ha un aumento di efficienza con la concentrazione, finché ad un certo punto prevale l'effetto della resistenza serie, che porta prima il valore dell'efficienza ad un massimo e poi la diminuisce.

Il coefficiente di temperatura dell'efficienza è legato a quello della tensione, della corrente e del *fill factor*, poiché quello della tensione prevale si ha un coefficiente negativo dell'efficienza, che diminuisce con la concentrazione.

Da ciò si deduce che la cella a tripla giunzione deve operare ad un livello di concentrazione alto per ridurre il coefficiente negativo di tensione ed aumentare l'efficienza in prossimità del suo massimo.

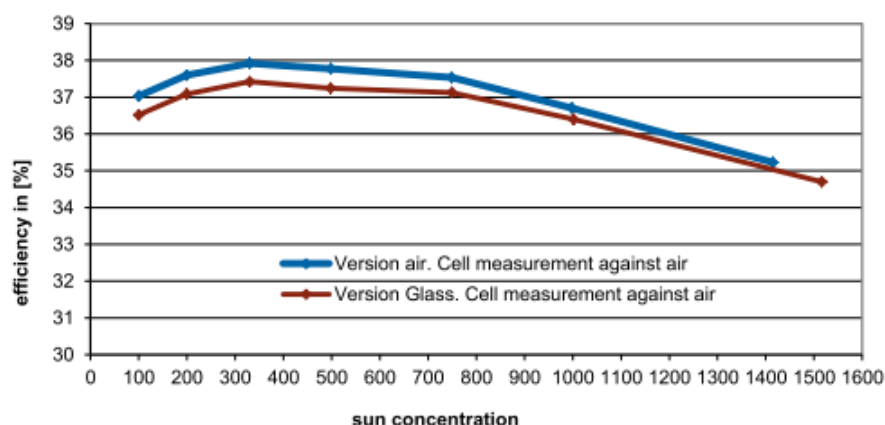


Figura 6-6: Efficienza di una cella a tripla giunzione in funzione della concentrazione nel caso con e senza vetro di copertura.

6.3.4 Spettro solare

Il comportamento delle subcelle della cella a tripla giunzione dipende da:

- il valore dell'*energy gap*;
- il valore che assume lo spettro nella corrispondente banda di lunghezza d'onda.

Infatti questi due fattori influenzano la corrente erogata della singola subcella e dell'intera cella a tripla giunzione, uguale alla corrente della subcella limitante.

Per capire come la cella a tripla giunzione è dipendente dallo spettro si definisce la risposta spettrale esterna/interna di ogni subcella. La risposta spettrale esterna è data dal rapporto tra la corrente erogata e il numero di fotoni che ricadono al secondo nell'area della cella, mentre quella interna è al netto di effetti di ombreggiamento, riflessione e assorbimento.

Dato l'andamento della risposta spettrale della singola subcella e dello spettro, in funzione della lunghezza d'onda, si calcolano le correnti erogate da ciascuna, quindi dell'intera cella. Al variare dell'intensità dello spettro varia la corrente erogata da ogni subcella, al variare della temperatura varia la risposta spettrale, perché funzione dell'*energy gap*.

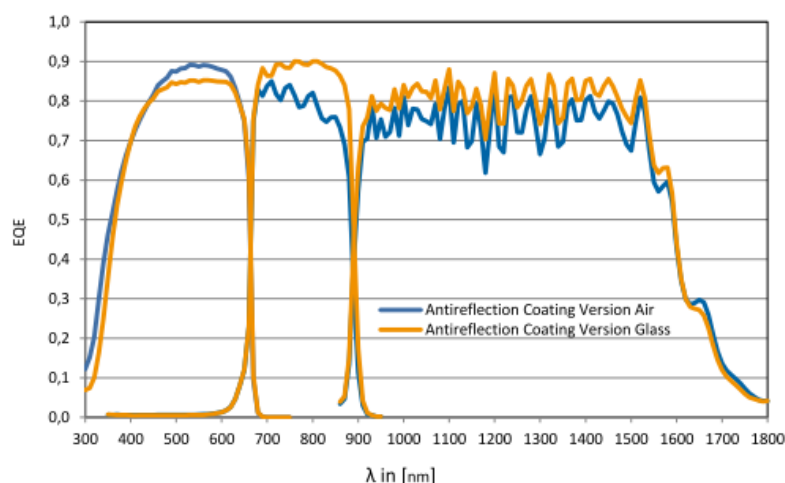


Figura 6-7: *Spectral Response* di una cella a tripla giunzione con e senza vetro di copertura.

6.4 Curva I-V corretta

Fino a questo punto si è esposta la procedura per il calcolo della curva I-V secondo le condizioni di riferimento della temperatura delle celle, della radiazione, della concentrazione e dello spettro.

Nel modello elettrico si è considerata la curva I-V alle nuove condizioni di temperatura delle celle, della radiazione e del valore della concentrazione, mantenendo costante lo spettro, ciò è valido poiché il rapporto di concentrazione geometrico è quello del sistema CPV/T e le variazioni dello spettro non sono rilevanti nelle ore centrali di una giornata con cielo limpido. Generalmente le variazioni dello spettro avvengono in base a:

- stagione climatica di riferimento;
- intervallo di ore nella giornata, poiché fissa l'angolo solare, quindi il valore dell'*Air Mass*;
- tipologia di cielo e atmosfera presenti.

Lo spettro può essere determinato in base ad opportune strumentazioni di misura o da codici di calcolo (SMART).

Per riportare o traslare la curva I-V alle nuove condizioni si utilizzano in parte le equazioni già esposte per il modello *Five parameters* e nuove equazioni. Infatti si ripropongono le equazioni di trasformazione di I_L , V_{OC} , I_0 ed a , considerando in questo caso una G diversa dalla G_{ref} e si espone una nuova equazione di trasformazione della resistenza in parallelo, mentre la resistenza in serie non è influenzata né dalla temperatura né dalla radiazione:

$$\frac{R_{SH}}{R_{SH,ref}} = \frac{G_{ref}}{G} \quad (6.16)$$

Il valore di G_{ref} e G è calcolato in base alle informazioni date dai fornitori. Infatti in questo caso i dati sono forniti in assenza di un vetro di copertura e le celle non coprono completamente l'area di contatto con lo strato di nitrato di alluminio. Per questo motivo i dati dei fornitori includono già il coefficiente del *packing factor* β , ma non il coefficiente di trasmissione del vetro di copertura, ma nell'applicazione del modello termico quest'ultimo è stato posto pari a 1.

$$G_{ref} = DNI_{ref} C_{ref} \quad (6.17)$$

$$G = DNI C \eta_o \quad (6.18)$$

Nell'ultima equazione il valore di C è il livello di concentrazione geometrico e η_o è il rendimento di concentrazione. Il valore di C è stato calcolato come rapporto tra la larghezza dell'area di apertura del concentratore e la larghezza del modulo fotovoltaico. Questo calcolo di C considera la stessa lunghezza per entrambi nella definizione del livello di concentrazione geometrico, anche se in realtà quella dell'area di apertura del concentratore sarebbe maggiore, ma con una parte della potenza solare raccolta non sfruttata perchè non arriverebbe al ricevitore.

$DNI_{ref} [W m^{-2}]$	1000
$C_{ref} [-]$	120
$DNI [W m^{-2}]$	Dati sperimentali
$C [-]$	129.2760181

Tabella 6-6: Valore della DNI e il livello di concentrazione geometrico alle condizioni di riferimento e non.

Con questa procedura si ricalcolano i cinque parametri alle nuove condizioni di temperatura delle celle e radiazione, dai cinque parametri calcolati alle condizioni di riferimento, quindi la nuova curva I-V.

Prima di descrivere la procedura di calcolo per stimare la potenza elettrica e il rendimento elettrico dell'intero modulo, è importante fare alcune osservazioni sui dati di *input* e sull'influenza dello spettro:

- I dati di *input* sono la DNI e la temperatura media delle celle. La prima è fornita da dati sperimentali, mentre la seconda la si può ottenere in due modi. Il primo tramite il NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*), un parametro fornito dai produttori che permette di risalire alla temperatura media delle celle dal valore della radiazione e della temperatura dell'aria. Il secondo è quello di ottenere la temperatura media delle celle direttamente dal bilancio dinamico termico. La procedura che si è seguita è la seconda.
- Come già detto lo spettro influisce principalmente sulla corrente di illuminamento delle singole subcelle e della cella a tripla giunzione. Un metodo per calcolare questa corrente è fornito da Soto et al (2005), il quale introduce un coefficiente empirico nell'equazione di trasformazione della I_L per tenere conto della variazione dell'*Air Mass*, una delle cause di variazione dello spettro solare. Con un metodo simile si potrebbe definire un coefficiente empirico che possa essere calcolato da dati di *input* come la composizione dell'atmosfera, l'indice di chiarezza, il valore dell'*Air Mass*, le risposte spettrali, gli *energy gap* delle subcelle e la temperatura delle celle tripla giunzione. In questo modo si potrebbe capire come le caratteristiche dell'atmosfera e delle singole subcelle influenzano la corrente di illuminamento dell'intera cella a tripla giunzione. Il coefficiente empirico dovrebbe sempre esprimere un rapporto tra la nuova condizione in cui si trova la cella e quella di riferimento. Oltre a questa definizione bisognerebbe verificare se la variazione dello spettro comporta anche il cambiamento degli altri quattro parametri. Nel modello non si è tenuto conto di una variazione dello spettro e dell'*Air Mass*, poiché la loro influenza era già contenuta intrinsecamente nei dati di *input* della DNI.

6.5 Calcolo della potenza e del rendimento elettrico del modulo fotovoltaico

Dopo aver calcolato i cinque parametri alle nuove condizioni di temperatura delle celle e radiazione, è possibile tracciare la nuova curva I-V e calcolare la potenza massima raggiunta, questa generalmente sarà mantenuta all'interno dell'impianto da un dispositivo chiamato MPPT (*Maximum Power Point Tracking*).

Il calcolo della potenza massima può essere compiuto con la risoluzione di un sistema di due equazioni non lineari:

- 1° equazione: prima condizione di potenza massima:

$$I|_{P=\max} = I_{MP} = f(V_{MP}) \quad (6.19)$$

- 2° equazione: seconda condizione di potenza massima:

$$\frac{\partial P}{\partial V} = 0 \quad (6.20)$$

Con il calcolo è possibile determinare la coppia di soluzione I_{MP} e V_{MP} a qualsiasi condizione di temperatura delle celle e radiazione, quindi con il loro prodotto ottenere il valore della potenza elettrica all'uscita.

Per determinare il rendimento elettrico è necessario definire una superficie di riferimento A ed un numero di moduli N_{MOD} .

Come superficie di riferimento è stata presa l'area di contatto tra le celle e il nitrato di alluminio che compete alle 11 celle in serie. Poichè il modulo fotovoltaico posto su un roll-bond è formato da 5 parti in serie, composte ciascuna da due stringhe in parallelo, si è posto il numero dei moduli pari a 10.

Il rendimento elettrico viene calcolato come segue:

$$\eta_{CELL} = \frac{P_{MP}}{S} \quad (6.21)$$

$$P_{MP} = I_{MP} V_{MP} \quad (6.22)$$

$$S = AN_{MOD} DNI \eta_o C \quad (6.23)$$

Inoltre è stato messo un controllo in modo che i risultati ottenuti abbiano senso, cioè se la potenza solare S è nulla allora anche la potenza elettrica massima e il rendimento sono nulli.

La potenza elettrica massima calcolata sarà un dato *input* fondamentale nel bilancio dinamico termico per dividere la radiazione in una componente termica ed in una elettrica.

Come già detto nel modello termico è stata considerata la potenza elettrica massima anziché il rendimento elettrico per evitare confusione sulla superficie di riferimento A ; per lo stesso motivo è stata considerata la definizione della potenza solare presente nel modello termico anziché questa.

7 Modello completo

7.1 Risultati da Fluent

Con il programma di simulazione fluidodinamica Ansys/Fluent si è costruita la geometria del tratto terminale e centrale del ricevitore per una piastra del roll-bond. Dopo aver compiuto la *mesh* sono state definite le proprietà fisiche di ogni elemento del ricevitore, le condizioni al contorno e l'influenza della DNI come generazione termica interna delle celle.

Le proprietà fisiche degli elementi sono: conducibilità termica, densità e calore specifico. Poiché la simulazione è compiuta in caso stazionario si è dato importanza solo alla conducibilità termica.

Le condizioni al contorno imposte sono:

- dispersioni termiche: la temperatura dell'aria esterna e il coefficiente di scambio di convezione forzata con l'esterno. Condizione al contorno applicata su tutta la superficie laterale, inferiore e superiore, esclusa la superficie del vetro;
- dispersioni termiche: la temperatura dell'aria esterna e i coefficienti di scambio di convezione forzata e irraggiamento con l'esterno. Condizione al contorno applicata solo alla superficie del vetro;
- condizioni di adiabaticità: si è posto un flusso termico nullo nelle sezioni che delimitano il tratto e, nel caso di simulazione adiabatica, anche sulle superfici laterali;
- condizioni di *input* del fluido: si è imposto il profilo di velocità, coefficiente di turbolenza del modello *k-epsilon* e la temperatura;
- condizione di *output* del fluido: si è imposta una perdita di carico nulla.

Come già detto la potenza solare è stata concentrata solo nello strato delle celle, quindi ciò è stato interpretato come generazione termica interna nello strato.

Si riportano i risultati grafici del tratto terminale e centrale per una simulazione con le seguenti condizioni:

- DNI a 940 W m^{-2} ;
- temperatura dell'aria a 20°C ;
- temperatura dell'acqua in ingresso a 60°C ;
- velocità del vento a 2.5 m s^{-1} ;
- velocità d'ingresso della portata d'acqua a 1.9875 m s^{-1} ;
- rapporto di concentrazione geometrica a 130;
- rendimento delle celle a 30%;
- rendimento di concentrazione del 70%

Nella simulazione si è considerata la radiazione come generazione interna solo nelle celle, quindi con una potenza termica specifica di 60000 W m^{-2} e superfici laterali non adiabatiche.

7.1.1 Tratto terminale

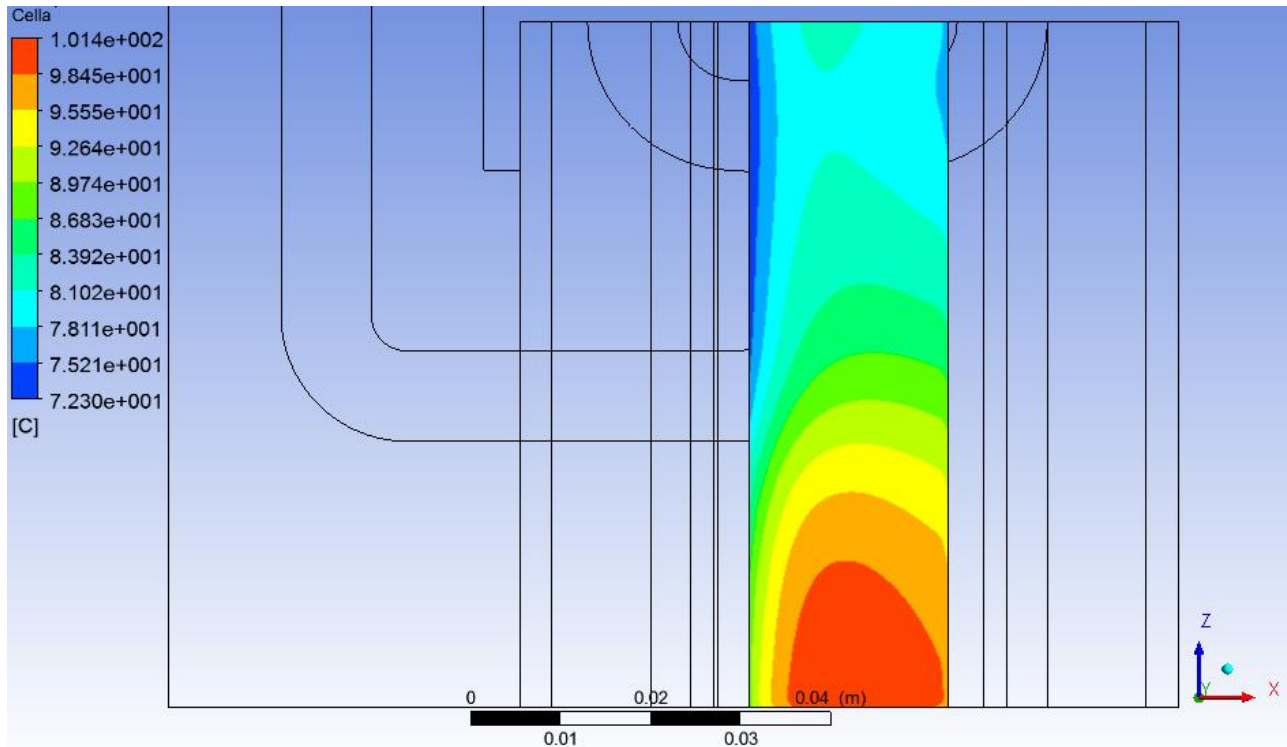


Figura 7-1: Temperatura delle celle del tratto terminale.

Le figure rappresentano la parte terminale del dispositivo, dove è presente il lato d'ingresso del primo roll-bond del modulo. Si nota che le celle fotovoltaiche sono sottoposte ad una disuniformità termica non trascurabile, questo è dovuto al fatto che alcune di esse sono collocate esattamente sopra il canale del roll-bond ed altre sono lontane da quest'ultimo, provocando così un funzionamento diverso tra le celle. Nel dispositivo le celle sono state centrate rispetto alla parte liscia del roll-bond e non rispetto alla posizione occupata dai canali, provocando non solo una disuniformità termica assiale, ma anche trasversale.

Infatti questo è possibile notarlo nella figura sopra e sotto: dove le celle sono ben raffreddate si ha un fluido più freddo, mentre dove non lo sono si crea una zona termica critica (quella rossa riportata in figura) che aumenta la temperatura del fluido in quella parte.

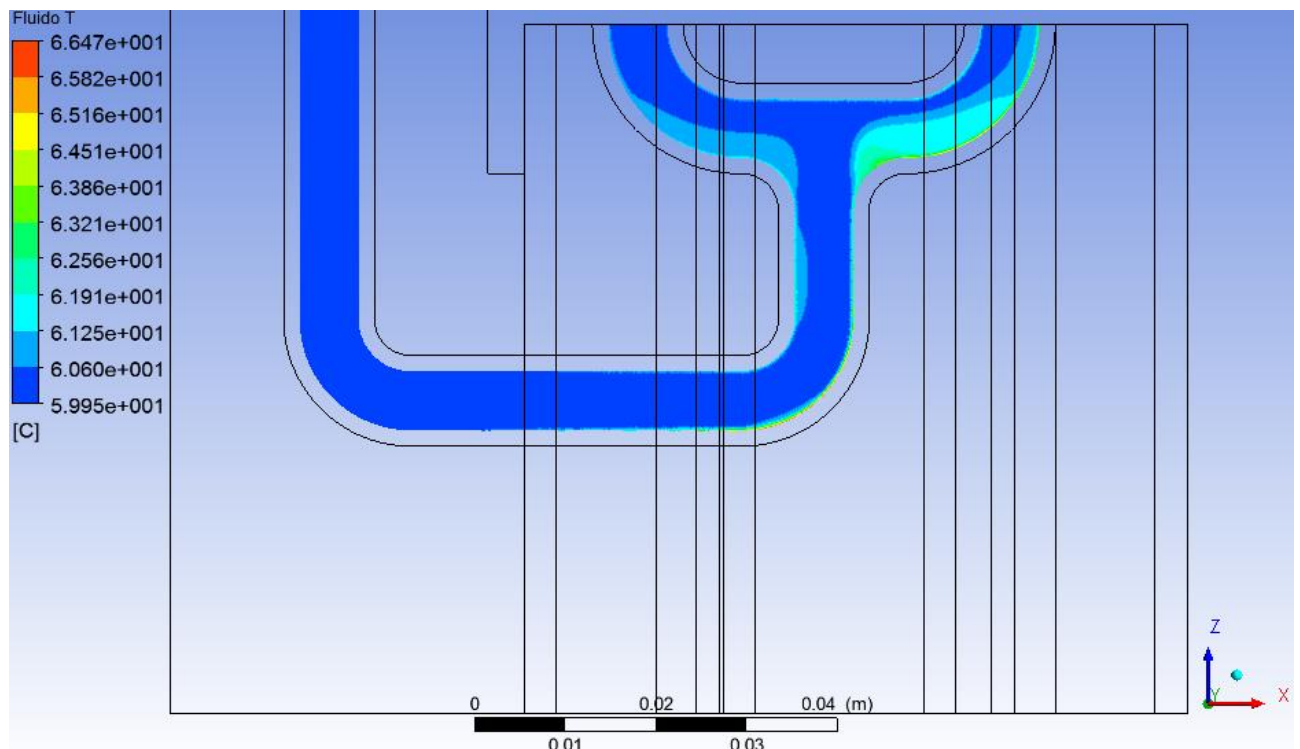


Figura 7-2: Temperatura del fluido del tratto terminale.

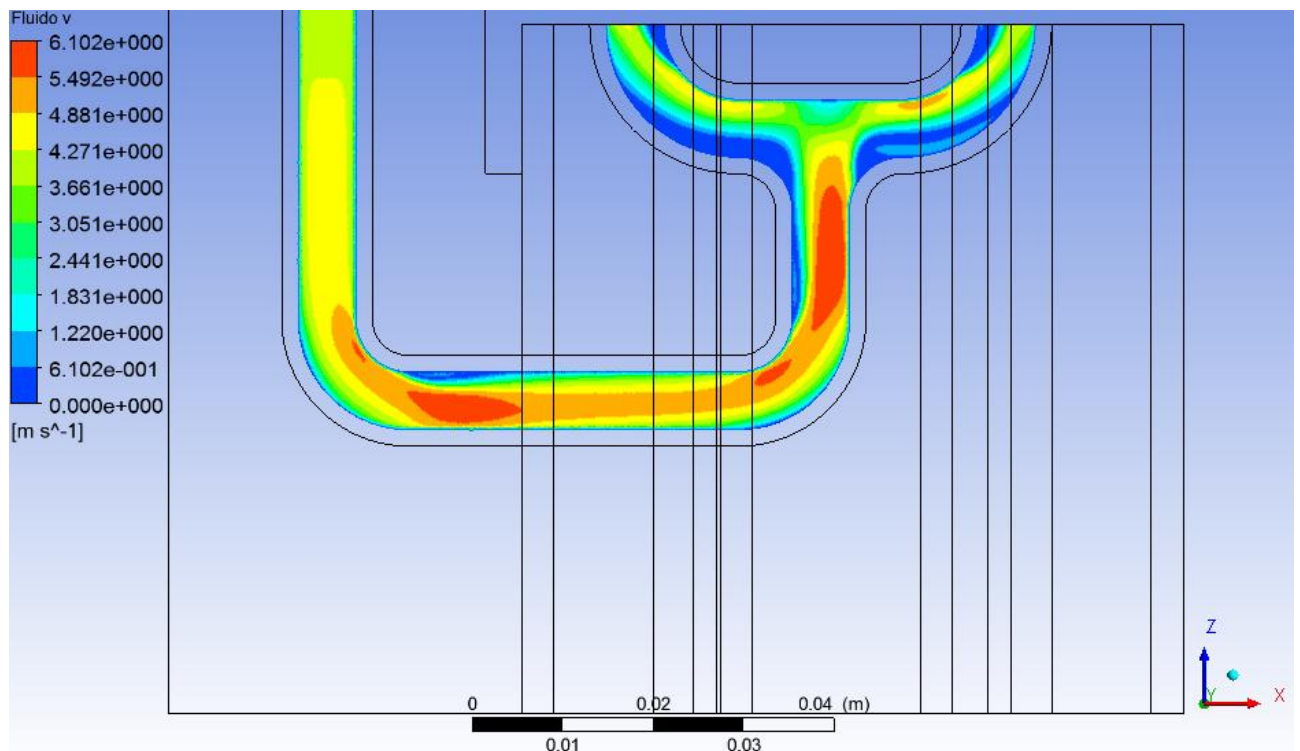


Figura 7-3: Velocità del fluido del tratto terminale.

Nella terza figura è riportato l'andamento della velocità del fluido nel tratto terminale, si notano chiaramente le zone in cui è presente maggiore turbolenza, cioè dopo le curve ad angolo retto e dopo la diramazione del canale centrale in due canali.

L'azione della turbolenza aumenta il coefficiente di convezione, il quale deve essere il più alto possibile per smaltire meglio il calore, ma entro il limite massimo di velocità per evitare problemi di erosione e cedimenti all'interno dei canali del roll-bond.

7.1.2 Tratto centrale

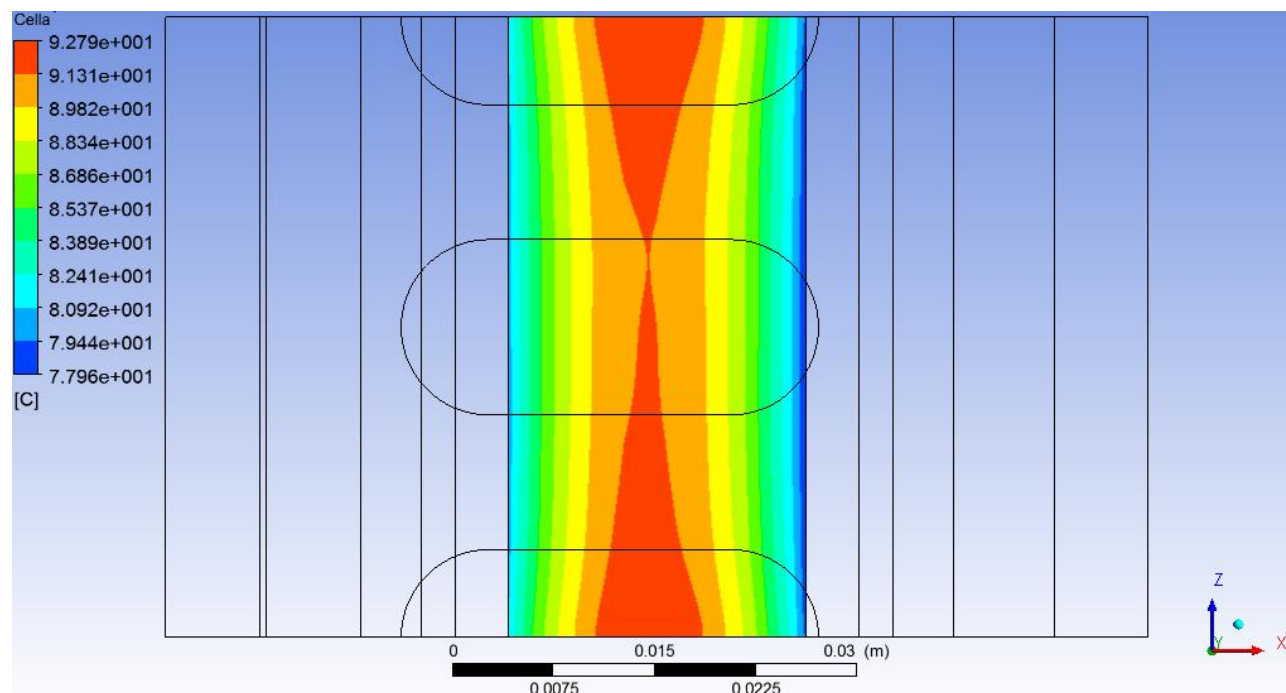


Figura 7-4: Temperatura delle celle del tratto centrale.

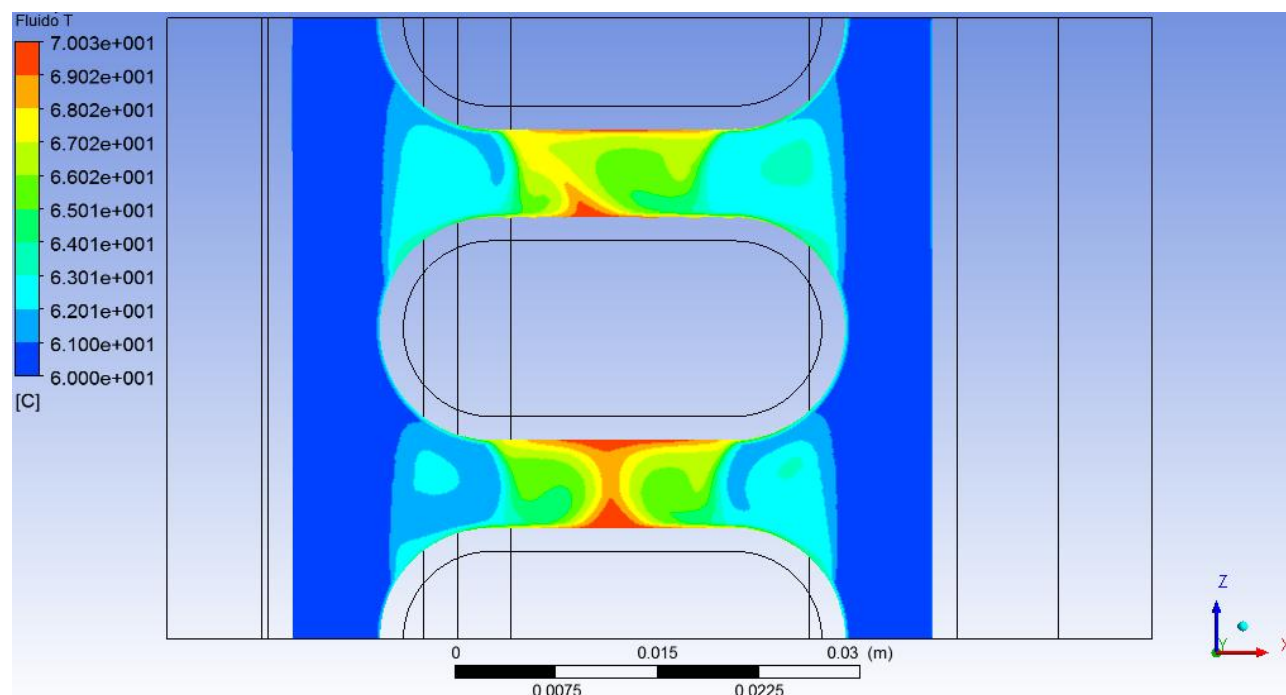


Figura 7-5: Temperatura del fluido del tratto centrale.

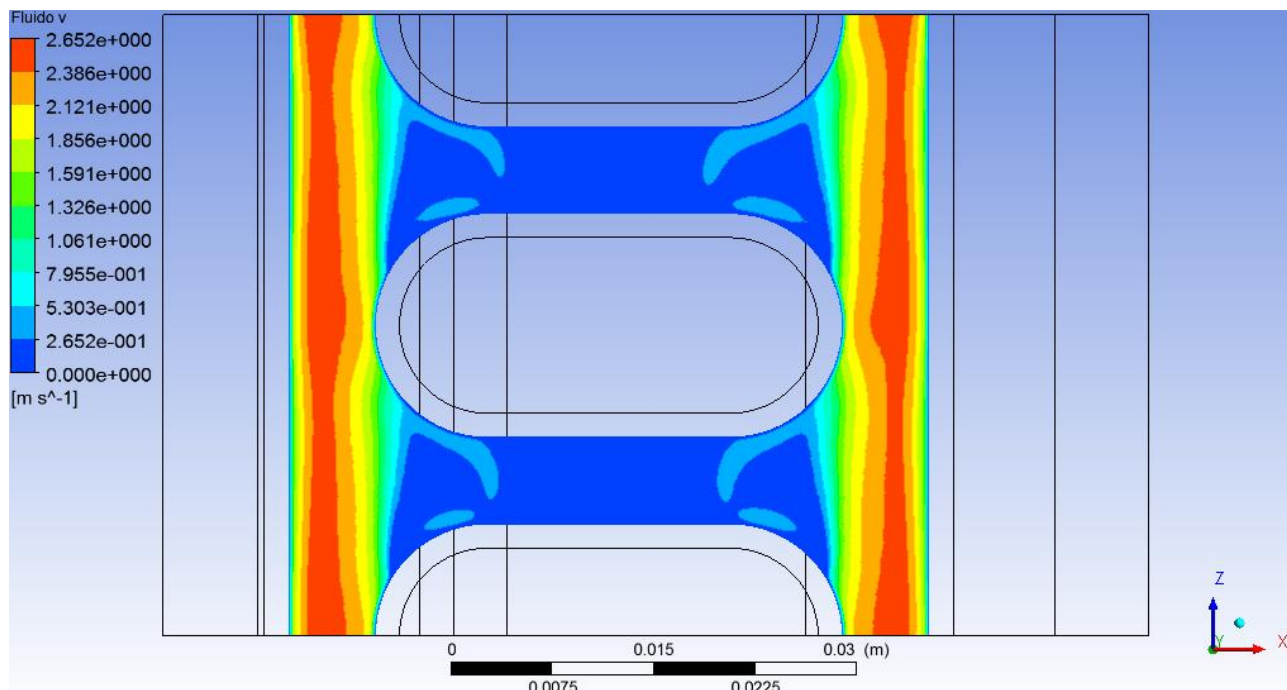


Figura 7-6: Velocità del fluido del tratto centrale.

Come già detto il tratto centrale è la parte caratteristica del ricevitore, poiché questa configurazione si ripete lungo la direzione assiale. Quindi i risultati ottenuti da Fluent esprimono un giudizio sull'efficienza di smaltimento del calore nel ricevitore, in base alla distribuzione della temperatura.

Si riporta l'andamento della temperatura delle celle, considerando una linea che passa a metà spessore e a metà lunghezza.

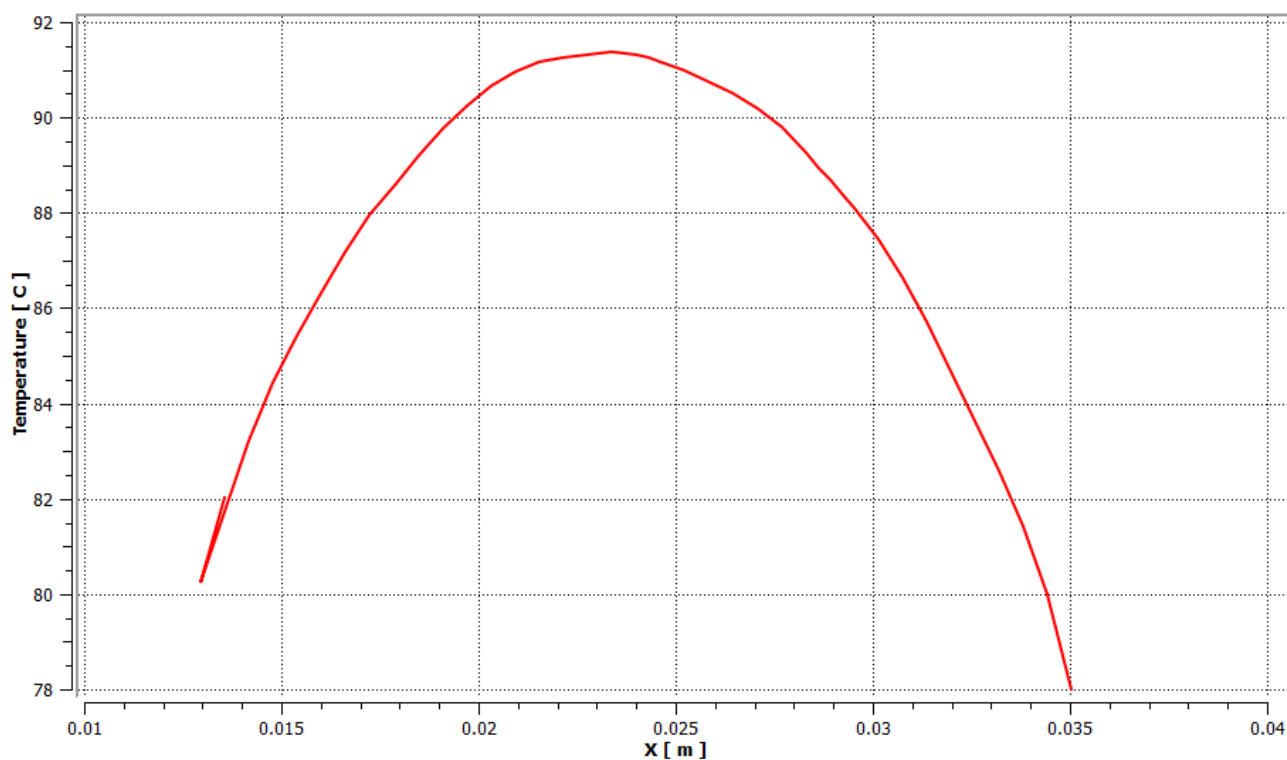


Figura 7-7: Temperatura della cella per il tratto centrale.

Dal grafico dell'andamento della temperatura della cella si nota una distribuzione non simmetrica poiché le celle non sono state centrate rispetto ai canali, ma alla parte liscia del roll-bond. Con le condizioni già dette si nota una disuniformità termica di circa 10°C. Questo significa che non c'è un efficiente smaltimento di calore, infatti le celle non risultano ben raffreddate al centro poiché non collocate esattamente sotto i canali del roll-bond.

Nelle figure del fluido si nota che quest'ultimo lungo i canali assiali non varia molto di temperatura, al contrario di quello lungo i canali trasversali. Questo è dovuto al fatto che nei canali assiali il fluido ha una certa velocità, mentre in quelli trasversali tende a ristagnare, comportandosi come uno strato aggiuntivo del ricevitore.

Detto questo si capisce che il sistema non funziona correttamente poiché:

- il moto del fluido non è sufficientemente turbolento;
- le celle fotovoltaiche a tripla giunzione non sono posizionate direttamente sopra i canali;
- la parte di fluido sotto le celle, cioè nei canali trasversali, non riesce a smaltire il calore dal momento che è stagnante;
- il fluido all'interno del roll-bond, anziché andare incontro ad agenti che promuovano il suo moto turbolento, è soggetto ad un effetto di "canalizzazione", cioè tende a seguire una via preferenziale;
- il flusso termico prima di raggiungere il fluido deve passare attraverso la parte centrale del roll-bond ("effetto aletta interno").

Per i motivi appena citati, quando si hanno in gioco potenze specifiche elevate per via della concentrazione, lo smaltimento del calore diventa complesso, compromettendo l'efficienza e il funzionamento dell'intero sistema. Infatti per questo motivo possono verificarsi alterazioni nella struttura del ricevitore, oppure, nel caso più grave, le celle tripla giunzione tendono a bruciare. Si è constatato che a livello di concentrazione dell'impianto senza il circuito idraulico di raffreddamento, le celle tripla giunzione rischiano di bruciare in una decina di secondi. Questo è per dire quanto sia importante l'efficienza del circuito di raffreddamento.

Le alternative possibili sono tre:

- Definire una nuova configurazione della forma geometrica del roll-bond in modo che il fluido non tenda a "percorsi preferenziali". In generale questo può essere compiuto adottando una configurazione con disposizione alternata di elementi che ostacolano la direzione del fluido, creando effetti turbolenti. Però se ci sono delle celle disposte sopra questi elementi, quindi non a contatto diretto con il fluido, bisogna verificare la distribuzione della temperatura di dette celle. Inoltre la nuova configurazione del roll-bond deve soddisfare i limiti di fabbricazione.
- Sostituire il roll-bond con un unico canale che passa direttamente sotto le celle, ma questo potrebbe causare un'alta disuniformità termica e un cattivo smaltimento di calore per il resto del ricevitore.
- Sostituire il roll-bond con uno scambiatore a microcanali *multiport* con "rugosità interna", in modo da avere una distribuzione più uniforme di temperatura ed un sufficiente moto turbolento.

Un altro problema da verificare sarebbe quello di capire se la tecnologia roll-bond o a microcanali è attuabile a causa delle potenze specifiche troppo elevate.

7.2 Risultati da Matlab/Simulink

7.2.1 Simulazioni in regime dinamico

Fino a questo punto i modelli che rappresentano il sistema CPV/T sono stati analizzati separatamente uno dall'altro. Nel calcolo dei risultati i modelli sono legati da:

- rendimento di concentrazione definito dal modello ottico;
- temperatura media del modulo fotovoltaico definito dal modello termico;

- potenza elettrica del modulo fotovoltaico definito dal modello elettrico.

Queste sono le tre grandezze fisiche che intrecciano un modello all'altro.

Come già detto il rendimento ottico di concentrazione è un parametro di *input* sia del modello termico che elettrico. Quest'ultimi sono legati dalla temperatura della cella e dalla potenza elettrica.

Si riporta lo schema del modello completo svolto con il programma Matlab/Simulink.

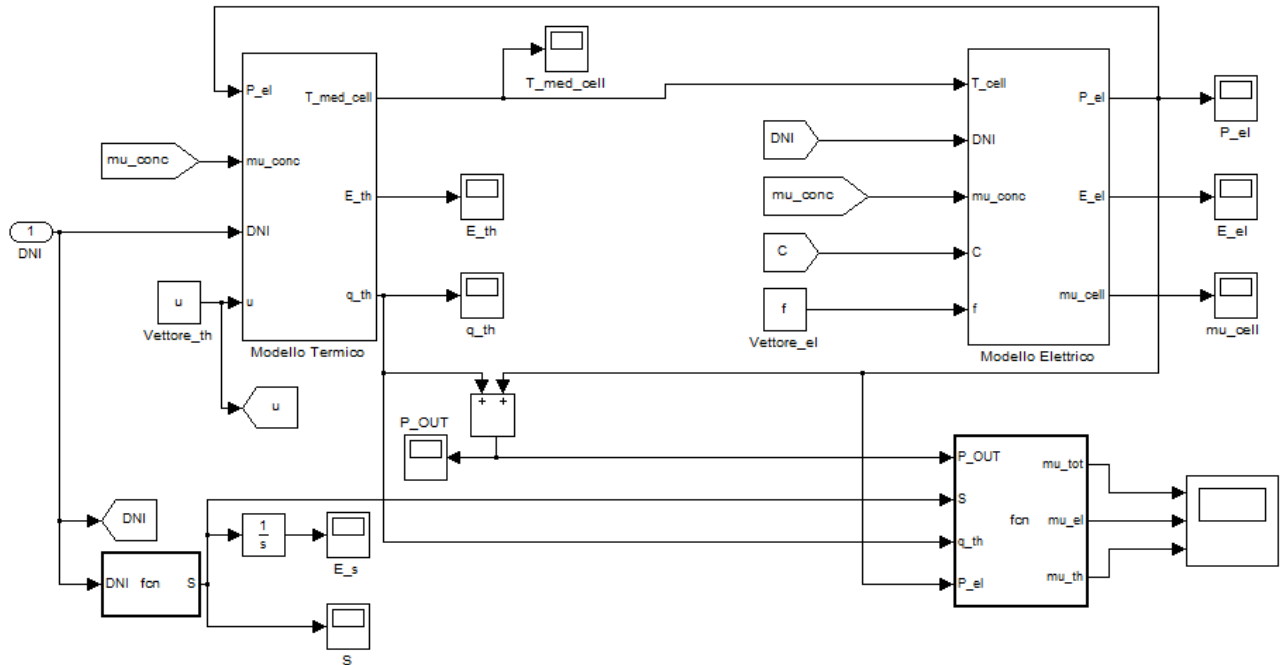


Figura 7-8: Schema dell'intero modello in Matlab/Simulink.

Gli *input* del blocco "Modello Termico" sono:

- il vettore in cui sono contenute tutte le caratteristiche fisiche e geometriche dei sette nodi (nella figura è nominato con la lettera "u");
- il vettore di ingresso con i dati sperimentali della DNI e della temperatura dell'aria;
- il rendimento di concentrazione;
- la potenza elettrica erogata dal modulo fotovoltaico, ottenuta dal blocco "Modello Elettrico";

Gli *output* del blocco "Modello Termico" sono:

- la temperatura media dei nodi che rappresentano le celle;
- la potenza termica erogata dal ricevitore;
- l'energia termica prodotta dal ricevitore.

Gli *input* del blocco "Modello Elettrico" sono:

- il vettore in cui sono contenute le grandezze di riferimento del circuito elettrico calcolate con il metodo *Five Parameter* (nella figura è nominato con la lettera "f");
- il vettore di ingresso con i dati sperimentali della DNI;
- la temperatura media dei nodi delle celle;
- il rendimento di concentrazione;
- il rapporto di concentrazione C;

Gli *output* del blocco "Modello Elettrico" sono:

- la potenza elettrica erogata dal modulo fotovoltaico;
- il rendimento elettrico delle celle tripla giunzione, quindi esclusa l'efficienza di concentrazione;
- l'energia elettrica prodotta dal modulo fotovoltaico.

Dallo schema dell'intero modello si nota che:

- dal dato sperimentale della DNI si è calcolata la potenza solare raccolta;
- dalla potenza solare, termica ed elettrica si è calcolato il rendimento istantaneo termico, elettrico e totale;

Si riportano gli schemi in Matlab/Simulink all'interno dei blocchi "Modello Termico", "Modello alle resistenze termiche" e "Modello Elettrico".

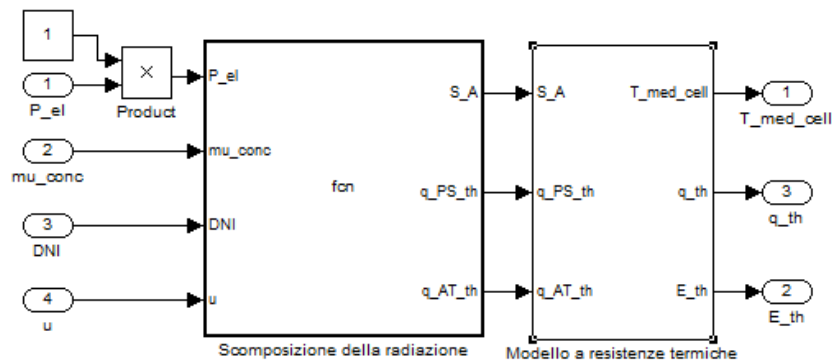


Figura 7-9:Schema all'interno del blocco "Modello Termico" in Matlab/Simulink.

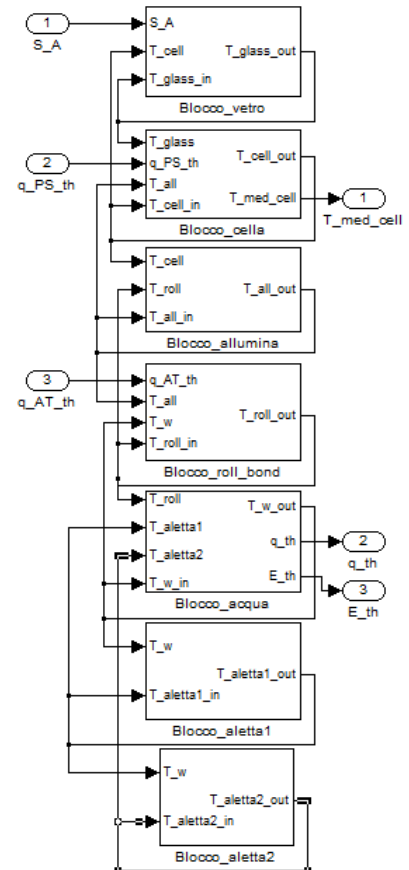


Figura 7-10: Schema all'interno del blocco "Modello a resistenze termiche" in Matlab/Simulink.

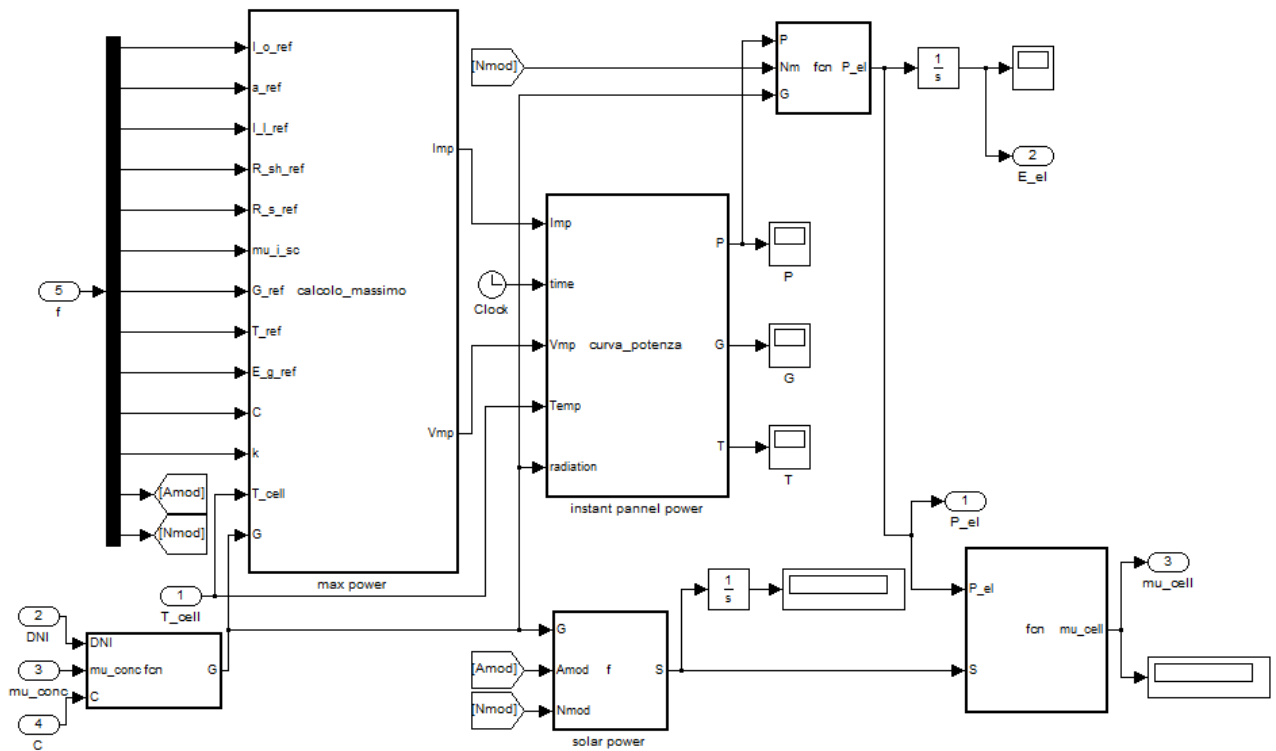


Figura 7-11: Schema all'interno del blocco "Modello Elettrico" in Matlab/Simulink.

Gli schemi dei blocchi in Matlab/Simulink riassumono il procedimento che è stato illustrato nei capitoli precedenti sul modello ottico, termico ed elettrico.

Al modello intero possono essere applicati i seguenti dati sperimentali:

- velocità del vento in $[m s^{-1}]$;
- DNI in $[W m^{-2}]$;
- temperatura dell'aria in $[K]$;
- temperatura d'ingresso dell'acqua in $[K]$;
- velocità d'ingresso del flusso d'acqua in $[m s^{-1}]$;

I dati sperimentali impostati sono solo la DNI e la temperatura dell'aria, per quanto riguarda le altre si è assunto un valore costante:

- velocità del vento a $3 m s^{-1}$;
- temperatura d'ingresso dell'acqua a $60^{\circ}C$;
- velocità d'ingresso del flusso d'acqua a $1.9875 m s^{-1}$.

Per quanto riguarda la temperatura e la velocità d'ingresso del flusso d'acqua è stato fatto riferimento alla normativa sulla caratterizzazione termica dei collettori solari (estendibile alla concentrazione).

Poiché il coefficiente di convezione dipende principalmente dalla velocità del flusso d'acqua d'ingresso bisognerebbe definire una correlazione semi-empirica per poter inserire un valore non costante.

Inoltre è possibile variare gli elementi del vettore elettrico e termico di *input*. Per questo motivo si può:

- cambiare le proprietà fisiche dei componenti del ricevitore (es. emissività, coefficiente di assorbimento, di riflessione, di trasmissione, *packing factor*...);
- cambiare la geometria dei componenti del ricevitore e del concentratore;
- cambiare il rendimento di concentrazione;
- modificare la tipologia della cella (es: diverse subcelle, cella multigiunzione, cella MM o IMM, diversa configurazione del modulo fotovoltaico...), andando a ricalcolare i coefficienti di riferimento e ricavando i nuovi valori per la cella (*energy gap*, coefficienti di temperatura per l'*energy gap*...).

Si sottolinea che quando si va a variare la geometria, il rendimento di concentrazione e la configurazione del modulo fotovoltaico il significato fisico del modello che si è costruito deve essere rispettato.

Come già detto all'intero modello sono stati applicati i dati sperimentali della DNI su tre tipologie di giornata:

- giornata invernale con cielo sereno;
- giornata estiva con cielo sereno;
- giornata con cielo parzialmente nuvoloso.

7.2.1.1 Giornata estiva con cielo sereno

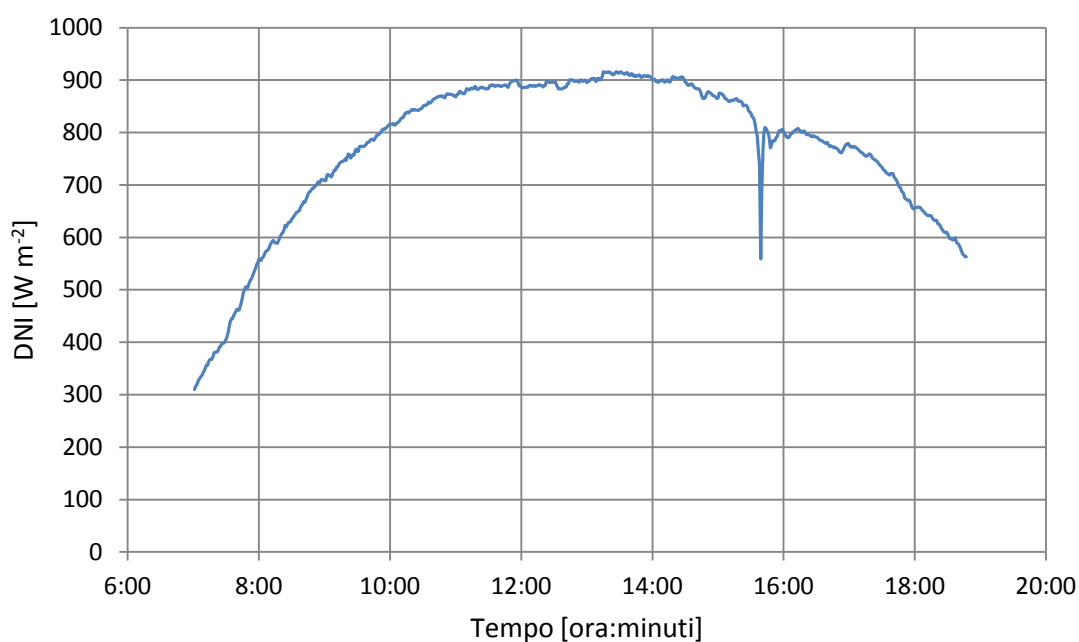


Figura 7-12: DNI in funzione del tempo per una giornata estiva con cielo sereno.

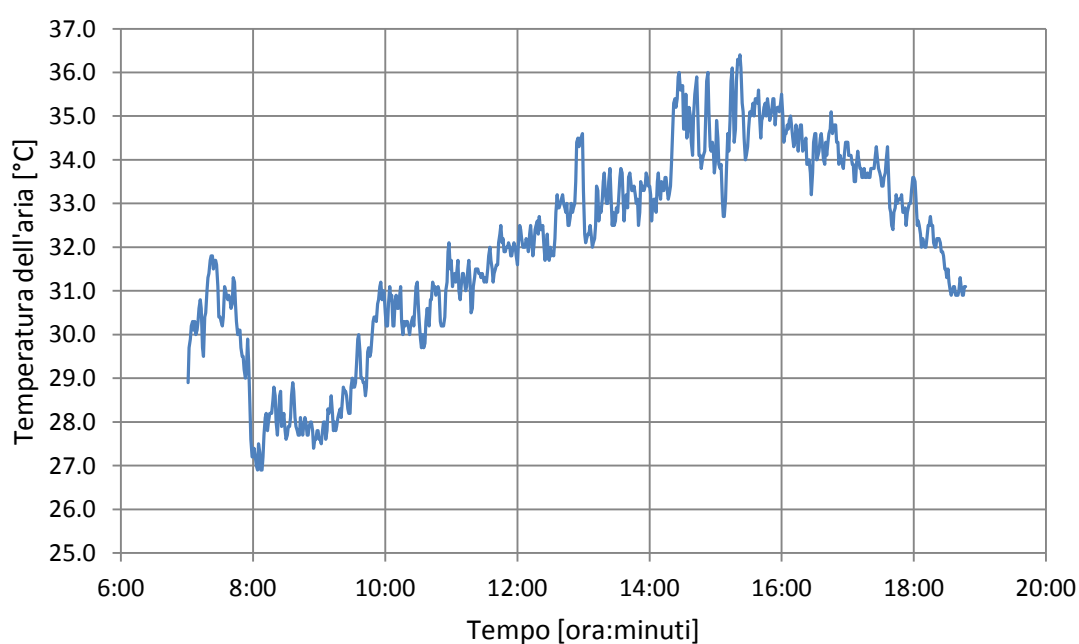


Figura 7-13: Temperatura dell'aria in funzione del tempo per una giornata estiva con cielo sereno.

Dai dati sperimentali di una giornata estiva con cielo sereno, più precisamente il 22-06-2012, si nota che il valore della DNI supera leggermente i 900 W m^{-2} e la temperatura dell'aria raggiunge circa i 36.5°C . Nel grafico della DNI si vede un massimo circa alle 14:00 e un calo istantaneo alle 15:40, dovuto probabilmente al passaggio di una nuvola. Nel grafico della temperatura dell'aria si hanno valori bassi al mattino e verso sera, con un picco tra le 14:00 e le 16:00.

Si è voluto descrivere brevemente i dati sperimentali come introduzione ai risultati forniti dal modello completo.

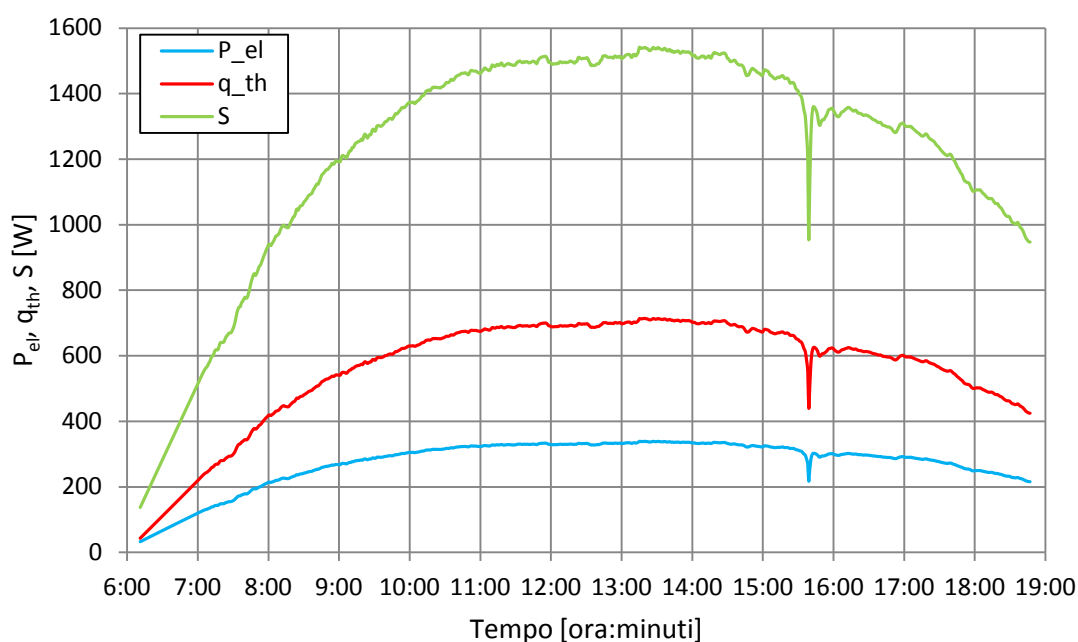


Figura 7-14: Potenza solare raccolta, potenza termica ed elettrica erogata dal sistema CPV/T nel tempo per una giornata estiva con cielo sereno.

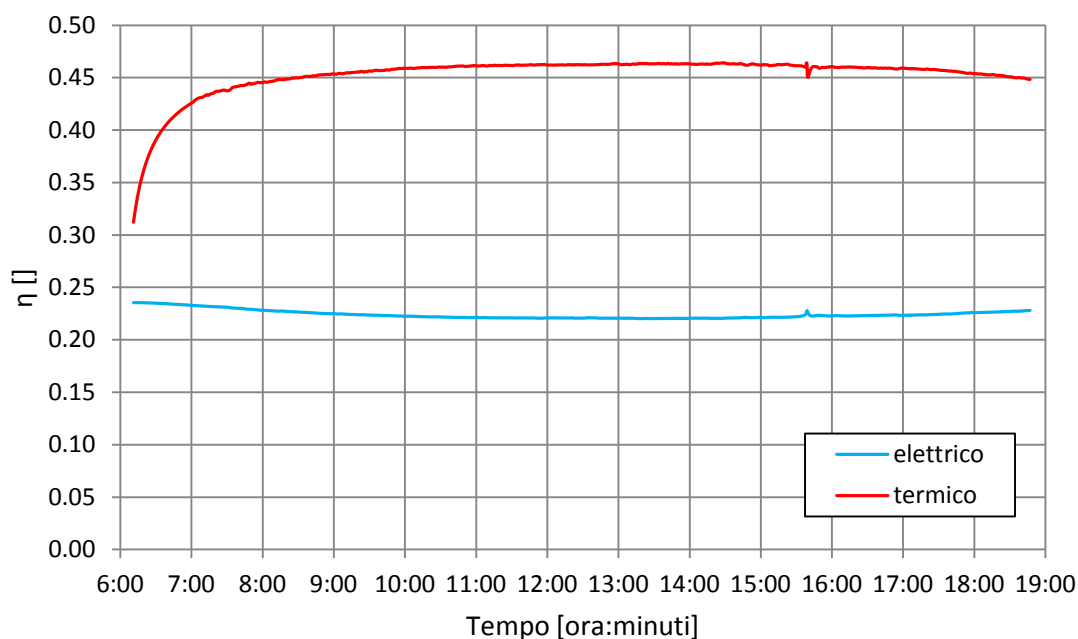


Figura 7-15: Rendimento termico ed elettrico del sistema CPV/T nel tempo per una giornata estiva con cielo sereno.

Nel grafico della potenza termica ed elettrica si nota un andamento simile alla DNI con oscillazioni più smorzate, per via dell'effetto d'inerzia termica dei materiali che compongono il ricevitore.

La potenza termica raggiunge un massimo di circa 715 W alle 13:20, mentre la potenza elettrica di 340 W alla stessa ora.

Nell'istante in cui vi è il passaggio della nuvola si nota un crollo di circa 180 W m^{-2} di DNI, 145 W di potenza termica e 65 W di potenza elettrica.

Il rendimento termico raggiunge un massimo di circa 46.4% alle 13:20, mentre quello elettrico di 23.6% alle 6:10. Il rendimento totale massimo è di 68.7% alle 15:40.

Il rendimento elettrico diminuisce nelle ore centrali della giornata, questo è principalmente dovuto ad un aumento della temperatura della cella, per effetto dell'incremento della potenza specifica e della temperatura dell'aria.

Si riporta di seguito la temperatura media delle celle e della potenza elettrica.

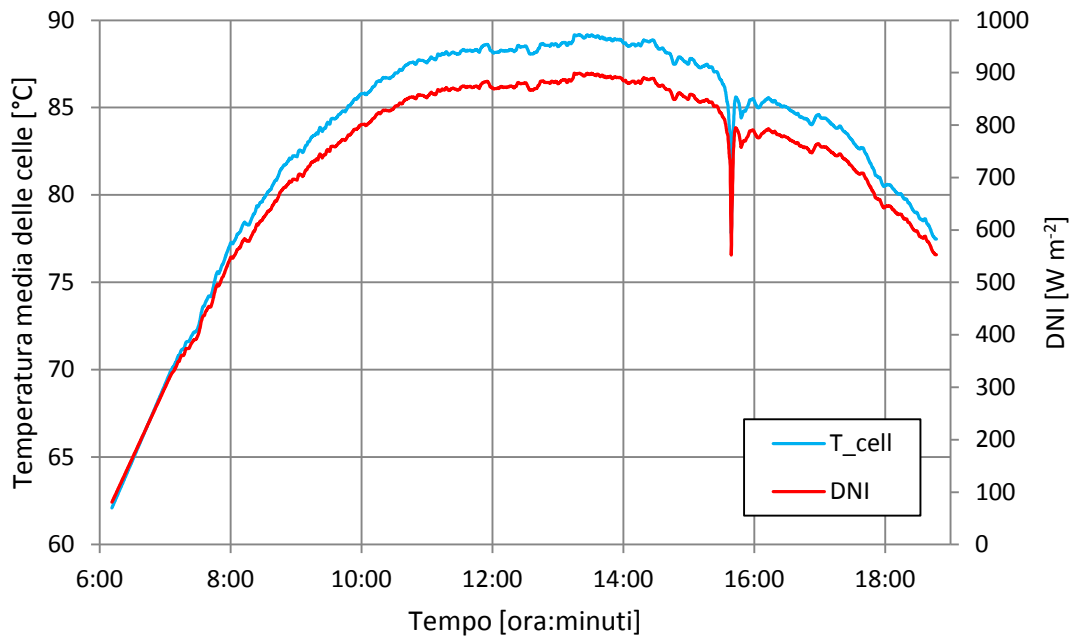


Figura 7-16: Temperatura media delle celle e DNI in funzione del tempo per una giornata estiva con cielo sereno.

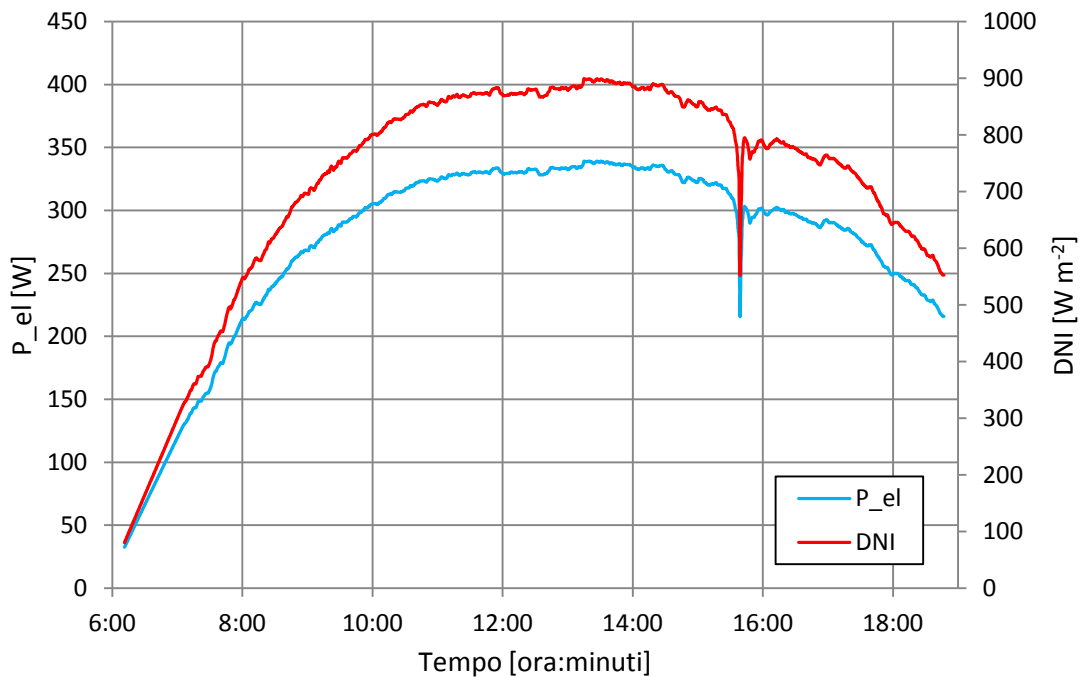


Figura 7-17: Potenza elettrica e DNI in funzione del tempo per una giornata estiva con cielo sereno.

Nella tabella riportata qui sotto si aggiungono sia la produzione termica ed elettrica, sia il rendimento medio termico ed elettrico.

$q_{th,max}$ [W]	715
$P_{el,max}$ [W]	340
$\eta_{th,max}$ [%]	46.4
$\eta_{el,max}$ [%]	23.6
E_{th} [MJ]	25.6
E_{el} [MJ]	12.5
η_{th} [%]	45.7
η_{el} [%]	22.3

Tabella 7-1: Potenza, rendimento, energia termica ed elettrica per una giornata estiva con cielo sereno.

7.2.1.2 Giornata invernale con cielo sereno

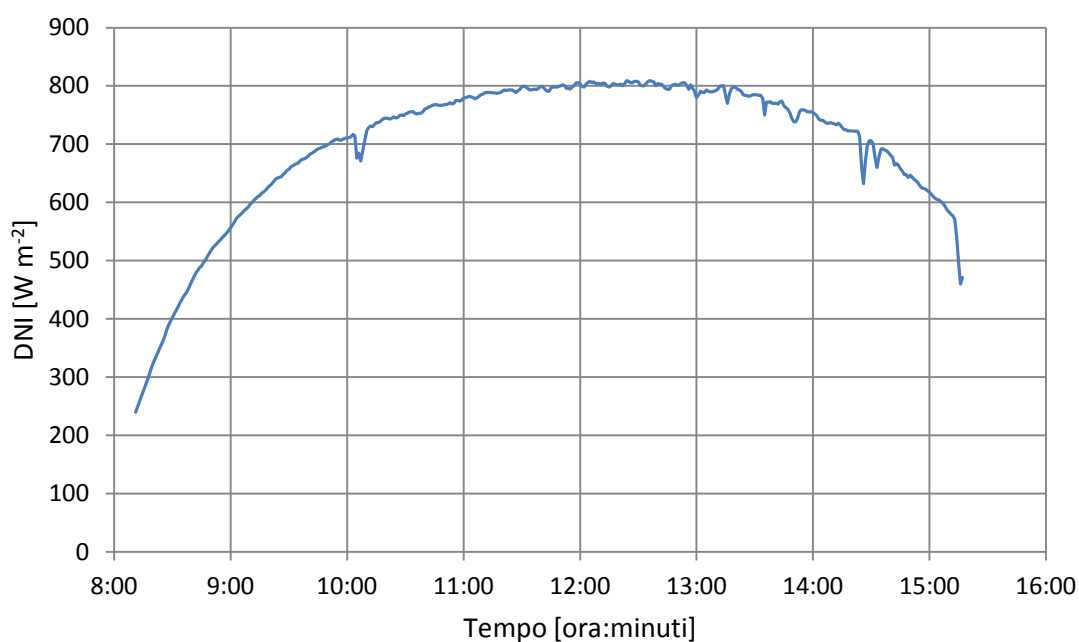


Figura 7-18: DNI in funzione del tempo per una giornata invernale con cielo sereno.

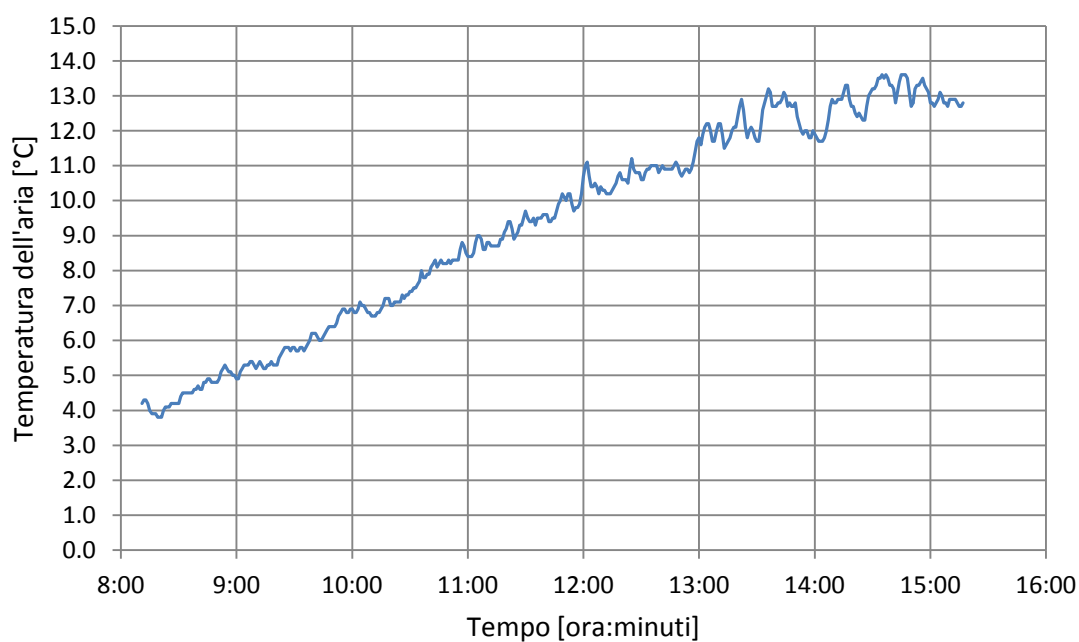


Figura 7-19: Temperatura dell'aria in funzione del tempo per una giornata invernale con cielo sereno.

Dai dati sperimentali di una giornata invernale con cielo sereno, più precisamente il 27-12-2011, si nota che il valore della DNI supera leggermente gli 800 W m^{-2} e la temperatura dell'aria raggiunge circa i 13.5°C . Nel grafico della DNI si vede un massimo circa alle 12:30. Nel grafico della temperatura dell'aria si hanno valori crescenti dal mattino verso mezzogiorno.

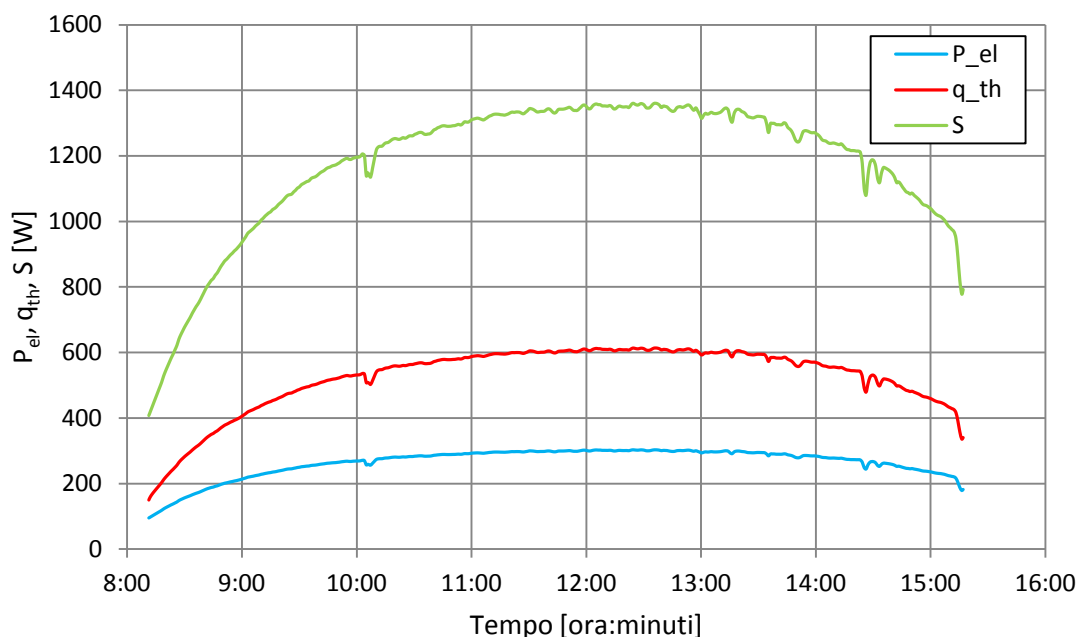


Figura 7-20: Potenza solare raccolta, potenza termica ed elettrica erogata dal sistema CPV/T nel tempo per una giornata invernale con cielo sereno.

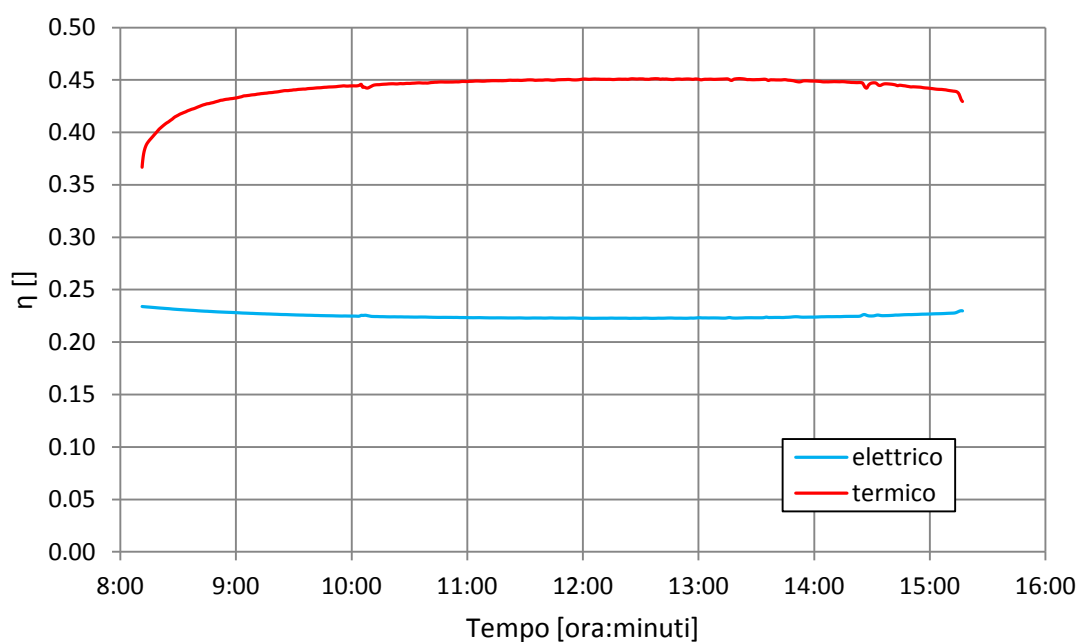


Figura 7-21: Rendimento termico ed elettrico del sistema CPV/T per una giornata invernale con cielo sereno.

La potenza termica raggiunge un massimo di circa 614 W alle 12:30, mentre la potenza elettrica di 303 W alla stessa ora.

Il rendimento termico raggiunge un massimo di circa 45.1% alle 12:30, mentre quello elettrico di 23.4% alle 8:10. Il rendimento totale massimo è di 67.5% alle 13:30.

Il rendimento elettrico diminuisce nelle ore centrali della giornata, questo è principalmente dovuto ad un aumento della temperatura della cella per effetto dell'incremento della potenza specifica e della temperatura dell'aria. Rispetto al caso estivo si nota una potenza termica ed elettrica minore, questo principalmente è correlato alla DNI. Il rendimento elettrico, anziché essere più alto per via della

temperatura dell'aria più bassa, risulta più basso. Questo può essere dovuto al fatto che la DNI sia il fattore più influente nel modello.

Si riporta sotto la temperatura media delle celle e della potenza elettrica.

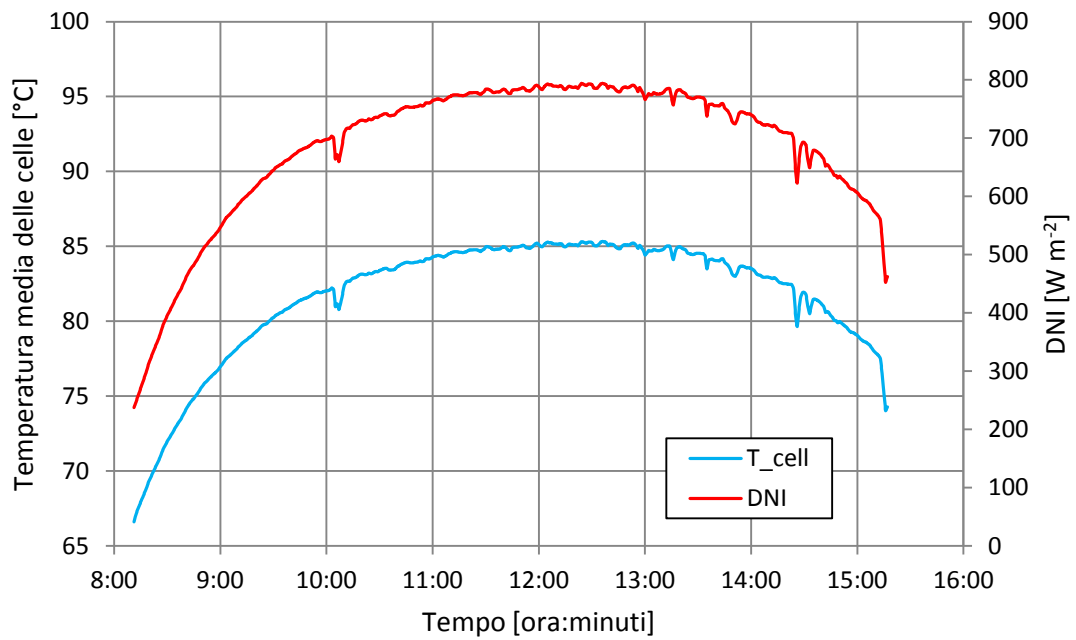


Figura 7-22: Temperatura media delle celle e DNI in funzione del tempo per una giornata invernale con cielo sereno.

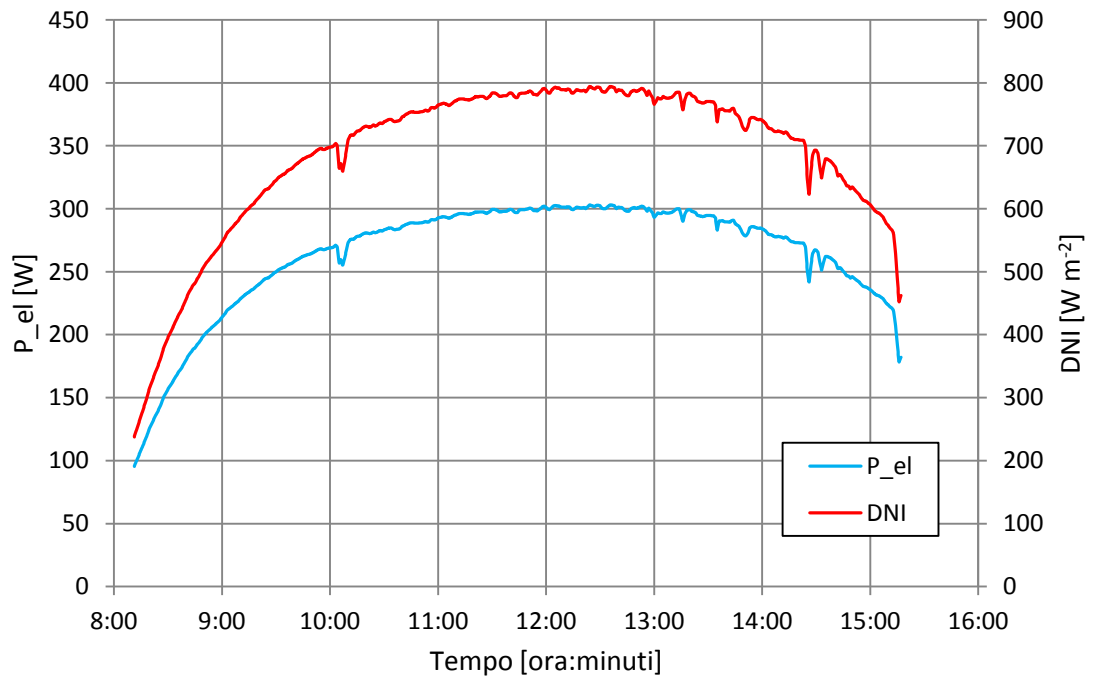


Figura 7-23: Potenza elettrica e DNI in funzione del tempo per una giornata invernale con cielo sereno.

$q_{th,max}$ [W]	614
$P_{el,max}$ [W]	303
$\eta_{th,max}$ [%]	45.1
$\eta_{el,max}$ [%]	23.4
E_{th} [MJ]	13.4
E_{el} [MJ]	6.8
η_{th} [%]	44.4
η_{el} [%]	22.5

Tabella 7-2: Potenza, rendimento, energia termica ed elettrica per una giornata invernale con cielo sereno.

7.2.1.3 Giornata con cielo parzialmente nuvoloso

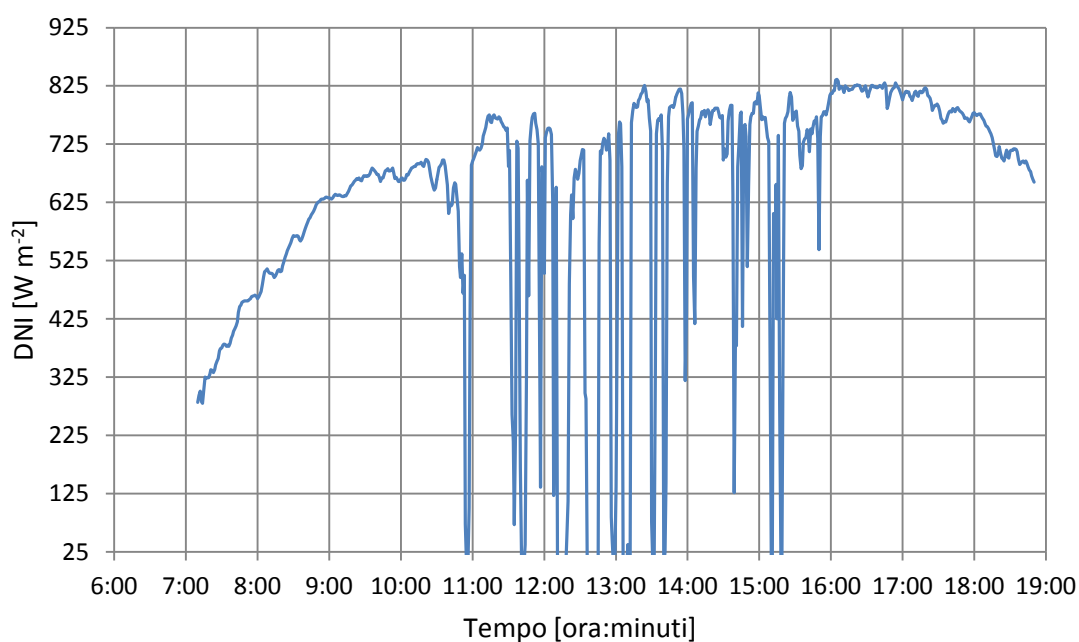


Figura 7-24: DNI in funzione del tempo per una giornata con cielo parzialmente nuvoloso.

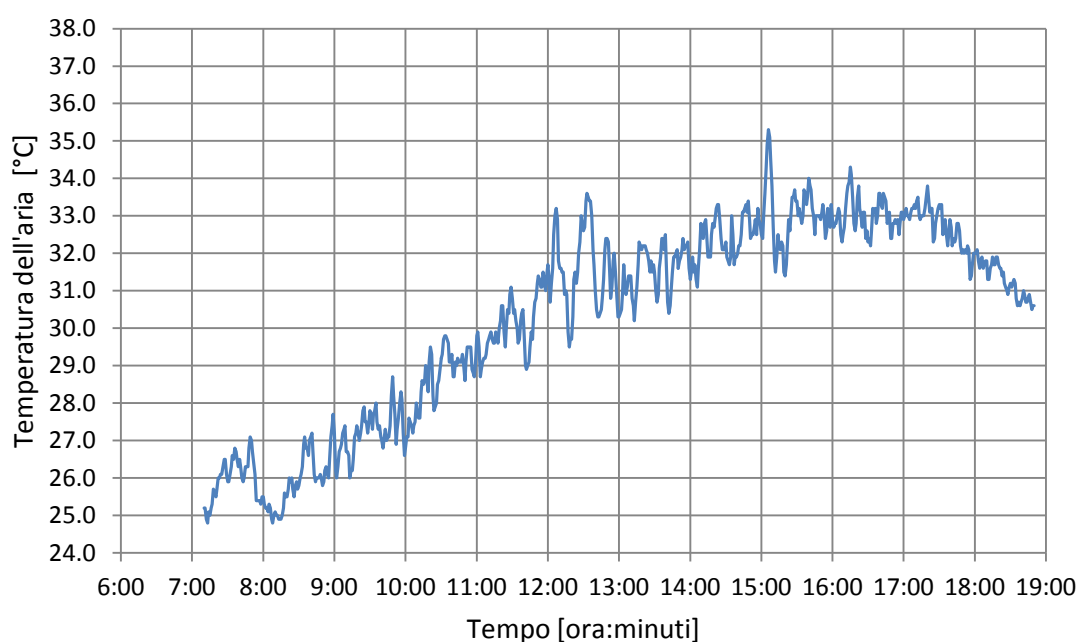


Figura 7-25: Temperatura dell'aria in funzione del tempo per una giornata con cielo parzialmente nuvoloso.

I due grafici riportano l'andamento della DNI e della temperatura dell'aria per una giornata con cielo parzialmente nuvoloso, più precisamente il 7-7-2012. A differenza dei primi due casi si nota un andamento molto intermittente della DNI dalle 10:00 fino alle 16:00 circa.

L'andamento della DNI si presenta come una sollecitazione esterna al sistema con variazioni rilevanti in intervalli di tempo brevi, il che influenzerà il comportamento del sistema in modo significativo.

È molto importante riportare un caso con cielo parzialmente nuvoloso perché si mettono in evidenza gli effetti d'inerzia, il che non era possibile nei due casi precedenti.

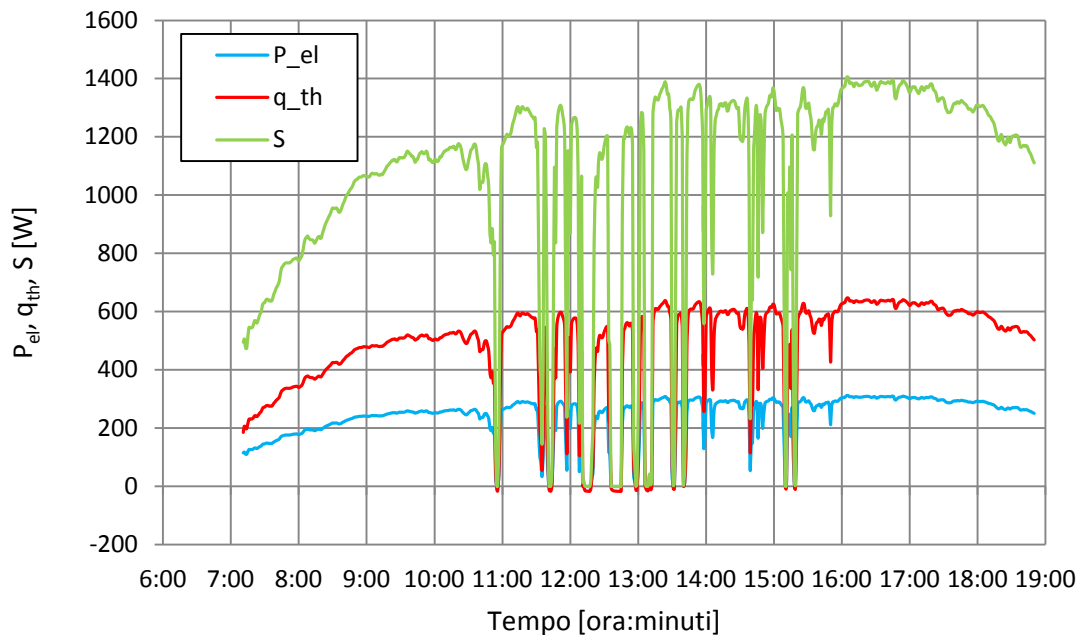


Figura 7-26: Potenza solare raccolta, della potenza termica ed elettrica erogata dal sistema CPV/T nel tempo per una giornata con cielo parzialmente nuvoloso.

Come si nota dal grafico la potenza elettrica e termica erogata dal sistema segue l'andamento della DNI. Questo è dovuto al fatto che l'effetto d'inerzia è limitato nei tempi molto brevi, inferiori al minuto; questo perché il modello considera l'effetto d'inerzia termica solo nei nodi che rappresentano gli strati vetro, cella, nitrato di alluminio, roll-bond e il fluido.

Dal grafico è anche possibile notare che nei periodi in cui il cielo è coperto la potenza elettrica è nulla, ma quella termica assume addirittura valori negativi. Questo ha senso fisicamente poiché in caso di cielo nuvoloso crolla l'elevata potenza specifica, quindi il fluido, anziché riscaldarsi, si raffredda tra l'ingresso e l'uscita.

Non è stato riportato l'andamento del rendimento istantaneo perché, a causa di un andamento della DNI così intermittente, si presentano effetti d'inerzia, quindi può capitare che la potenza termica sia ancora positiva quando la DNI ha già assunto un valore nullo. Questo problema non si verifica nel caso di una giornata con cielo sereno perché il sistema è sottoposto a variazioni contenute, avendo un effetto d'inerzia termica meno rilevante. Invece la potenza elettrica segue perfettamente l'andamento della DNI perché con il modello elettrico presentato non si è tenuto conto di un effetto capacitativo del modulo fotovoltaico.

Si riporta sotto la temperatura media delle celle e della potenza elettrica per capire l'andamento del rendimento elettrico.

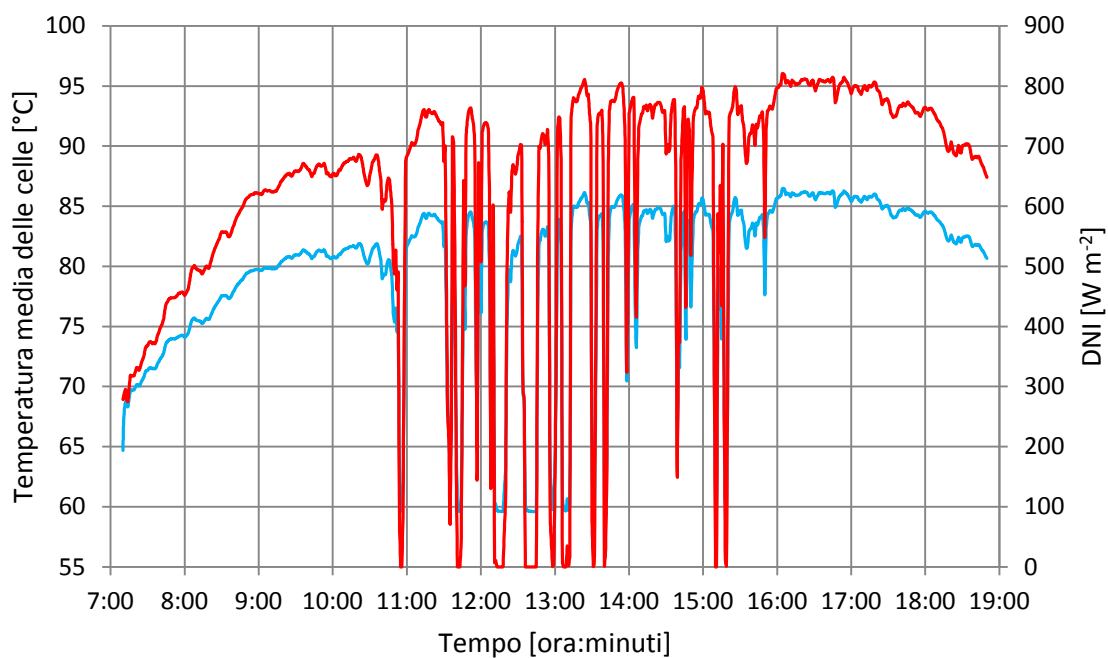


Figura 7-27: Temperatura media delle celle e DNI in funzione del tempo per una giornata con cielo parzialmente nuvoloso.

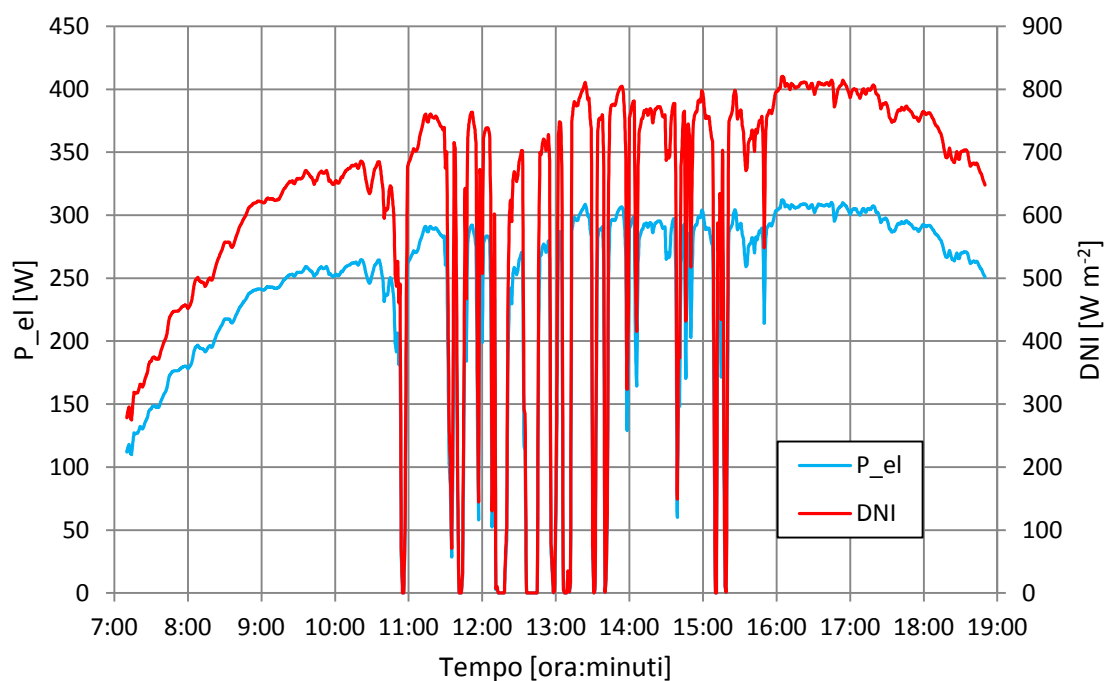


Figura 7-28: Potenza elettrica e DNI in funzione del tempo per una giornata con cielo parzialmente nuvoloso.

E_{th} [MJ]	20.1
E_{el} [MJ]	10.0
η_{th} [%]	45.2
η_{el} [%]	22.4

Tabella 7-3: Potenza, rendimento, energia termica ed elettrica per una giornata con cielo parzialmente nuvoloso.

7.2.2 Simulazioni in regime stazionario

Le simulazioni in regime stazionario sono state compiute per definire la curva di efficienza che viene descritta nei collettori solari, ampliata per un sistema a concentrazione CPV/T. La curva di efficienza è l'andamento del rendimento medio del dispositivo in funzione della "temperatura media ridotta" T_m^* . Questa grandezza è il rapporto tra la differenza della temperatura media, ingresso-uscita, dell'acqua e la temperatura dell'aria, con la DNI.

La curva di efficienza secondo normativa UNI EN 12975-2:2006 è definita con la seguente equazione:

$$\eta = \eta_o - a_1 T_m^* - a_2 DNI (T_m^*)^2 \quad (7.1)$$

I coefficienti numerici a_1 , a_2 e il rendimento ottico η_o sono riferiti all'area di apertura del concentratore.

Nel caso di un collettore il rendimento ottico è legato alle perdite ottiche per la riflessione del vetro e per il mancato assorbimento della piastra. In questo caso ciò che definisce le perdite ottiche è il rendimento di concentrazione, quindi la curva di efficienza tenderà al 70% circa in prossimità di una temperatura media ridotta nulla.

Lo scopo delle simulazioni in regime dinamico è capire come si comporta il modello a sollecitazioni esterne variabili di una certa intensità, mentre quelle in regime stazionario definiscono la curva di efficienza, elemento caratterizzante del sistema a concentrazione.

Le simulazioni sono state effettuate imponendo tali condizioni di *input*:

- valore costante della DNI a 800 W m^{-2} ;
- valori costanti di temperatura d'ingresso del fluido con un intervallo di 5°C l'uno dall'altro;
- velocità del vento a 3 m s^{-1} ;
- velocità d'ingresso del flusso del fluido a 1.9875 m s^{-1} .

Per ogni valore di temperatura d'ingresso del fluido si è calcolato il valore delle temperatura di uscita, la potenza termica specifica, la potenza elettrica specifica, il rendimento termico, il rendimento elettrico e il rendimento totale, somma degli ultimi due.

Nel grafico sotto sono state riportate due curve oltre a quella di efficienza globale:

- la curva di rendimento termico, la quale diminuisce con l'aumento della temperatura media ridotta per le dispersioni termiche;
- la curva di rendimento elettrico, la quale diminuisce con l'aumento della temperatura media ridotta per la sua influenza sulla curva I-V.

La curva di efficienza globale raggiunge il valore di 69.478 % per la temperatura media ridotta nulla, anziché di 70%, valore del rendimento ottico. Questo è dovuto al fatto che, quando la temperatura media dell'acqua è pari a quella dell'aria, sia l'intero roll-bond sia il vetro sono ad una temperatura maggiore di quella dell'aria. Per questo motivo si hanno dispersioni termiche in caso di temperatura media ridotta nulla.

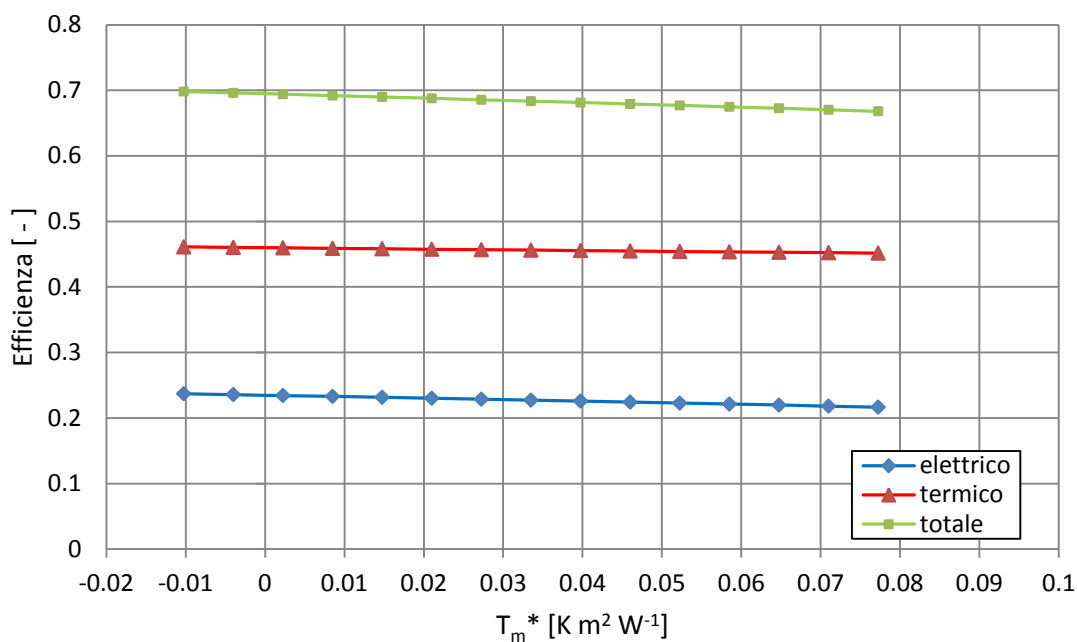


Figura 7-29: Curva di efficienza totale (verde), curva di efficienza termica (rosso) e curva di efficienza elettrica (blu) del sistema CPV/T.

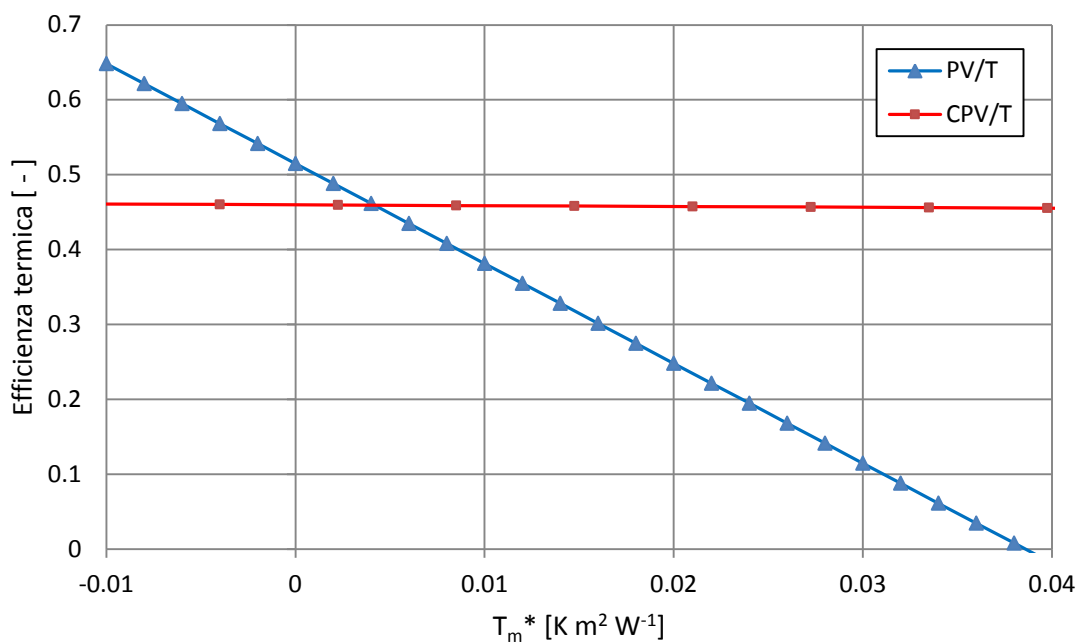


Figura 7-30: Curva di efficienza termica di un collettore solare ibrido isolato PV/T, con il roll-bond laminato alla piastra assorbente nel caso di erogazione di potenza elettrica, e del sistema CPV/T.

Nella figura sopra è stata riportata la curva di efficienza termica di un collettore ibrido PV/T per avere un raffronto con il sistema CPV/T.

La differenza tra i due sistemi si nota soprattutto nella pendenza della curva di efficienza termica.

Quest'ultima per il sistema CPV/T ha una pendenza minore rispetto al PV/T perché la superficie di dispersione termica del CPV/T risulta essere molto più piccola.

7.3 Confronto tra modello in Matlab/Simulink e prove sperimentali

Con le prove sperimentali sul sistema CPV/T si ha a disposizione la temperatura di uscita del fluido dalla piastra del roll-bond. Poiché si ha un dispositivo provvisorio, sul quale le celle fotovoltaiche sono in parte danneggiate, il circuito elettrico è stato escluso durante l'esecuzione delle prove sperimentali. Per questo motivo è possibile avere solo un riscontro sulla temperatura di uscita del fluido, quindi sulla potenza termica e non sulla potenza elettrica. Nei grafici di seguito si riportano i dati sperimentali di DNI, della temperatura dell'aria e della temperatura dell'acqua d'ingresso.

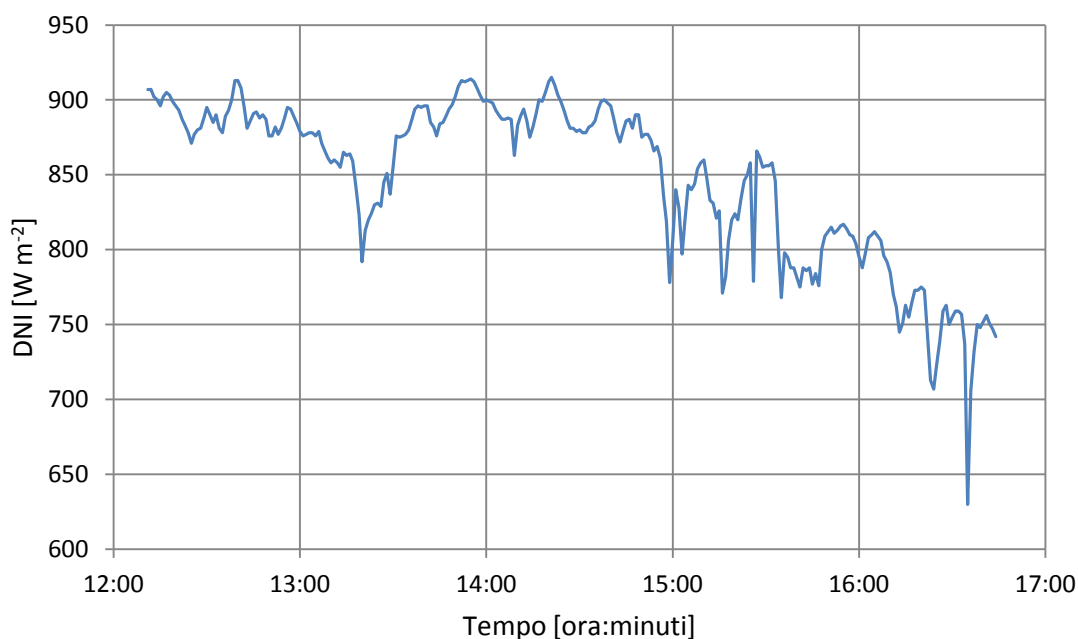


Figura 7-31: DNI in funzione del tempo.

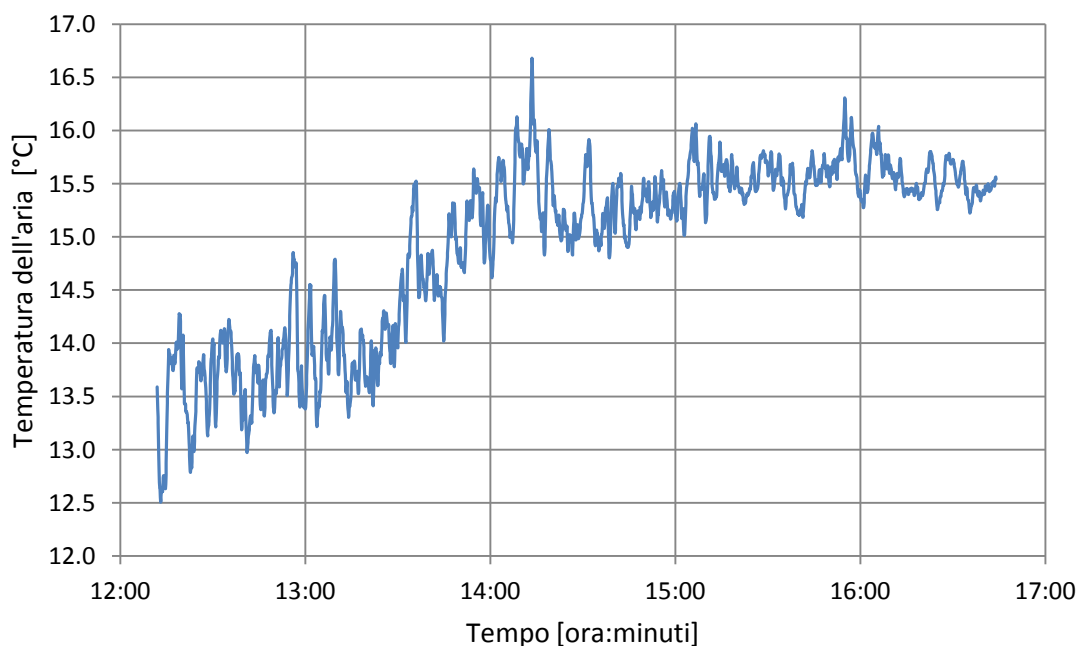


Figura 7-32: Temperatura dell'aria in funzione del tempo.

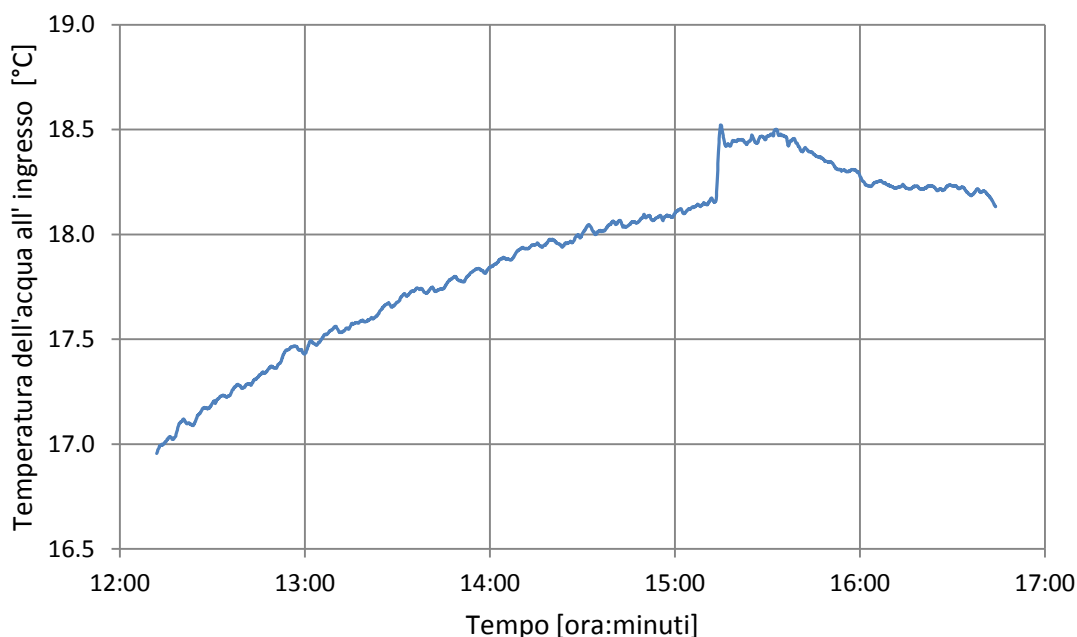


Figura 7-33: Temperatura dell'acqua in ingresso in funzione del tempo.

Delle prove sperimentali del 19-03-2013 si hanno i seguenti dati di *input*:

- DNI;
- temperatura dell'aria;
- temperatura dell'acqua in ingresso;
- portata d'acqua del modulo costante pari a 194.8 kg h^{-1} ;

Rispetto alle simulazioni precedenti si ha un valore non costante per la temperatura dell'acqua d'ingresso, questo è dovuto al fatto che il condotto d'ingresso non era ancora stato isolato termicamente; ciò causa un riscaldamento dell'acqua per l'irraggiamento.

Poiché il valore della velocità dell'acqua d'ingresso discosta di poco da quello delle simulazioni precedenti, si è deciso di mantenere lo stesso coefficiente di convezione.

Nel grafico della DNI si nota un andamento decrescente dalle 14:00 alle 17:00, variabile per effetto del passaggio di nuvole.

Nel grafico della temperatura dell'aria si nota un andamento crescente fino al raggiungimento di un valore quasi costante dopo le 16:00.

Nel circuito idraulico sono state installate una pt100 per la temperatura d'ingresso e due pt100 per la temperatura di uscita dei due roll-bond. Per questo motivo si ha un andamento della temperatura di ingresso e due andamenti della temperatura di uscita.

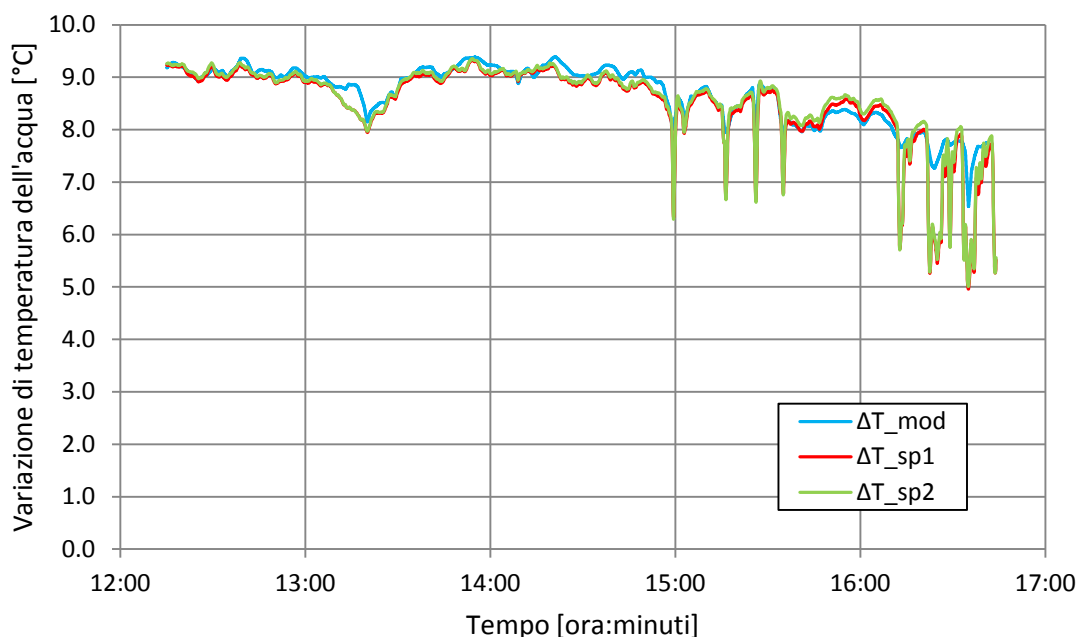


Figura 7-34: Variazioni di temperatura dell'acqua sperimentali e del modello in funzione del tempo.

Nel grafico sopra sono stati riportati i due andamenti delle variazioni di temperatura ottenuti dalle prove sperimentali, e l'andamento della variazione di temperatura ottenuta dal modello in Matlab/Simulink. Si nota uno scostamento tra il caso Matlab/Simulink e il caso sperimentale che è in media circa un grado centigrado, eccezione fatta per gli istanti in cui si hanno grandi variazioni della DNI (causate dal passaggio di nuvole). Ciò è dovuto alla scelta fatta per i calori specifici che definiscono l'inerzia termica del ricevitore. Nella variazione della temperatura del modello in Matlab/Simulink si nota un effetto di "smorzamento" e di ritardo dei picchi rispetto alle variazioni sperimentali della temperatura. I valori dei calori specifici sono stati ipotizzati dal momento che non era possibile ricavarli dalle schede tecniche, eccezione fatta per l'acqua, dove il suo calore specifico viene determinato dal *software* Refprop.

Lo scostamento tra le variazioni della temperatura dell'acqua nel caso sperimentale e la variazione della temperatura nel caso del modello, è stato principalmente attribuito all'effetto d'inerzia termica, anche se può essere dovuto ad effetti secondari di difficile interpretazione come:

- una variazione del rendimento ottico di concentrazione durante il periodo delle prove, dovuta al passaggio da inseguimento tramite sensore di luminosità a quello tramite algoritmo astronomico, per la riduzione della DNI al di sotto di un certo valore;
- un piccolo sbilanciamento di portata d'acqua nei due roll-bond connessi in parallelo.

Le prove sperimentali sono state fatte su un modulo, quindi su due piastre roll-bond connesse in parallelo. Ipotizzando un'equipartizione della portata d'acqua è stato possibile calcolare il flusso termico asportato dall'acqua per l'intero modulo.

In questo caso si fa riferimento all'intero modulo e non al singolo roll-bond come nei risultati precedenti di Matlab/Simulink.

Nella seguente figura si riportano gli andamenti del flusso termico calcolato dalle prove sperimentali e quello dal modello.

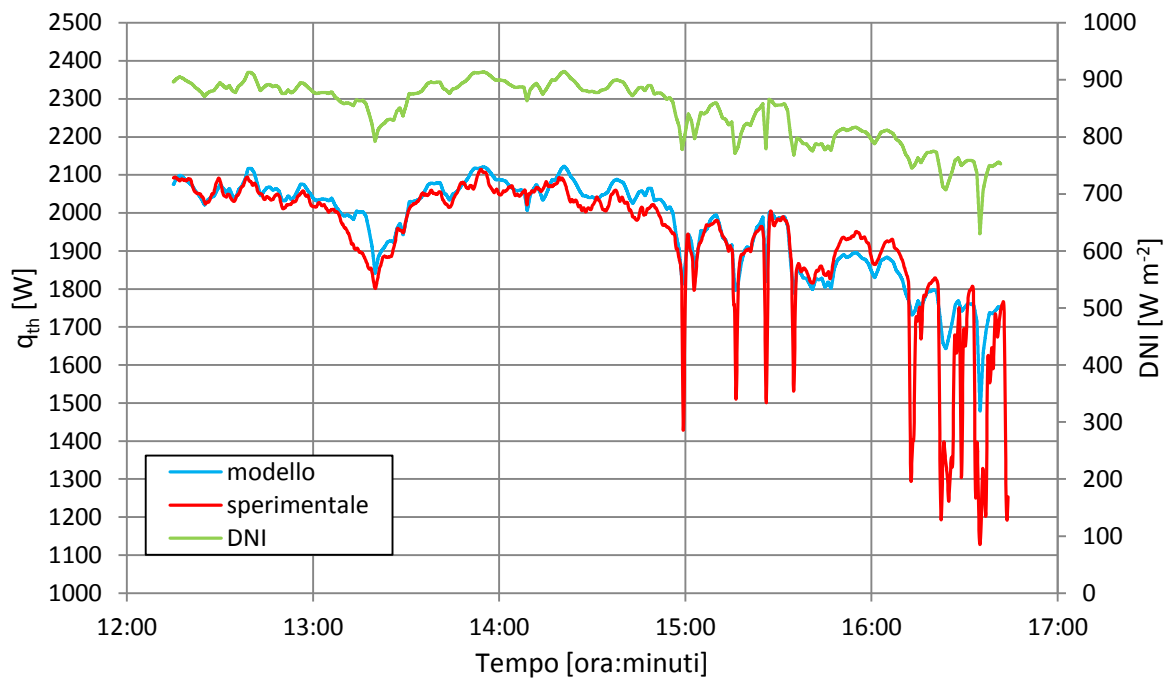


Figura 7-35: Flusso termico utile nel caso sperimentale e nel caso del modello, e la DNI in funzione del tempo.

Infine si riporta nella figura sotto lo scostamento relativo percentuale tra il flusso termico calcolato dal modello e quello dai dati sperimentali.

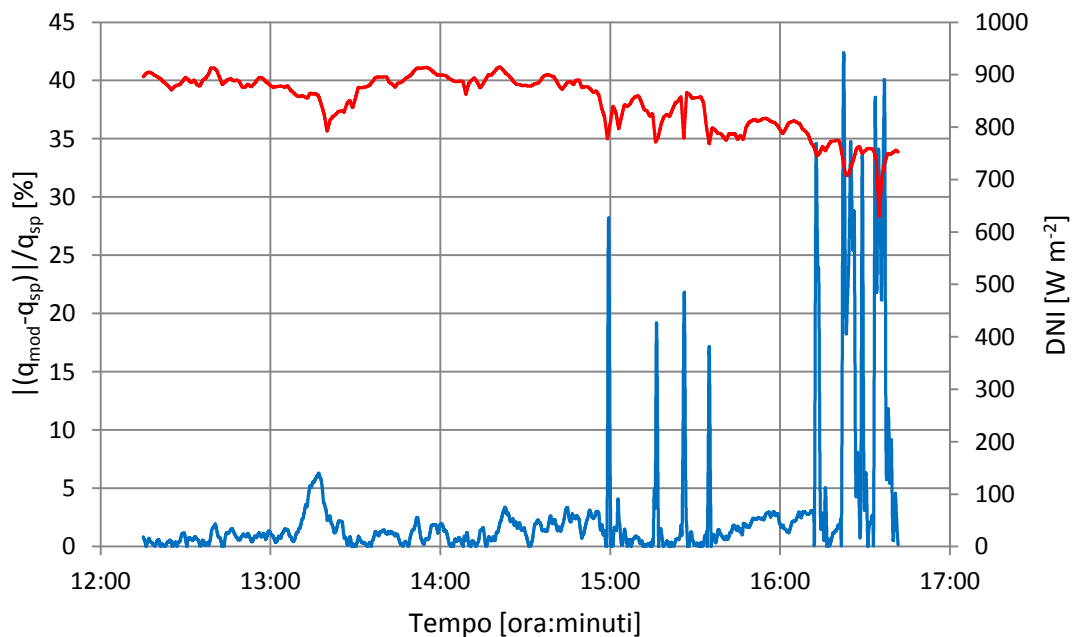


Figura 7-36: Scostamento relativo percentuale tra il flusso termico calcolato dal modello e quello dai dati sperimentali, e la DNI in funzione del tempo.

In entrambi i grafici sopra si osserva una buona corrispondenza tra il modello e le prove sperimentali negli intervalli in cui le variazioni della DNI sono contenute. Quando queste iniziano ad essere rilevanti la corrispondenza tra il modello e le prove sperimentali tende a perdersi. Questo può essere giustificato dai motivi già citati per gli andamenti delle variazioni delle temperature dell'acqua.

Conclusioni

Nella tesi vengono illustrati i risultati del modello del sistema CPV/T installato sul tetto dell'edificio del Dipartimento di Ingegneria Industriale.

In particolare sono presentati i risultati relativi a:

- simulazioni con il programma di fluidodinamica Ansys/Fluent;
- simulazioni in regime dinamico per una giornata estiva con cielo sereno, una giornata invernale con cielo sereno e una giornata con cielo parzialmente nuvoloso;
- simulazioni in regime stazionario;
- confronto tra il modello in Matlab/Simulink e le prove sperimentali (nel caso di circuito elettrico aperto).

Le simulazioni eseguite in Fluent sono servite alla definizione del comportamento termico del ricevitore. Considerando la geometria della piastra del roll-bond sono state scelte due zone da simulare: il tratto iniziale ed un tratto centrale. Grazie a queste simulazioni è stato possibile apportare dei miglioramenti al modello termico in Matlab/Simulink ed individuare alcune problematiche relative al modulo.

Le simulazioni hanno evidenziato:

- un comportamento termico diverso delle celle fotovoltaiche a tripla giunzione lungo la direzione assiale e trasversale;
- la presenza di zone termiche critiche in quelle parti del ricevitore in cui il fluido o non riesce ad arrivare o tende a ristagnare;
- le celle fotovoltaiche non sono sufficientemente raffreddate, ciò comporta un funzionamento elettrico peggiore, un'alta escursione termica del ricevitore dal centro verso l'esterno ed una minore erogazione di potenza termica, dovuta ad un inefficiente smaltimento di calore;
- alta sollecitazione termica dei materiali del ricevitore.

Per questi motivi sarà necessario apportare le seguenti modifiche al modulo:

- una composizione diversa del ricevitore in modo da eliminare quegli elementi che impediscono il corretto smaltimento di calore a causa della loro bassa conducibilità;
- una configurazione migliore dello scambiatore di calore, in modo da diminuire la sollecitazione termica dei materiali, diminuire ed uniformare la temperatura delle celle fotovoltaiche a tripla giunzione, eliminare le zone critiche ed aumentare l'efficienza totale del sistema CPV/T.

Nelle simulazioni in regime dinamico, per le due giornate con cielo sereno, sono stati calcolati i valori di potenza termica ed elettrica con il modello in Matlab/Simulink. Nel caso di una giornata estiva con cielo sereno il massimo di potenza termica erogato è 715 W e quello di potenza elettrica è di 340 W; invece per il caso invernale si ha rispettivamente 614 W e 303 W. È stato osservato che durante la giornata il rendimento termico istantaneo aumenta con la DNI, mentre quello elettrico rimane praticamente costante. La simulazione in regime dinamico nel caso di una giornata con cielo parzialmente nuvoloso ha lo scopo di mostrare la reazione del modello in Matlab/Simulink alle forti variazioni della DNI. Dai risultati si nota che le potenze istantanee seguono l'andamento della DNI. Nei periodi di cielo coperto la potenza elettrica è nulla, mentre le dispersioni termiche possono superare il guadagno termico dovuto all'irraggiamento.

Per quanto riguarda la potenza termica si ha un certo ritardo associato agli effetti di inerzia termica, per questo motivo la definizione di rendimento termico istantaneo perde di significato.

Nel rendimento elettrico, invece, è trascurabile l'effetto di inerzia elettrica (comportamento capacitativo del generatore fotovoltaico).

Le simulazioni in regime stazionario sono state effettuate per definire la curva di efficienza totale del sistema CPV/T, al variare della temperatura d'ingresso e mantenendo il valore della radiazione a 800 W m^{-2} .

La curva di efficienza totale assume un valore prossimo al rendimento di concentrazione (70%) in corrispondenza di temperatura media ridotta nulla, per poi diminuire sia a causa dell'aumento delle dispersioni termiche sia dell'influenza della temperatura sul funzionamento del modulo fotovoltaico. In seguito si è svolto il confronto tra la curva di efficienza termica ottenuta per il sistema CPV/T e quella per un sistema PV/T. Ciò ha mostrato una differenza di pendenza tra le due curve, con un comportamento nettamente migliore del CPV/T alle alte temperature medie ridotte.

Le ultime prove mostrano il confronto tra il modello in Matlab/Simulink e le prove sperimentali, nel caso di circuito elettrico aperto. Si nota una buona corrispondenza tra le variazioni di temperatura dell'acqua del modello e quelle delle prove sperimentali, infatti il massimo scostamento è in media di circa un grado, eccezione fatta per gli istanti in cui si hanno grandi variazioni della DNI (causate dal passaggio di nuvole).

Inoltre si è riportato lo scostamento relativo percentuale tra il flusso termico calcolato dal modello e quello dai dati sperimentali. In funzione del tempo lo scostamento relativo percentuale massimo riscontrato è pari al 5%, ma per variazioni rilevanti della DNI si raggiungono valori del 45%. La causa principale che potrebbe spiegare questi scostamenti tra il flusso termico ottenuto dalla simulazione e quello dai dati sperimentali può essere dovuta al passaggio da inseguimento tramite sensore di luminosità a quello tramite algoritmo astronomico.

Ringraziamenti

Per primo vorrei ringraziare il prof. Davide Del Col che mi ha dato la possibilità di compiere questo lavoro sul nuovo sistema CPV/T installato sul tetto del Dipartimento di Fisica Tecnica.

Ringrazio l'ing. Michele Quaggia per la sua disponibilità e per la sua pazienza nell'aiutarmi nell'impostazione del modello del sistema CPV/T e nelle simulazioni compiute con il *software* Ansys/Fluent.

Ringrazio mia morosa Giulia, i miei amici di Verona e i miei compagni di università che mi hanno sempre incoraggiato e fatto sorridere nei momenti più difficili.

Ringrazio mio fratello Lorenzo che, nonostante la distanza, continua a starmi vicino con affetto e a darmi consigli per il futuro.

Infine ringrazio i miei genitori e la zia Franca che mi hanno aiutato nel raggiungimento di questo importante obiettivo.

Bibliografia

Babar M., Ali S.Q., Al-Ammar E.A. and Malik N.H., 2012. Generalized multijunction solar cell model including effect of tunneling layer using Simulink/MATLAB. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Bhusari D., Ly A., Ermer J., Jones R., Pien P. and King R., 2012. Optimization of gridline architecture for high efficiency multi-junction solar cells. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Buonomano A., Mittelman G., Faiman D., Biryukov S., Melnichak V., Bukobza D. and Kabalo S., 2012. Modelling an actively-cooled CPV system. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Cavallini A., 2012. Dispense di Energie Rinnovabili. In: Università di Padova, Italia.

Chow T.T., 2003. Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model. In: Solar Energy 2003, 75.

Cotal H., Fetzer C., Boisvert J., Kinsey G., King R., Hebert P., Yoon H. and Karam N., 2008. III-V multijunction solar cells for concentrating photovoltaics. In: Energy Environ. Sci., 2009, 2.

De Soto W., Klein S.A. and Beckman W.A., 2005. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. In: Solar Energy 80.

Del Col D., Dai Prè M., Bortolato M., Padovan A., 2012. Investigation of solar devices for electricity production and heat recovery. In: 67° Congresso Nazionale ATI 2012, Trieste.

Domínguez C., Antón I., Sala G., 2009. Multijunction solar cell model for translating I-V characteristics as a function of irradiance, spectrum, and cell temperature. In: Res. Appl. 2010, 18.

Duffie J.A. e Beckman W.A., 2006. Solar Engineering of Thermal Processes, Third Edition.

Escher W., Paredes S., Zimmermann S., Lee Ong C., Ruch P. and Michel B., 2012. Thermal management and overall performance of a high concentration PV. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Everett V., Wu Y., Resch A., Ebert M., Vivar M., Thomsen E., Harvey J., Scott P., Greaves M., Tanner A. and Blakers A., 2012. Towards an innovative spectral-splitting hybrid PV-T micro-concentrator. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Fartaria T., Mendes-Lopes J., Wemans J., 2012. Development of model and prototipe for error evaluation of parabolic trough mirror. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Fernández E., Siefert G., Schachtner M., García Loureiro A.J., Pérez-Higueras P., 2012. Temperature coefficients of monolithic III-V triple-junction solar cells under different spectra and irradiance levels. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Gaspar G., Pó J.M., Magarreiro C., Los A., Brito M.C., 2012. Assessing the spectral distribution on different tracking configurations. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Geisz J.F., Kurtz S.R., Wanlass M.W., Ward J.S., Duda A., Friedman D.J., Olson J.M., McMahon W.E., Moriarty T.E., Kiehl J.T., Romero M.J., Norman A.G., Jones K.M., 2008. Inverted GaInP / (In)GaAs / InGaAs triple-junction solar cells with low-stress metamorphic bottom junctions. In: 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference San Diego, California.

Henry C.H., 1980. Limiting efficiencies of ideal single and multiple energy gap terrestrial solar cells. In: J. Appl. Phys. 51.

Ibrahim A., Othman M.Y., Ruslan M.H., Mat S., Sopian K., 2010. Recent advances in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, Malaysia.

Jaus J. and Gueymard C.A., 2012. Generalized spectral performance evaluation of multijunction solar cell using a multicore, parallelized version of SMARTS. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Jones R.K., Fetzer C., Ermer J.H., Hebert P., King R.R., Cotal H. and Edmondson K., 2012. Annual energy modelling of CPV systems with spectrolab C3MJ and C4MJ multijunction cells. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Jingfeng B., Guijiang L., Jianqing L., Liangjun W., Weiping X., Minghui S., Zhimin W., Jie D., Zhidong L., 2012. 1 eV $\text{In}_{0.3}\text{Ga}_{0.7}\text{As}$ subcell towards the high-efficiency inverted metamorphic solar cells. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

King R.R., Law D.C., Edmondson K.M., Fetzer C.M., Kinsey G.S., Yoon H., Sherif R.A. and Karam N.H., 2007. 40% Efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multijunction solar cells. In: Appl. Phys. Lett. 90, California.

King R.R., Law D.C., Edmondson K.M., Fetzer C.M., Kinsey G.S., Yoon H., Krut D.D., Ermer J.H., Sherif R.A. and Karam N.H., 2007. Advances in high-efficiency III-V multijunction solar cells. In: Spectrolab, Inc., 12500 Gladstone Avenue, Sylmar, CA91342, USA.

Lance T., Ackler H., Finot M., 2012. Double curvature mirrors for linear concentrators. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Cristobal A., Martí V.A. and Luque L.A., 2012. Next generation of photovoltaics.

Luque A. and Hegedus S., 2011. Handbook of photovoltaic science and engineering, Second Edition.

Minuto A., Malvisi E., Timò G. and Martinelli A., 2010. Caratterizzazione elettrica e termica dei moduli a concentrazione. In: Enea – Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A.

Norton M., Bentley R., Georghiou G.E., Chonavel S. and De Mutiis A., 2012. Field experience and performance evaluation of a medium concentration CPV system. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Panwara S., Sainib R.P., Scholar P.G., 2012. Development and simulation of solar photovoltaic model using Matlab/Simulink and its parameter extraction. In: International Conference on Computing and Control Engineering (ICCCE 2012).

Rosenthal S. and Earl D., 2012. Benefits of a water borne CPV system. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Sanchez D., Trujillo P., Martinez M., Ferrer J.P. and Rubio F., 2012. CPV performance versus soiling effects cleaning policies. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Sarhaddi F., Farahat S., Ajam H., Behzadmehr A., Mahdavi Adeli M., 2010. An improved thermal and electrical model for a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector. In: Applied Energy 2010, 87.

Segeva G., Mittelmanb G., Kribus A., 2011. Equivalent circuit models for triple-junction concentrator solar cells. In: Solar Energy Materials & Solar Cells 2012, 98.

Shih Z.H., Hong H.F., Lee Y.M., Laing Y.P., Sung H.M., Kuo C.T. and Shin H.Y., 2012. Current mismatch effect on high concentration PV when in series connection. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Shvarts M.Z., Aronova E.A., Emelyanov V.M., Kalyuzhnyy N.A., Lantratov V.M., Mintairov S.A., Soluyanov A.A. and Timoshina N.K., 2012. Multijunction solar cell with intermediate IR reflector. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Stine W. and Geyer M., 2001. Power from the Sun.

Strobach E., Faiman D., Melnichak V., Bukobza D., Kabalo S., Gombert A., Gerstmaier T. and Roettger M., 2012. Modeling a grid-connected, passively-cooled CPV system. In: CPV8 2012 Conference, Spagna.

Tiwari A., Sodha M.S., 2005. Performance evaluation of solar PV/T system: an experimental validation. In: Solar Energy 2006, 80.

Zondag H.A., De Vries D.W., Van Helden W.G.J., Van Zolingen R.J.C. and Van Steenhoven A.A., 2002. The thermal and electrical yield of a PV-Thermal collector. In: Solar Energy 2002, 72.

Appendice

Lo scopo di questa appendice è riportare la parte principale del modello costruito con il programma Matlab/Simulink.

1 Modello Termico

Nel blocco termico gli *input* sono quelli già definiti nel modello termico e la potenza elettrica dal blocco elettrico. Gli *output* del blocco termico sono la potenza termica, l'energia termica e la temperatura media delle celle, fondamentale per determinare il punto di funzionamento delle celle fotovoltaiche a tripla giunzione. Nel blocco termico sono presenti due blocchi principali, nel primo avviene la scomposizione della radiazione solare e nel secondo si presenta il funzionamento termico del ricevitore come una rete alle resistenze termiche.

1.1 Scomposizione della radiazione solare

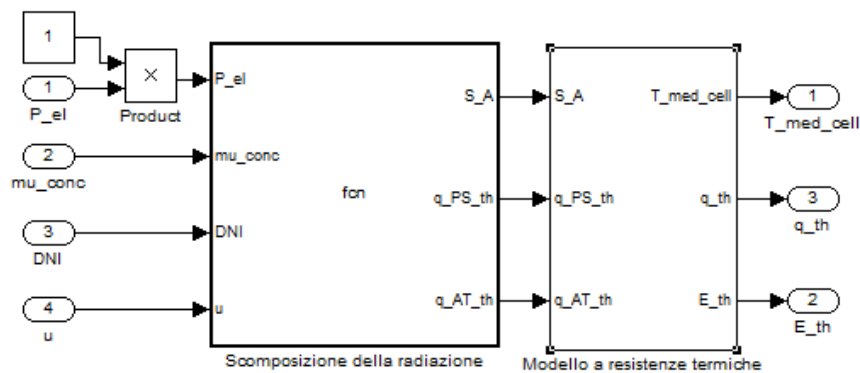


Figura A- 1: Blocco del modello termico in Matlab/Simulink.

In questo blocco si hanno le informazioni dalle condizioni di *input* e dal modello elettrico, ciò permette di compiere la suddivisione della radiazione nelle sue tre componenti.

```
function [S_A,q_PS_th,q_AT_th] = fcn(P_el,mu_conc,DNI,u)

%=====CARATTERISTICHE_MATERIALE=====
%=====

a_glass=u(7); %a_glass è il coefficiente di assorbimento del
vetro %t_glass è il coefficiente di trasmissione del
t_glass=u(8); vetro
r_glass=u(9); %r_glass è il coefficiente di riflessione del vetro
b=u(19); %b è il Packing factor
a_cell=u(16); %a_cell è il coefficiente di assorbimento della
cella %mu_cell è il rendimento della cella fotovoltaica
mu_cell=u(18); %A_coll è la metà dell'area del collettore totale
A_coll=2.857*(0.076*2+0.046*9.5);

%=====BILANCIO TERMICO DINAMICO=====
%=====

S_T=t_glass*DNI*A_coll*mu_conc;
S_A=a_glass*DNI*A_coll*mu_conc;
q_PS_th=S_T*b*(a_cell-mu_cell);
q_AT_th=S_T*(b*(1-a_cell)+(1-b));

q_PS_th=S_T*b*a_cell-P_el;
```

Si nota che nel codice di calcolo sono stati riportati sia il caso di spartizione della radiazione solare attraverso il rendimento elettrico sia quello attraverso la potenza elettrica. Come già detto il coefficiente di trasmissione e il *packing factor* nell'equazione della componente termica passiva della radiazione intervengono o meno sul rendimento elettrico a seconda di come quest'ultimo sia stato calcolato. Questo problema è stato già stato trattato sia nel modello termico sia in quello elettrico.

1.2 Modello a resistenze

1.2.1 Nodo vetro ("glass")

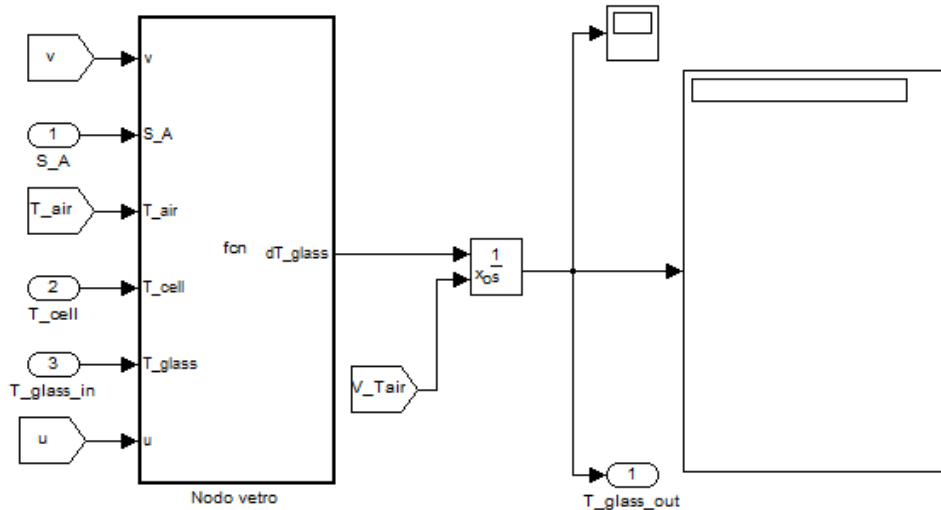


Figura A- 2: Blocco del nodo vetro in Matlab/Simulink.

Nel blocco vetro si hanno le informazioni sulle proprietà termiche e geometriche del vetro, sulla componente assorbita della radiazione solare e sulle temperature dei nodi con cui il blocco vetro comunica.

```
function dT_glass = fcn(v,S_A,T_air,T_cell,T_glass,u)

%=====CARATTERISTICHE_MATERIALE=====
%=====

p_glass=u(1);
c_P_glass=u(2);
vetro
l_glass=u(3);
s_glass=u(4);
w_glass=u(5);
e_glass=u(6);
del vetro
l_syl_oct=u(10);
silicone ottico
s_syl_oct=u(11);
ottico
l_cell=u(14);
s_cell=u(15);
U_glass=0;
dispersione laterale del vetro
w_cell=u(17);
L_C=u(49);
sigma=u(54);
Boltzmann
dx_1=0.076;
terminali
dx_2=0.046;
centrale
L_conc=0.076*2+0.046*9.5;
posto pari al roll-bond
%=====COEFFICIENTI_DI_SCAMBIO=====
%=====
```

%p_glass	è la densità del vetro
%c_P_glass	è il calore specifico del
%l_glass	è la conducibilità del vetro
%s_glass	è lo spessore del vetro
%w_glass	è la larghezza del vetro
%e_glass	è il coefficiente di emissione
%l_syl_oct	è la conducibilità del
%s_syl_oct	è lo spessore del silicone
%l_cell	è la conducibilità della cella
%s_cell	è lo spessore della cella
%U_glass	è il coefficiente di
%w_cell	è la larghezza della cella
%L_C	è la lunghezza del canale
%sigma	è il coefficiente di Stefàn-
%dx_1	è la lunghezza dei tratti
%dx_2	è la lunghezza del tratto
%L_conc	è lunghezza del concentratore


```

h_1=2.8+3*v; %coefficiente di convezione tra il vetro e
l'aria [W/(m2*K)]

T_sky=T_air-6;

T_med_glass=0;

for i=1:12
    T_med_glass=T_med_glass+T_glass(i);
end

T_med_glass=T_med_glass*(1/12);

h_2=sigma*e_glass*(T_med_glass^4-T_sky^4)/(T_med_glass-T_air); %coefficiente di radiazione tra il vetro e
l'esterno [W/(m2*K)]

h_3=l_glass/s_glass; %coefficiente di conduzione del vetro

h_4=l_syl_oct/s_syl_oct; %coefficiente di conduzione del silicone
ottico

h_5=l_cell/s_cell; %coefficiente di conduzione della cella

H_1=1/(1/(h_1+h_2)+2/h_3); %coefficiente di scambio termico tra il nodo
vetro e l'esterno

%H_2=1/(2/h_3+1/h_4+2/h_5); %coefficiente di scambio termico tra il nodo
vetro e il nodo cella

H_2=167.874183566;

V_glass_2=s_glass*w_glass*dx_2; %volume del vetro del tratto da 46 mm

A_glass_air_2=w_glass*dx_2; %superficie frontale di contatto tra il vetro
e l'esterno del tratto da 46 mm

A_glass_cell_2=w_cell*dx_2; %superficie frontale di contatto tra il vetro
e la cella del tratto da 46 mm

A_glass_2=2*s_glass*dx_2; %superficie laterale di dispersione del vetro
del tratto da 46 mm

C_glass_2=p_glass*V_glass_2*c_P_glass; %capacità termica del vetro del tratto da 46
mm [J/K]

V_glass_1=s_glass*w_glass*dx_1; %volume del vetro del tratto da 46 mm

A_glass_air_1=w_glass*dx_1; %superficie frontale di contatto tra il vetro
e l'esterno del tratto da 76 mm

A_glass_cell_1=w_cell*dx_1; %superficie frontale di contatto tra il vetro
e la cella del tratto da 76 mm

A_glass_1=2*s_glass*dx_1; %superficie laterale di dispersione del vetro
del tratto da 76 mm

C_glass_1=p_glass*V_glass_1*c_P_glass; %capacità termica del vetro del tratto da 76
mm [J/K]

%=====BILANCIO TERMICO DINAMICO=====
dT_glass=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

dT_glass(1)=(S_A*dx_1/L_conc-H_1*A_glass_air_1*(T_glass(1)-T_air)-H_2*A_glass_cell_1*(T_glass(1)-T_cell(1))-
U_glass*A_glass_1*(T_glass(1)-T_air)-l_glass*s_glass*w_glass*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_glass(1)-
T_glass(2)))/C_glass_1;

dT_glass(2)=(S_A*dx_2/L_conc-H_1*A_glass_air_2*(T_glass(2)-T_air)-H_2*A_glass_cell_2*(T_glass(2)-T_cell(2))-
U_glass*A_glass_2*(T_glass(2)-T_air)-l_glass*s_glass*w_glass*(1/dx_2)*(T_glass(2)-T_glass(3))-
l_glass*s_glass*w_glass*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_glass(2)-T_glass(1)))/C_glass_2;

for i=3:9
    dT_glass(i)=(S_A*dx_2/L_conc-H_1*A_glass_air_2*(T_glass(i)-T_air)-H_2*A_glass_cell_2*(T_glass(i)-T_cell(i))-
    U_glass*A_glass_2*(T_glass(i)-T_air)-l_glass*s_glass*w_glass*(1/dx_2)*(2*T_glass(i)-T_glass(i+1)-T_glass(i-
    1)))/C_glass_2;
end

dT_glass(10)=(S_A*dx_2/L_conc-H_1*A_glass_air_2*(T_glass(10)-T_air)-H_2*A_glass_cell_2*(T_glass(10)-T_cell(10))-
U_glass*A_glass_2*(T_glass(10)-T_air)-l_glass*s_glass*w_glass*(1/(dx_2))*(T_glass(10)-T_glass(9))-
l_glass*s_glass*w_glass*(1/(dx_2*0.75))*(T_glass(10)-T_glass(11)))/C_glass_2;

dT_glass(11)=(S_A*dx_2/L_conc*0.5-H_1*A_glass_air_2*0.5*(T_glass(11)-T_air)-H_2*A_glass_cell_2*0.5*(T_glass(11)-
T_cell(11))-U_glass*A_glass_2*0.5*(T_glass(11)-T_air)-l_glass*s_glass*w_glass*(1/(dx_2*0.75))*(T_glass(11)-
T_glass(10))-l_glass*s_glass*w_glass*(1/(dx_2*0.25+dx_1*0.5))*(T_glass(11)-T_glass(12)))/C_glass_2*0.5;

dT_glass(12)=(S_A*dx_1/L_conc-H_1*A_glass_air_1*(T_glass(12)-T_air)-H_2*A_glass_cell_1*(T_glass(12)-T_cell(12))-
U_glass*A_glass_1*(T_glass(12)-T_air)-l_glass*s_glass*w_glass*(1/(dx_2*0.25+dx_1*0.5))*(T_glass(12)-
T_glass(11)))/C_glass_1;

```

1.2.2 Nodo cella

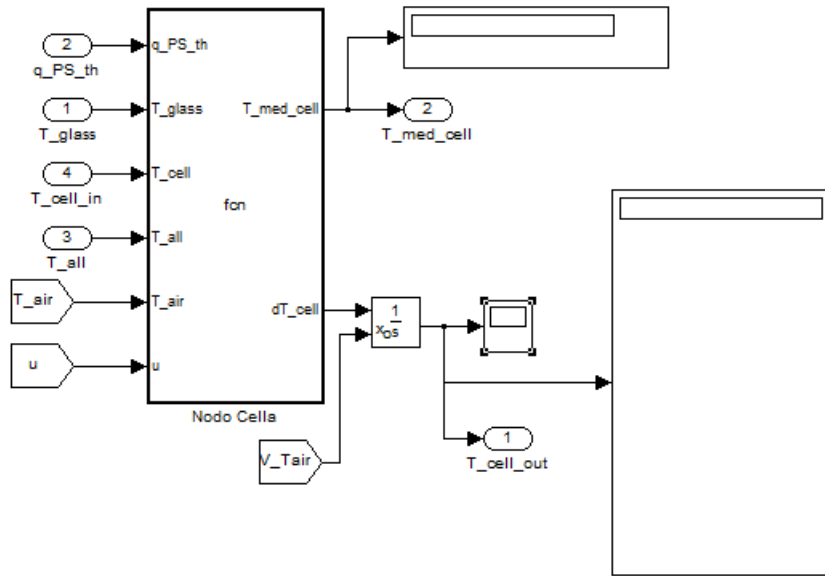


Figura A- 3: Blocco del nodo cella in Matlab/Simulink.

Nel blocco cella si hanno le informazioni sulle proprietà termiche e geometriche della cella, sulla componente termica passiva della radiazione solare e sulle temperature dei nodi con cui il blocco vetro comunica.

```
function [T_med_cell,dT_cell] = fcn(q_PS_th,T_glass,T_cell,T_all,T_air,u)

%=====
%=====CARATTERISTICHE MATERIALE=====
%=====

p_cell=u(12);
c_P_cell=u(13);
l_cell=u(14);
s_cell=u(15);
U_cell=0;
cella
w_cell=u(17);
l_glass=u(3);
s_glass=u(4);
l_syl_oct=u(10);
s_syl_oct=u(11);
l_sald=u(20);
s_sald=u(21);
l_all=u(24);
s_all=u(25);
L_C=u(49);
dx_1=0.076;
dx_2=0.046;
L_conc=0.076*2+0.046*9.5;
roll-bond
%=====
%=====COEFFICIENTI DI SCAMBIO=====
%=====

T_med_cell=0;

for i=1:12
    T_med_cell=T_med_cell+T_cell(i);
end

T_med_cell=T_med_cell*(1/12);

h_3=l_glass/s_glass;
h_4=l_syl_oct/s_syl_oct;
h_5=l_cell/s_cell;
h_6=l_sald/s_sald;
h_7=l_all/s_all;
```

%p_cell	è la densità della cella
%c_P_cell	è il calore specifico della cella
%l_cell	è la conducibilità della cella
%s_cell	è lo spessore della cella
%U_cell	è il coefficiente di dispersione laterale della cella
%w_cell	è la larghezza della cella
%l_g	è la conducibilità del vetro
%s_g	è lo spessore del vetro
%l_syl_oct	è la conducibilità del silicone ottico
%s_syl_oct	è lo spessore del silicone ottico
%l_sald	è la conducibilità della saldatura
%s_sald	è lo spessore della saldatura
%l_all	è la conducibilità dell'allumina
%s_all	è lo spessore dell'allumina
%L_C	è la lunghezza del canale
%dx_1	è la lunghezza dei tratti terminali
%dx_2	è la lunghezza del tratto centrale
%L_conc	è lunghezza del concentratore posto pari al

```

%H_2=1/(2/h_3+1/h_4+2/h_5); %coefficiente di scambio termico tra il nodo vetro e il nodo
cella

H_2=167.874183566;

%H_3=1/(2/h_5+1/h_6+2/h_7); %coefficiente di scambio termico tra il nodo cella e il nodo
allumina

H_3=6256.70488866;

V_cell_2=s_cell*w_cell*dx_2; %volume della cella del tratto da 46 mm

A_glass_cell_2=w_cell*dx_2; %superficie frontale di contatto tra il vetro e la cella del
tratto da 46 mm

A_cell_all_2=w_cell*dx_2; %superficie frontale di contatto tra la cella e l'allumina del
tratto da 46 mm

A_cell_2=2*(s_syl_oct+s_cell+s_sald)*dx_2; %superficie laterale di dispersione della cella del tratto da
46 mm

C_cell_2=p_cell*V_cell_2*c_P_cell; %capacità termica della cella del tratto da 46 mm [J/K]

V_cell_1=s_cell*w_cell*dx_1; %volume della cella del tratto da 76 mm

A_glass_cell_1=w_cell*dx_1; %superficie frontale di contatto tra il vetro e la cella del
tratto da 76 mm

A_cell_all_1=w_cell*dx_1; %superficie frontale di contatto tra la cella e l'allumina del
tratto da 76 mm

A_cell_1=2*(s_syl_oct+s_cell+s_sald)*dx_1; %superficie laterale di dispersione della cella del tratto da
76 mm

C_cell_1=p_cell*V_cell_1*c_P_cell; %capacità termica della cella del tratto da 76 mm [J/K]

%=====
%=====BILANCIO TERMICO DINAMICO=====
%=====
dT_cell=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

dT_cell(1) = (q_PS_th*dx_1/L_conc-H_2*A_glass_cell_1*(T_cell(1)-T_glass(1))-H_3*A_cell_all_1*(T_cell(1)-T_all(1))-
U_cell*A_cell_1*(T_cell(1)-T_air)-l_cell*s_cell*w_cell*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_cell(1)-T_cell(2)))/C_cell_1;

dT_cell(2) = (q_PS_th*dx_2/L_conc-H_2*A_glass_cell_2*(T_cell(2)-T_glass(2))-H_3*A_cell_all_2*(T_cell(2)-T_all(2))-
U_cell*A_cell_2*(T_cell(2)-T_air)-l_cell*s_cell*w_cell*(1/dx_2)*(T_cell(2)-T_cell(3))-
l_cell*s_cell*w_cell*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_cell(2)-T_cell(1)))/C_cell_2;

for i=3:9
dT_cell(i) = (q_PS_th*dx_2/L_conc-H_2*A_glass_cell_2*(T_cell(i)-T_glass(i))-H_3*A_cell_all_2*(T_cell(i)-T_all(i))-
U_cell*A_cell_2*(T_cell(i)-T_air)-l_cell*s_cell*w_cell*(1/dx_2)*(2*T_cell(i)-T_cell(i+1)-T_cell(i-1)))/C_cell_2;
end

dT_cell(10) = (q_PS_th*dx_2/L_conc-H_2*A_glass_cell_2*(T_cell(10)-T_glass(10))-H_3*A_cell_all_2*(T_cell(10)-
T_all(10))-U_cell*A_cell_2*(T_cell(10)-T_air)-l_cell*s_cell*w_cell*(1/dx_2)*(T_cell(10)-T_cell(9))-
l_cell*s_cell*w_cell*(1/(dx_2*0.75))*(T_cell(10)-T_cell(11)))/C_cell_2;

dT_cell(11) = (q_PS_th*dx_2/L_conc*0.5-H_2*A_glass_cell_2*0.5*(T_cell(11)-T_glass(11))-
H_3*A_cell_all_2*0.5*(T_cell(11)-T_all(11))-U_cell*A_cell_2*0.5*(T_cell(11)-T_air)-
l_cell*s_cell*w_cell*(1/(dx_2*0.75))*(T_cell(11)-T_cell(10))-
l_cell*s_cell*w_cell*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.25))*(T_cell(11)-T_cell(12)))/(C_cell_2*0.5);

dT_cell(12) = (q_PS_th*dx_1/L_conc-H_2*A_glass_cell_1*(T_cell(12)-T_glass(12))-H_3*A_cell_all_1*(T_cell(12)-
T_all(12))-U_cell*A_cell_1*(T_cell(12)-T_air)-l_cell*s_cell*w_cell*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.25))*(T_cell(12)-
T_cell(11)))/C_cell_1;

```

1.2.3 Nodo nitrato di alluminio

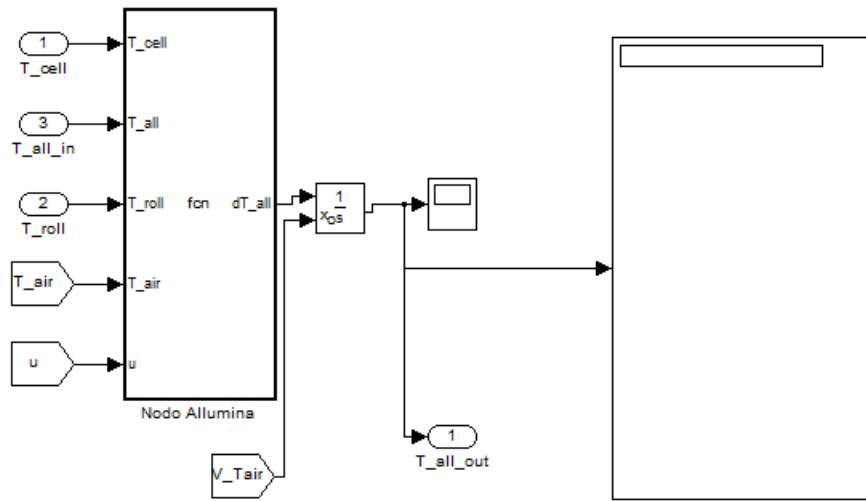


Figura A- 4: Blocco del nodo allumina in Matlab/Simulink.

Nel blocco nitrato di alluminio si hanno le informazioni sulle proprietà termiche e geometriche del nitrato di alluminio, sulle temperature dei nodi con cui il blocco vetro comunica.

```
function dT_all = fcn(T_cell,T_all,T_roll,T_air,u)

%=====
%=====CARATTERISTICHE_MATERIALE=====
%=====

p_all=u(22);
c_P_all=u(23);
l_all=u(24);
s_all=u(25);
U_all=0;
nitrato di alluminio
w_all=u(26);
l_cell=u(14);
s_cell=u(15);
l_sald=u(20);
s_sald=u(21);
l_sil=u(27);
s_sil=u(28);
l_tapp=u(29);
s_tapp=u(30);
l_roll=u(33);
s_roll=u(34);
w_roll=u(35);
w_glass=u(5);
w_cell=u(17);
L_C=u(49);
dx_1=0.076;
dx_2=0.046;
L_conc=0.076*2+0.046*9.5;
roll-bond

%=====
%=====COEFFICIENTI_DI_SCAMBIO=====
%=====

h_5=l_cell/s_cell;
h_6=l_sald/s_sald;
h_7=l_all/s_all;
h_8=l_sil/s_sil;
h_9=l_tapp/s_tapp;
h_10=l_roll/s_roll;

%H_3=1/(2/h_5+1/h_6+2/h_7);
nitrato di alluminio

%p_all è la densità del nitrato di alluminio
%c_P_all è il calore specifico del nitrato di alluminio
%l_all è la conducibilità del nitrato di alluminio
%s_all è lo spessore del nitrato di alluminio
%U_all è il coefficiente di dispersione laterale del

%w_all è la larghezza del nitrato di alluminio
%l_cell è la conducibilità della cella
%s_cell è lo spessore della cella
%l_sald è la conducibilità della saldatura
%s_sald è lo spessore della saldatura
%l_sil è la conducibilità della silicone
%s_sil è lo spessore della silicone
%l_tapp è la conducibilità della tappetino
%s_tapp è lo spessore della tappetino
%l_roll è la conducibilità della roll_bond
%s_roll è lo spessore della roll_bond
%w_roll è la larghezza del roll_bond
%w_glass è la larghezza del vetro
%w_cell è la larghezza della cella
%L_C è la lunghezza del canale
%dx_1 è la lunghezza dei tratti terminali
%dx_2 è la lunghezza del tratto centrale
%L_conc è lunghezza del concentratore posto pari al
```

```

H_3=6256.70488866;

%H_4=1/(2/h_7+1/h_8+1/h_9+2/h_10); %coefficiente di scambio termico tra il nodo nitrato di
alluminio e il nodo roll_bond

H_4=2358.70497465;

V_all_2=s_all*w_all*dx_2; %volume dell'nitrato di alluminio del tratto da 46mm

A_cell_all_2=w_cell*dx_2; %superficie frontale di contatto tra la cella e il nitrato di
alluminio del tratto da 46mm

A_all_roll_2=w_roll*dx_2; %superficie frontale di contatto tra il roll_bond e il nitrato
di alluminio del tratto da 46mm

A_all_2=2*(s_all+s_sil)*dx_2+(w_all-w_glass)*dx_2; %superficie laterale di dispersione del nitrato di alluminio
del tratto da 46mm

C_all_2=p_all*V_all_2*c_P_all; %capacità termica del nitrato di alluminio del tratto da 46mm

V_all_1=s_all*w_all*dx_1; %volume del nitrato di alluminio del tratto da 76mm

A_cell_all_1=w_cell*dx_1; %superficie frontale di contatto tra la cella e il nitrato di
alluminio del tratto da 76mm

A_all_roll_1=w_roll*dx_1; %superficie frontale di contatto tra il roll_bond e il nitrato
di alluminio del tratto da 76mm

A_all_1=2*(s_all+s_sil)*dx_1+(w_all-w_glass)*dx_1; %superficie laterale di dispersione del nitrato di alluminio
del tratto da 76mm

C_all_1=p_all*V_all_1*c_P_all; %capacità termica del nitrato di alluminio del tratto da 76mm

%=====
%=====BILANCIO TERMICO DINAMICO=====
%=====

dT_all=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

dT_all(1) = (-H_3*A_cell_all_1*(T_all(1)-T_cell(1))-H_4*A_all_roll_1*(T_all(1)-T_roll(1))-U_all*A_all_1*(T_all(1)-
T_air)-l_all*s_all*w_all*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_all(1)-T_all(2)))/C_all_1;

dT_all(2) = (-H_3*A_cell_all_2*(T_all(2)-T_cell(2))-H_4*A_all_roll_2*(T_all(2)-T_roll(2))-U_all*A_all_2*(T_all(2)-
T_air)-l_all*s_all*w_all*(1/dx_2)*(T_all(2)-T_all(3))-l_all*s_all*w_all*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_all(2)-
T_all(1)))/C_all_2;

for i=3:9
dT_all(i) = (-H_3*A_cell_all_2*(T_all(i)-T_cell(i))-H_4*A_all_roll_2*(T_all(i)-T_roll(i))-U_all*A_all_2*(T_all(i)-
T_air)-l_all*s_all*w_all*(1/dx_2)*(2*T_all(i)-T_all(i+1)-T_all(i-1)))/C_all_2;
end

dT_all(10) = (-H_3*A_cell_all_2*(T_all(10)-T_cell(10))-H_4*A_all_roll_2*(T_all(10)-T_roll(10))-
U_all*A_all_2*(T_all(10)-T_air)-l_all*s_all*w_all*(1/dx_2)*(T_all(10)-T_all(9))-
l_all*s_all*w_all*(1/(dx_2*0.75))*(T_all(10)-T_all(11)))/(C_all_2);

dT_all(11) = (-H_3*A_cell_all_2*0.5*(T_all(11)-T_cell(11))-H_4*A_all_roll_2*0.5*(T_all(11)-T_roll(11))-
U_all*A_all_2*0.5*(T_all(11)-T_air)-l_all*s_all*w_all*(1/(dx_2*0.75))*(T_all(11)-T_all(10))-
l_all*s_all*w_all*(1/(dx_2*0.25+dx_1*0.5))*(T_all(11)-T_all(12)))/(C_all_2*0.5);

dT_all(12) = (-H_3*A_cell_all_1*(T_all(12)-T_cell(12))-H_4*A_all_roll_1*(T_all(12)-T_roll(12))-
U_all*A_all_1*(T_all(12)-T_air)-l_all*s_all*w_all*(1/(dx_2*0.25+dx_1*0.5))*(T_all(12)-T_all(11)))/C_all_1;

```

1.2.4 Nodo Roll-bond

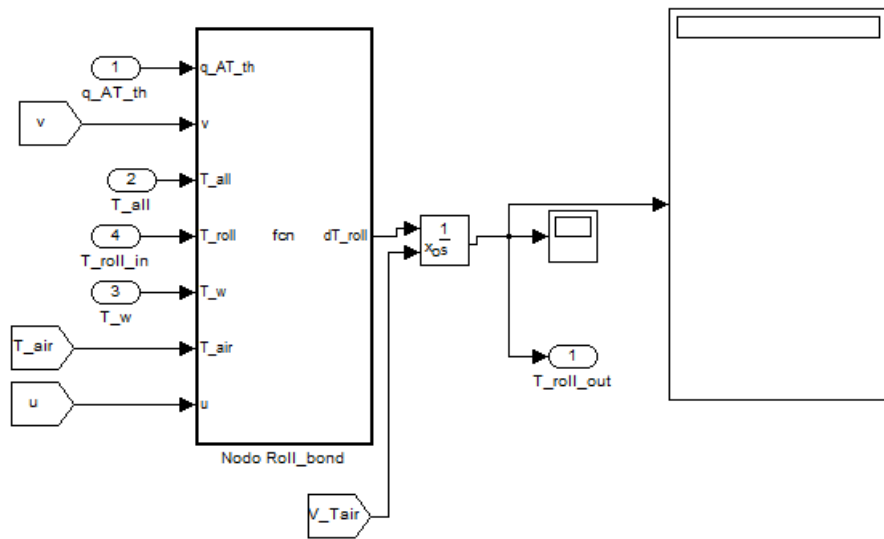


Figura A- 5: Blocco del nodo roll-bond in Matlab/Simulink.

Nel blocco roll-bond si hanno le informazioni sulle proprietà termiche e geometriche della roll-bond, sulla componente termica attiva della radiazione solare e sulle temperature dei nodi con cui il blocco vetro comunica.

```
function dT_roll = fcn(q_AT_th,v,T_all,T_roll,T_w,T_air,u)

%=====CARATTERISTICHE_MATERIALE=====
%=====

p_roll=u(31);
c_P_roll=u(32);
l_roll=u(33);
s_roll=u(34);
w_roll=u(35);
l_all=u(24);
s_all=u(25);
l_sil=u(27);
s_sil=u(28);
l_tapp=u(29);
s_tapp=u(30);
l_iso=u(46);
s_iso=u(47);
L_C=u(49);
D_C=u(52);
D_H=u(51);
dx_1=0.076;
dx_2=0.046;
L_conc=0.076*2+0.046*9.5;
pari al roll-bond

%=====COEFFICIENTI_DI_SCAMBIO=====
%=====

h_w_1=10594.2656524283;
tratto da 76 mm
h_w_2=10594.2656524283;
tratto da 46 mm
h_7=l_all/s_all;

h_8=l_sil/s_sil;

h_9=l_tapp/s_tapp;

h_10=l_roll/s_roll;

h_11=l_iso/s_iso;

h_12=2.8+3*v;

%p_roll è la densità del roll_bond
%c_P_roll è il calore specifico del roll_bond
%l_roll è la conducibilità del roll_bond
%s_roll è lo spessore del roll_bond
%w_roll è la larghezza del roll_bond
%l_all è la conducibilità dell'allumina
%s_all è lo spessore dell'allumina
%l_sil è la conducibilità della silicone
%s_sil è lo spessore della silicone
%l_tapp è la conducibilità della tappetino
%s_tapp è lo spessore della tappetino
%l_iso è la conducibilità dell'isolante
%s_iso è lo spessore dell'isolante
%L_C è la lunghezza del canale
%D_C è la larghezza del canale
%D_H è il diametro idraulico del canale
%dx_1 è la lunghezza dei tratti terminali
%dx_2 è la lunghezza del tratto centrale
%L_conc è lunghezza del concentratore posto

%coefficiente di convezione del flusso d'acqua nel
%coefficiente di convezione del flusso d'acqua nel
%coefficiente di conduzione dell'allumina
%coefficiente di conduzione della silicone
%coefficiente di conduzione della tappetino
%coefficiente di conduzione del roll_bond
%coefficiente di conduzione dell'isolante
%coefficiente di convezione tra l'isolante e l'aria
```

```

%H_4=1/(2/h_7+1/h_8+1/h_9+2/h_10); %coefficiente di scambio termico tra il nodo allumina
e il nodo roll_bond

H_4=2358.70497465;

H_5=1/(2/h_10+1/h_11+1/h_12); %coefficiente di scambio termico tra il nodo roll_bond
e l'esterno

V_roll_2=s_roll*w_roll*dx_2; %volume del roll_bond del tratto di 46mm

A_all_roll_2=w_roll*dx_2; %superficie frontale di contatto tra il roll_bond e
l'allumina del tratto di 46mm

A_roll_air_2=(2*0.00384837628098+0.031+0.003*2)*dx_2; %superficie frontale di contatto tra l'isoalante e
l'esterno del tratto di 46mm

C_roll_2=p_roll*V_roll_2*c_P_roll; %capacità termica dell'allumina del tratto di 46mm
[J/K]

V_roll_1=s_roll*w_roll*dx_1; %volume del roll_bond del tratto di 76mm

A_all_roll_1=w_roll*dx_1; %superficie frontale di contatto tra il roll_bond e
l'allumina del tratto di 76mm

A_roll_air_1=(2*0.00384837628098+0.031+0.003*2)*dx_1; %superficie frontale di contatto tra l'isolante e
l'esterno del tratto di 76mm

C_roll_1=p_roll*V_roll_1*c_P_roll; %capacità termica dell'allumina del tratto di 76mm
[J/K]

%=====
%=====BILANCIO TERMICO DINAMICO=====
%=====
dT_roll = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

dT_roll(1) = (q_AT*th*dx_1/L_conc-H_4*A_all_roll_1*(T_roll(1)-T_all(1))-
2*(1/(1/(h_w_1*0.013348376281*dx_1)+1/(207797.689232588*s_roll*dx_1)))*(T_roll(1)-T_w(1))-
H_5*A_roll_air_1*(T_roll(1)-T_air)-l_roll*s_roll*w_roll*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_roll(1)-T_roll(2)))/C_roll_1;

dT_roll(2) = (q_AT*th*dx_2/L_conc-H_4*A_all_roll_2*(T_roll(2)-T_all(2))-
2*(1/(1/(h_w_2*0.013348376281*dx_2)+1/(207797.689232588*s_roll*dx_2)))*(T_roll(2)-T_w(2))-
H_5*A_roll_air_2*(T_roll(2)-T_air)-l_roll*s_roll*w_roll*(1/dx_2)*(T_roll(2)-T_roll(3))-
l_roll*s_roll*w_roll*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_roll(2)-T_roll(1)))/C_roll_2;

for i=3:9
dT_roll(i) = (q_AT*th*dx_2/L_conc-H_4*A_all_roll_2*(T_roll(i)-T_all(i))-
2*(1/(1/(h_w_2*0.013348376281*dx_2)+1/(207797.689232588*s_roll*dx_2)))*(T_roll(i)-T_w(i))-
H_5*A_roll_air_2*(T_roll(i)-T_air)-l_roll*s_roll*w_roll*(1/dx_2)*(2*T_roll(i)-T_roll(i+1)-T_roll(i-1)))/C_roll_2;
end

dT_roll(10) = (q_AT*th*dx_2/L_conc-H_4*A_all_roll_2*(T_roll(10)-T_all(10))-
2*(1/(1/(h_w_2*0.013348376281*dx_2)+1/(207797.689232588*s_roll*dx_2)))*(T_roll(10)-T_w(10))-
H_5*A_roll_air_2*(T_roll(10)-T_air)-l_roll*s_roll*w_roll*(1/dx_2)*(T_roll(10)-T_roll(9))-
l_roll*s_roll*w_roll*(1/(dx_2*0.75))*(T_roll(10)-T_roll(11)))/C_roll_2;

dT_roll(11) = (q_AT*th*dx_2/L_conc*0.5-H_4*A_all_roll_2*0.5*(T_roll(11)-T_all(11))-
2*(1/(1/(h_w_2*0.013348376281*dx_2*0.5)+1/(207797.689232588*s_roll*dx_2*0.5)))*(T_roll(11)-T_w(11))-
H_5*A_roll_air_2*0.5*(T_roll(11)-T_air)-l_roll*s_roll*w_roll*(1/(dx_2*0.75))*(T_roll(11)-T_roll(10))-
l_roll*s_roll*w_roll*(1/(dx_2*0.25+dx_1*0.5))*(T_roll(11)-T_roll(12)))/(0.5*C_roll_2);

dT_roll(12) = (q_AT*th*dx_1/L_conc-H_4*A_all_roll_1*(T_roll(12)-T_all(12))-
2*(1/(1/(h_w_1*0.013348376281*dx_1)+1/(207797.689232588*s_roll*dx_1)))*(T_roll(12)-T_w(12))-
H_5*A_roll_air_1*(T_roll(12)-T_air)-l_roll*s_roll*w_roll*(1/(dx_2*0.25+dx_1*0.5))*(T_roll(12)-
T_roll(11)))/C_roll_1;

```

1.2.5 Nodo Acqua

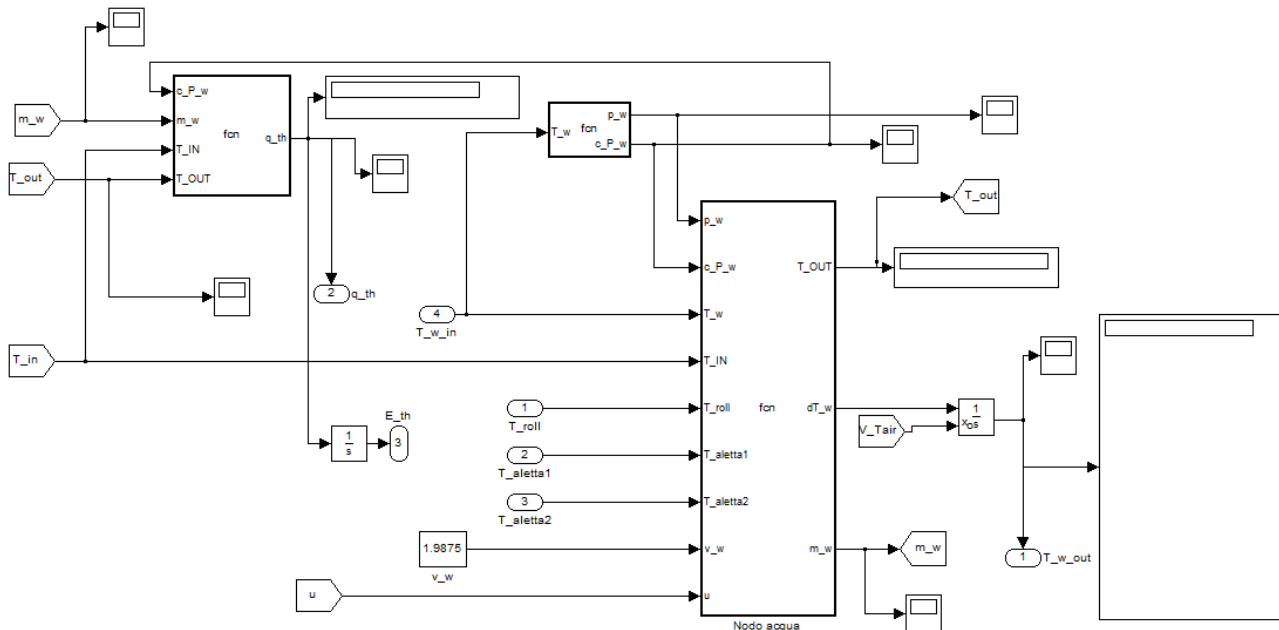


Figura A- 6: Blocco del nodo acqua in Matlab/Simulink.

Nel blocco acqua si hanno le informazioni sulle proprietà termiche dell'acqua, sulla temperatura di ingresso, sulla velocità di ingresso e sulle temperature dei nodi con cui il blocco vetro comunica.

```
function [T_OUT,dT_w,m_w] = fcn(p_w,c_P_w,T_w,T_IN,T_roll,T_aletta1,T_aletta2,v_w,u)

%=====CARATTERISTICHE_MATERIALE=====
%=====COEFFICIENTI_DI_SCAMBIO=====

%p_w
%c_P_w
l_roll=u(33);
s_roll=u(34);
w_roll=u(35);
l_aletta1=u(38);
s_aletta1=u(39);
w_aletta1=u(40);
l_aletta2=u(43);
s_aletta2=u(44);
w_aletta2=u(45);
A_C=u(50);
L_C=u(49);
D_C=u(52);
N_C=u(48);
D_H=u(51);
dx_1=0.076;
dx_2=0.046;
L_conc=0.076*2+0.046*9.5;
roll_bond
%T_IN è la temperatura di ingresso del roll_bond
%=====COEFFICIENTI_DI_SCAMBIO=====

h_w_1=10594.2656524283;
76 mm
h_w_2=10594.2656524283;
46 mm
V_w_2=A_C*dx_2*N_C;

C_w_2=p_w*v_w_2*c_P_w;

V_w_1=A_C*dx_1*N_C;

C_w_1=p_w*v_w_1*c_P_w;

m_w=p_w*A_C*v_w*N_C;
```

%p_w è la densità dell'acqua
 %c_P_w è il calore specifico dell'acqua
 %l_roll è la conducibilità del roll_bond
 %s_roll è lo spessore del roll_bond
 %w_roll è la larghezza del roll_bond
 %l_aletta1 è la conducibilità del aletta1
 %s_aletta1 è lo spessore del aletta1
 %w_aletta1 è la larghezza del aletta1
 %l_aletta2 è la conducibilità del aletta2
 %s_aletta2 è lo spessore del aletta2
 %w_aletta2 è la larghezza del aletta2
 %A_C è la sezione del canale
 %L_C è la lunghezza del canale
 %D_C è la larghezza del canale
 %N_C è il numero dei canali
 %D_H è il diametro idraulico del canale
 %dx_1 è la lunghezza dei tratti terminali
 %dx_2 è la lunghezza del tratto centrale
 %L_conc è lunghezza del concentratore posto pari al

%coefficiente di convezione del flusso d'acqua nel tratto da
 %coefficiente di convezione del flusso d'acqua nel tratto da
 %volume del roll_bond del tratto da 46mm
 %capacità termica dell'allumina del tratto da 46mm
 %volume del roll_bond del tratto da 76mm
 %capacità termica dell'allumina del tratto da 76mm
 %la portata d'acqua è la stessa nei due tratti


```

%=====
%=====BILANCIO_TERMICO_DINAMICO=====
%=====

dT_w=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
T_out=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
T_in=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

T_in(1)=T_IN;

T_out(1)=2*T_w(1)-T_in(1);

dT_w(1) = (-m_w*c_P_w*(T_out(1)-T_in(1))-
2*(1/(1/(h_w_1*0.013348376281*dx_1)+1/(207797.689232588*s_roll*dx_1)))*(T_w(1)-T_roll(1))-
(1/(1/(h_w_1*0.00734837628098*dx_1)+(w_aletta1-0.0035)*0.5/(l_aletta1*s_aletta1*dx_1)))*(T_w(1)-T_aletta1(1))-
(1/(1/(h_w_1*0.00734837628098*dx_1)+(w_aletta2-0.0035)*0.5/(l_aletta2*s_aletta2*dx_1)))*(T_w(1)-
T_aletta2(1)))/C_w_1;

T_in(2)=T_out(1);

T_out(2)=2*T_w(2)-T_in(2);

dT_w(2) = (-m_w*c_P_w*(T_out(2)-T_in(2))-
2*(1/(1/(h_w_2*0.013348376281*dx_2)+1/(207797.689232588*s_roll*dx_2)))*(T_w(2)-T_roll(2))-
(1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2)+(w_aletta1-0.0035)*0.5/(l_aletta1*s_aletta1*dx_2)))*(T_w(2)-T_aletta1(2))-
(1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2)+(w_aletta2-0.0035)*0.5/(l_aletta2*s_aletta2*dx_2)))*(T_w(2)-
T_aletta2(2)))/C_w_2;

for i=3:10
    T_in(i)=T_out(i-1);
    T_out(i)=2*T_w(i)-T_in(i);
    dT_w(i) = (-m_w*c_P_w*(T_out(i)-T_in(i))-
2*(1/(1/(h_w_2*0.013348376281*dx_2)+1/(207797.689232588*s_roll*dx_2)))*(T_w(i)-T_roll(i))-
(1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2)+(w_aletta1-0.0035)*0.5/(l_aletta1*s_aletta1*dx_2)))*(T_w(i)-T_aletta1(i))-
(1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2)+(w_aletta2-0.0035)*0.5/(l_aletta2*s_aletta2*dx_2)))*(T_w(i)-
T_aletta2(i)))/C_w_2;
end

T_in(11)=T_out(10);

T_out(11)=2*T_w(11)-T_in(11);

dT_w(11) = (-m_w*c_P_w*(T_out(11)-T_in(11))-
2*(1/(1/(h_w_2*0.013348376281*dx_2*0.5)+1/(207797.689232588*s_roll*dx_2*0.5)))*(T_w(11)-T_roll(11))-
(1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2*0.5)+(w_aletta1-0.0035)*0.5/(l_aletta1*s_aletta1*dx_2*0.5)))*(T_w(11)-
T_aletta1(11))-
(1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2*0.5)+(w_aletta2-0.0035)*0.5/(l_aletta2*s_aletta2*dx_2*0.5)))*(T_w(11)-T_aletta2(11)))/(C_w_2*0.5);

T_in(12)=T_out(11);

T_out(12)=2*T_w(12)-T_in(12);

dT_w(12) = (-m_w*c_P_w*(T_out(12)-T_in(12))-
2*(1/(1/(h_w_1*0.013348376281*dx_1)+1/(207797.689232588*s_roll*dx_1)))*(T_w(12)-T_roll(12))-
(1/(1/(h_w_1*0.00734837628098*dx_1)+(w_aletta1-0.0035)*0.5/(l_aletta1*s_aletta1*dx_1)))*(T_w(12)-T_aletta1(12))-
(1/(1/(h_w_1*0.00734837628098*dx_1)+(w_aletta2-0.0035)*0.5/(l_aletta2*s_aletta2*dx_1)))*(T_w(12)-
T_aletta2(12)))/C_w_1;

T_OUT=T_out(12);

```

Si riporta anche il codice con cui sono state calcolate le proprietà dell'acqua nel blocco "Calcolo proprietà acqua". In tale blocco si richiama la funzione "prop" che ha lo scopo di richiamare le proprietà dell'acqua da Refprop:

```

function [p_w,c_P_w] = fcn(T_w)
%#eml
T_med_w=0;

for i=1:12
    T_med_w=T_med_w+T_w(i);
end

T_med_w=T_med_w*(1/12);

eml.extrinsic('prop');
c_P_w=0;
p_w=0;
pr_w=200; %200kPa
a=T_med_w;
b=pr_w;
c_P_w=prop('C','T',a,'P',b,'water');
p_w=prop('D','T',a,'P',b,'water');

```

1.2.6 Nodo Aletta 1

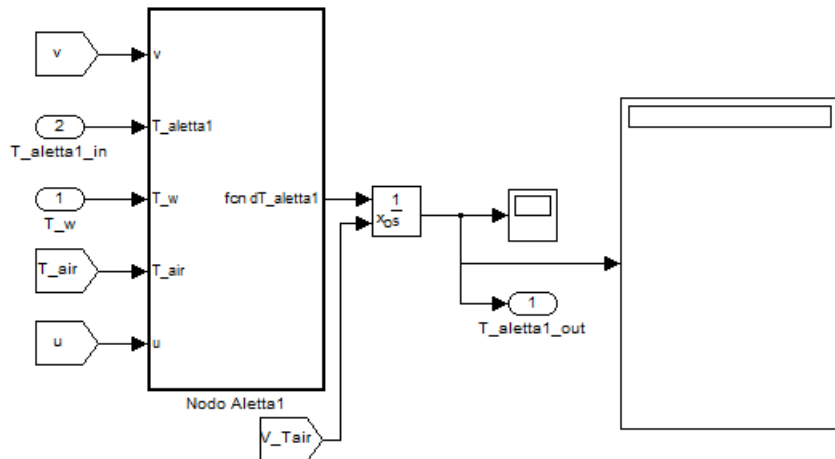


Figura A- 7: Blocco del nodo aletta1 in Matlab/Simulink.

Nel blocco aletta 1 si hanno le informazioni sulle proprietà termiche e geometriche dell'aletta, sulla temperatura dell'acqua e sulle temperature dei nodi con cui il blocco vetro comunica.

```
function dT_aletta1 = fcn(v,T_aletta1,T_w,T_air,u)

%=====CARATTERISTICHE_MATERIALE=====
%=====

p_aletta1=u(36);
c_P_aletta1=u(37);
l_aletta1=u(38);
s_aletta1=u(39);
w_aletta1=u(40);
U_aletta1=0;
laterale dell'aletta
l_iso=u(46);
s_iso=u(47);
w_roll=u(35);
w_all=u(26);
alluminio
s_tapp=u(30);
L_C=u(49);
D_C=u(52);
D_H=u(51);
dx_1=0.076;
dx_2=0.046;
L_conc=0.076*2+0.046*9.5;
pari al roll-bond

%=====COEFFICIENTI_DI_SCAMBIO=====
%=====

h_w_1=10594.2656524283;
tratto da 76 mm
h_w_2=10594.2656524283;

tratto da 46 mm
h_10=l_aletta1/s_aletta1;

h_11=l_iso/s_iso;

h_12=2.8+3*v;
l'aria

H_5=1/(2/h_10+1/h_11+1/h_12);
e l'esterno

A_aletta1_air_2=(0.0075+0.00384837628098)*dx_2;
del tratto da 46mm

A_aletta1_2=((s_aletta1+s_tapp)+w_aletta1)*dx_2;
tratto da 46mm

V_aletta1_2=s_aletta1*w_aletta1*dx_2;
```

%p_roll	è la densità dell'aletta1
%c_P_roll	è il calore specifico dell'aletta1
%l_aletta1	è la conducibilità del aletta1
%s_aletta1	è lo spessore del aletta1
%w_aletta1	è la larghezza del aletta1
%U_aletta_1	è il coefficiente di dispersione
%l_iso	è la conducibilità dell'isolante
%s_iso	è lo spessore dell'isolante
%w_roll	è la larghezza del roll_bond
%w_all	è la larghezza del nitrato di
%s_tapp	è lo spessore del tappetino
%L_C	è la lunghezza del canale
%D_C	è la larghezza del canale
%D_H	è il diametro idraulico del canale
%dx_1	è la lunghezza dei tratti terminali
%dx_2	è la lunghezza del tratto centrale
%L_conc	è lunghezza del concentratore posto
%coefficiente di convezione del flusso d'acqua nel	
%coefficiente di convezione del flusso d'acqua nel	
%coefficiente di conduzione dell'aletta	
%coefficiente di conduzione dell'isolante	
%coefficiente di convezione tra l'isolante e	
%coefficiente di scambio termico tra il nodo cella	
%superficie di contatto tra l'isolante e l'aria	
%superficie disperdente laterale dell'aletta del	
%volume del roll_bond del tratto da 46mm	

```

C_alettal_2=p_alettal*V_alettal_2*c_P_alettal; %capacità termica dell'allumina del tratto da 46mm
A_alettal_air_1=(0.0075+0.00384837628098)*dx_1; %superficie di contatto tra l'isolante e l'aria
del tratto da 76mm

A_alettal_1=((s_alettal+s_tapp)+w_alettal)*dx_1; %superficie disperdente laterale dell'aletta del
tratto da 76mm

V_alettal_1=s_alettal*w_alettal*dx_1; %volume del roll_bond del tratto da 76mm

C_alettal_1=p_alettal*V_alettal_1*c_P_alettal; %capacità termica dell'allumina del tratto da 76mm

%=====
%=====BILANCIO TERMICO DINAMICO=====
%=====
dT_alettal = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

dT_alettal(1) = (-1/(1/(h_w_1*0.00734837628098*dx_1)+(w_alettal-
0.0035)*0.5/(l_alettal*s_alettal*dx_1)))*(T_alettal(1)-T_w(1))-
(H_5*A_alettal_air_1+U_alettal*A_alettal_1)*(T_alettal(1)-T_air)-
l_alettal*s_alettal*w_alettal*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_alettal(1)-T_alettal(2)))/C_alettal_1;

dT_alettal(2) = (-1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2)+(w_alettal-
0.0035)*0.5/(l_alettal*s_alettal*dx_2)))*(T_alettal(2)-T_w(2))-
(H_5*A_alettal_air_2+U_alettal*A_alettal_2)*(T_alettal(2)-T_air)-
l_alettal*s_alettal*w_alettal*(1/dx_2)*(T_alettal(2)-T_alettal(3))-
l_alettal*s_alettal*w_alettal*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_alettal(2)-T_alettal(1)))/C_alettal_2;

for i=3:9
    dT_alettal(i) = (-1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2)+(w_alettal-
0.0035)*0.5/(l_alettal*s_alettal*dx_2)))*(T_alettal(i)-T_w(i))-
(H_5*A_alettal_air_2+U_alettal*A_alettal_2)*(T_alettal(i)-T_air)-
l_alettal*s_alettal*w_alettal*(1/dx_2)*(2*T_alettal(i)-T_alettal(i+1)-T_alettal(i-1)))/C_alettal_2;
end

dT_alettal(10) = (-1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2)+(w_alettal-
0.0035)*0.5/(l_alettal*s_alettal*dx_2)))*(T_alettal(10)-T_w(10))-
(H_5*A_alettal_air_2+U_alettal*A_alettal_2)*(T_alettal(10)-T_air)-
l_alettal*s_alettal*w_alettal*(1/dx_2)*(T_alettal(10)-T_alettal(9))-
l_alettal*s_alettal*w_alettal*(1/(dx_2*0.75))*(T_alettal(10)-T_alettal(11)))/(C_alettal_2);

dT_alettal(11) = (-1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2*0.5)+(w_alettal-
0.0035)*0.5/(l_alettal*s_alettal*dx_2*0.5)))*(T_alettal(11)-T_w(11))-
(H_5*A_alettal_air_2*0.5+U_alettal*A_alettal_2*0.5)*(T_alettal(11)-T_air)-
l_alettal*s_alettal*w_alettal*(1/(dx_2*0.75))*(T_alettal(11)-T_alettal(10))-
l_alettal*s_alettal*w_alettal*(1/(dx_2*0.25+dx_1*0.5))*(T_alettal(11)-T_alettal(12)))/(C_alettal_2*0.5);

dT_alettal(12) = (-1/(1/(h_w_1*0.00734837628098*dx_1)+(w_alettal-
0.0035)*0.5/(l_alettal*s_alettal*dx_1)))*(T_alettal(12)-T_w(12))-
(H_5*A_alettal_air_1+U_alettal*A_alettal_1)*(T_alettal(12)-T_air)-
l_alettal*s_alettal*w_alettal*(1/(dx_2*0.25+dx_1*0.5))*(T_alettal(12)-T_alettal(11)))/C_alettal_1;

```

1.2.7 Nodo Aletta 2

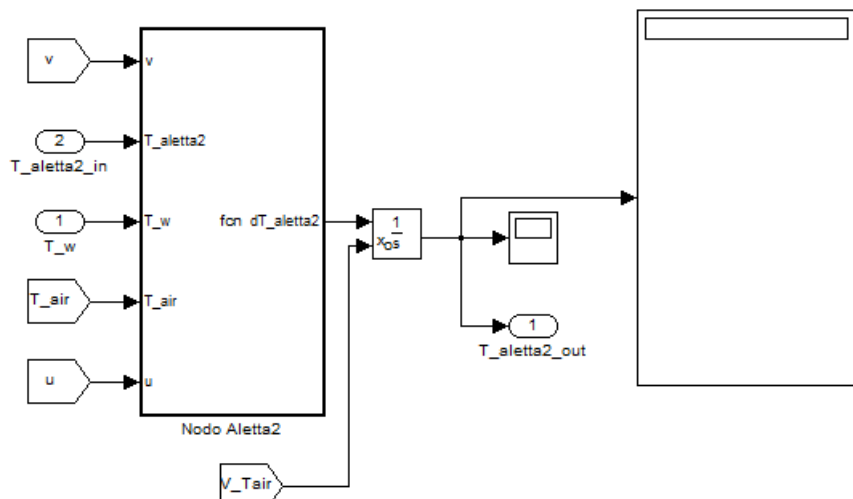


Figura A- 8: Blocco del nodo aletta2 in Matlab/Simulink.

Nel blocco aletta 2 si hanno le informazioni sulle proprietà termiche e geometriche dell'aletta, sulla temperatura dell'acqua e sulle temperature dei nodi con cui il blocco vetro comunica.

```
function dT_aletta2 = fcn(v,T_aletta2,T_w,T_air,u)
```

```
%=====
%=====CARATTERISTICHE_MATERIALE=====
%=====
```

```
p_aletta2=u(41);
c_P_aletta2=u(42);
dell'aletta2
l_aletta2=u(43);
s_aletta2=u(44);
w_aletta2=u(45);
U_aletta2=0;
dispersione laterale dell'aletta2
l_iso=u(46);
dell'isolante
s_iso=u(47);
s_tapp=u(30);
w_roll=u(35);
w_all=u(26);
alluminio
L_C=u(49);
D_C=u(52);
D_H=u(51);
canale
dx_1=0.076;
terminali
dx_2=0.046;
centrale
L_conc=0.076*2+0.046*9.5;
posto pari al roll-bond
```

```
%p_roll      è la densità dell'aletta2
%c_P_roll     è il calore specifico

%l_aletta2    è la conducibilità del aletta2
%s_aletta2    è lo spessore del aletta2
%w_aletta2    è la larghezza del aletta2
%U_aletta2    è il coefficiente di

%l_iso        è la conducibilità
%s_iso        è lo spessore dell'isolante
%s_tapp       è lo spessore del tappetino
%w_roll       è la larghezza del roll_bond
%w_all        è la larghezza del nitrato di

%L_C          è la lunghezza del canale
%D_C          è la larghezza del canale
%D_H          è il diametro idraulico del

%dx_1         è la lunghezza dei tratti
%dx_2         è la lunghezza del tratto
%L_conc       è lunghezza del concentratore
```

```
%=====
%=====COEFFICIENTI_DI_SCAMBIO=====
%=====
```

```
h_w_1=10594.2656524283;
nel tratto da 76 mm
h_w_2=10594.2656524283;
nel tratto da 46 mm
h_10=l_aletta2/s_aletta2;
```

```
%coefficiente di convezione del flusso d'acqua
%coefficiente di convezione del flusso d'acqua
%coefficiente di conduzione dell'aletta
```

```
h_11=l_iso/s_iso;
```

```
%coefficiente di conduzione dell'isolante
```

```
h_12=2.8+3*v;
l'aria
```

```
%coefficiente di convezione tra l'isolante e
```

```
H_5=1/(2/h_10+1/h_11+1/h_12);
cella e l'esterno
```

```
%coefficiente di scambio termico tra il nodo
```

```
A_aletta2_air_2=(0.0145+0.00384837628098)*dx_2;
l'aria del tratto da 46mm
```

```
%superficie di contatto tra l'isolante e
```

```
A_aletta2_2=((s_aletta2+s_tapp)+(w_aletta2))*dx_2;
del tratto da 46mm
```

```
%superficie disperdente laterale dell'aletta
```

```
V_aletta2_2=s_aletta2*w_aletta2*dx_2;
```

```
%volume del roll_bond del tratto da 46mm
```

```
C_aletta2_2=p_aletta2*V_aletta2_2*c_P_aletta2;
46mm
```

```
%capacità termica dell'aletta del tratto da
```

```
A_aletta2_air_1=(0.0145+0.00384837628098)*dx_1;
l'aria del tratto da 76mm
```

```
%superficie di contatto tra l'isolante e
```

```
A_aletta2_1=((s_aletta2+s_tapp)+(w_aletta2))*dx_1;
del tratto da 76mm
```

```
%superficie disperdente laterale dell'aletta
```

```
V_aletta2_1=s_aletta2*w_aletta2*dx_1;
```

```
%volume del roll_bond del tratto da 76mm
```

```
C_aletta2_1=p_aletta2*V_aletta2_1*c_P_aletta2;
76mm
```

```
%capacità termica dell'aletta del tratto da
```

```
%=====
%=====BILANCIO_TERMICO_DINAMICO=====
%=====
dT_aletta2 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
```

```
dT_aletta2(1) = (-1/(1/(h_w_1*0.00734837628098*dx_1)+(w_aletta2-
0.0035)*0.5/(l_aletta2*s_aletta2*dx_1)))*(T_aletta2(1)-T_w(1))-
(H_5*A_aletta2_air_1+U_aletta2*A_aletta2_1)*(T_aletta2(1)-T_air)-
l_aletta2*s_aletta2*w_aletta2*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_aletta2(1)-T_aletta2(2)))/C_aletta2_1;
```

```
dT_aletta2(2) = (-1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2)+(w_aletta2-
0.0035)*0.5/(l_aletta2*s_aletta2*dx_2)))*(T_aletta2(2)-T_w(2))-
(H_5*A_aletta2_air_2+U_aletta2*A_aletta2_2)*(T_aletta2(2)-T_air)-
l_aletta2*s_aletta2*w_aletta2*(1/dx_2)*(T_aletta2(2)-T_aletta2(3))-
l_aletta2*s_aletta2*w_aletta2*(1/(dx_1*0.5+dx_2*0.5))*(T_aletta2(2)-T_aletta2(1)))/C_aletta2_2;
```

```
for i=3:9
    dT_aletta2(i) = (-1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2)+(w_aletta2-
0.0035)*0.5/(l_aletta2*s_aletta2*dx_2)))*(T_aletta2(i)-T_w(i))-
```

```

(H_5*A_aletta2_air_2+U_aletta2*A_aletta2_2)*(T_aletta2(i)-T_air)-
l_aletta2*s_aletta2*w_aletta2*(1/dx_2)*(2*T_aletta2(i)-T_aletta2(i+1)-T_aletta2(i-1)))/C_aletta2_2;
end

dT_aletta2(10) = (- (1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2)+(w_aletta2-
0.0035)*0.5/(l_aletta2*s_aletta2*dx_2)))*(T_aletta2(10)-T_w(10))-
(H_5*A_aletta2_air_2+U_aletta2*A_aletta2_2)*(T_aletta2(10)-T_air)-
l_aletta2*s_aletta2*w_aletta2*(1/dx_2)*(T_aletta2(10)-T_aletta2(9))-
l_aletta2*s_aletta2*w_aletta2*(1/(dx_2*0.75)))*(T_aletta2(10)-T_aletta2(11)))/(C_aletta2_2);

dT_aletta2(11) = (- (1/(1/(h_w_2*0.00734837628098*dx_2*0.5)+(w_aletta2-
0.0035)*0.5/(l_aletta2*s_aletta2*dx_2*0.5)))*(T_aletta2(11)-T_w(11))-
(H_5*A_aletta2_air_2*0.5+U_aletta2*A_aletta2_2*0.5)*(T_aletta2(11)-T_air)-
l_aletta2*s_aletta2*w_aletta2*(1/(dx_2*0.75)))*(T_aletta2(11)-T_aletta2(10))-
l_aletta2*s_aletta2*w_aletta2*(1/(dx_2*0.25+dx_1*0.5)))*(T_aletta2(11)-T_aletta2(12)))/(C_aletta2_2*0.5);

dT_aletta2(12) = (- (1/(1/(h_w_1*0.00734837628098*dx_1)+(w_aletta2-
0.0035)*0.5/(l_aletta2*s_aletta2*dx_1)))*(T_aletta2(12)-T_w(12))-
(H_5*A_aletta2_air_1+U_aletta2*A_aletta2_1)*(T_aletta2(12)-T_air)-
l_aletta2*s_aletta2*w_aletta2*(1/(dx_2*0.25+dx_1*0.5)))*(T_aletta2(12)-T_aletta2(11)))/(C_aletta2_1);

```

Si specificano i seguenti valori:

- il coefficiente di aletta interno nel nodo roll-bond calcolato da Fluent è $207797.7 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$;
- il perimetro bagnato tra il nodo roll-bond e il nodo acqua per un canale è 0.013348376281 m ;
- il perimetro bagnato tra il nodo aletta1/aletta2 e il nodo acqua per un canale è $0.00734837628098 \text{ m}$;
- la lunghezza dell'aletta1 è 0.0075 m ;
- la lunghezza dell'aletta2 è 0.0145 m ;
- la diagonale della sezione trapezoidale del canale è $0.00384837628098 \text{ m}$ e la sua altezza è 0.0016 m ;

Come già detto la larghezza del nodo roll-bond è stato posto pari a quella del nitrato di alluminio e le aree restanti della piastra formano le due alette disperdenti.

Per i canali del roll-bond è stata ipotizzata una sezione trapezoidale dove la base maggiore è 10 mm , quella minore 3 mm e l'altezza 1.6 mm .

2 Modello elettrico

Nel blocco elettrico si hanno le informazioni sul generatore fotovoltaico, già elencate nel modello elettrico, sulla temperatura media delle celle fotovoltaiche a tripla giunzione e sul valore della DNI. Dal blocco elettrico escono la tensione e corrente alle condizioni di potenza elettrica massima, quest'ultima viene reindirizzata nel blocco termico per la spartizione della potenza solare raccolta dal ricevitore. Nel blocco elettrico il calcolo avviene principalmente dal blocco "max power", dove vengono calcolate la corrente e la tensione alle condizioni di massima potenza.

```

function [Imp,Vmp] = calcolo_massimo
(I_o_ref,a_ref,I_l_ref,R_sh_ref,R_s_ref,mu_i_sc,G_ref,T_ref,E_g_ref,C,k,T_c,G)
%#eml

Imp=0;
Vmp=0;

eml.extrinsic('potmax');
eml.extrinsic('funzpotmax');

a=a_ref*T_c/T_ref;
I_l=G/G_ref*(I_l_ref+mu_i_sc*(T_c-T_ref));
E_g=E_g_ref*(1-C*(T_c-T_ref));
I_o=I_o_ref*(T_c/T_ref)^3*exp(E_g_ref/(k*T_ref)-E_g/(k*T_c));
R_sh=R_sh_ref*G_ref/G;
R_s=R_s_ref;

[c,b]=potmax(I_o,a,R_s,R_sh,I_l);
Vmp=c;
Imp=b;

```

Si riportano anche le funzioni potmax e funzpotmax. La seconda funzione ha lo scopo di risolvere il sistema di due equazioni lineari per calcolare la tensione e la corrente alle condizioni di potenza massima, invece la prima funzione ha lo scopo di inizializzare le variabili e compilare il calcolo del sistema delle due equazioni lineari. Detto ciò la seconda funzione è contenuta nella prima.

- Funzione “potmax”

```
function [c,b]=potmax(I_o,a,R_s,R_sh,I_l)
%azzerò vettore risultati
x=zeros(3,1);

%impongo le condizioni iniziali
iniz = [0.1 0.1];

%risoluzione sistema equazioni non lineari
%opzione per stampare a display i valori della funzione e il numero di
%iterazioni
%options=optimset('Display','iter');
%altra opzione
options.MaxFunEvals = 10000;
%definizione del numero massimo di iterazioni
options.MaxIter = 2000;
[x,toll] = fsolve(@funzpotmax,iniz,options,I_o,a,R_s,R_sh,I_l);
c=x(1);
b=x(2);
```

- Funzione “funzpotmax”

```
function F = funzpotmax(x,I_o,a,R_s,R_sh,I_l)

F = [x(2)/x(1)-((I_o/a*exp((x(1)+x(2)*R_s)/a)+1/R_sh)/(1+R_s/R_sh+I_o*R_s/a*exp((x(1)+x(2)*R_s)/a)));
     I_l-x(2)-I_o*(exp((x(1)+x(2)*R_s)/a)-1)-(x(1)+x(2)*R_s)/R_sh];
```

Nel modello elettrico con T_{cell} si fa riferimento alla temperatura media dei nodi cella del modello termico.