

**ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÁ DI BOLOGNA**

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA
-Sede di Forlì-

CORSO DI LAUREA
IN INGEGNERIA MECCANICA
Classe: L-9

ELABORATO FINALE DI LAUREA
In
FISICA TECNICA

Analisi delle prestazioni di pannelli solari.

CANDIDATO
Davide Barbieri

RELATORE
Chiar.mo Prof. Ing. Giampietro Fabbri

CORRELATORE
Ing. Matteo Greppi

Anno Accademico 2012/2013
Sessione I

Indice

Introduzione	V
1 L'irraggiamento solare	1
1.1 Posizione tra Sole e la Terra	6
1.2 Calcolo dell'irraggiamento	13
2 Pannelli solari termici	17
2.1 Analisi termica di un collettore	19
2.2 Tipologie principali	22
3 Pannelli solari fotovoltaici	29
3.1 Effetto fotovoltaico	31
3.2 Efficienza delle celle fotovoltaiche	34
3.3 Caratteristiche elettriche delle celle fotovoltaiche	36
3.4 Tipologie principali di celle fotovoltaiche	40
4 Strumentazione	43
4.1 Pannelli solari	44
4.2 Circuiti	47
4.3 Strumenti	49
5 Misure sperimentali	51
5.1 Esempio di calcolo	53
5.2 Rendimento termico in funzione della portata	55
5.3 Risultati ottenuti	58
5.4 Confronto tra i pannelli solari	64
6 Conclusioni	71
Ringraziamenti	73

Introduzione

L'elaborato ha come oggetto l'analisi empirica delle prestazioni delle tecnologie maggiormente impiegate nella produzione di energia termica ed elettrica da fonti rinnovabili. Le misure sperimentali condotte riguardano:

- pannelli solari termici;
- pannelli solari fotovoltaici;
- pannelli solari termo-fotovoltaici (ibridi).

A causa di errori accidentali si rende necessaria una successiva fase di attenta selezione delle misure in modo tale da eliminare quelle che presentano valori privi di senso. Si prosegue con il calcolo delle potenze e dei rendimenti di ogni misurazione ed alla relativa rappresentazione grafica in modo tale da renderli confrontabili.

La tesi si introduce con un capitolo riguardante la fisica dell'irraggiamento utile a fornire le conoscenze necessarie alla comprensione di quanto viene esposto successivamente. Si prosegue con alcuni capitoli riguardanti funzionamento e classificazione delle tecnologie in oggetto e la strumentazione utilizzata per le rilevazioni sperimentali. I capitoli finali sono dedicati alla presentazione dei risultati e delle conclusioni.

Capitolo 1

L'irraggiamento solare

La radiazione solare è l'energia irradiante emessa dal Sole nello spazio interplanetario. Tal energia è trasmessa dalla superficie della stella, che si trova a una temperatura di circa 5780 K grazie all'equilibrio tra l'energia prodotta dalle reazioni termonucleari che avvengono nel suo nucleo e l'energia ceduta per irraggiamento nello spazio. Le radiazioni che raggiungono l'atmosfera terrestre hanno un intervallo che varia principalmente dall'ultravioletto (lunghezza d'onda $\lambda = 0,1\mu m$) all'infrarosso ($\lambda = 4\mu m$), con un picco nello spettro di luce visibile ($0,38\mu m \leq \lambda \leq 0,75\mu m$), con un andamento dell'intensità simile a quella di un corpo nero, Figura 1.1.

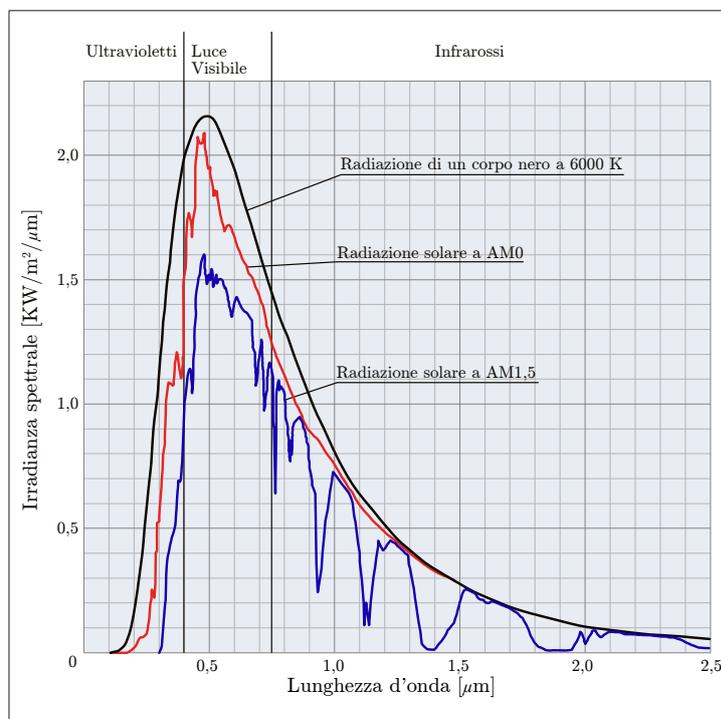


Figura 1.1: Andamento delle spettro solare.

Invece la radiazione solare che arriva alla superficie terrestre risulta minore in quanto assorbita e riflessa dall'atmosfera in modo non uniforme, infatti si notano delle riduzioni più accentuate in corrispondenza delle lunghezze d'onda caratteristiche dei diversi gas e vapori, questo effetto è maggiore nella troposfera. Ovviamente maggiore sarà lo strato di atmosfera attraversato dalla luce e maggiore risulterà l'assorbimento di potenza da parte dell'aria. Questo effetto è considerato dal coefficiente Air Mass (AM), che è il rapporto tra la distanza che la luce percorre all'interno dell'atmosfera (s) e la distanza tra il terreno e il limite dell'atmosfera assorbente (y).

$$AM = \frac{s}{y}$$

Quindi si definisce per $AM=0=AM0$ un punto qualsiasi all'esterno dell'atmosfera e per $AM=1=AM1$ un punto sulla superficie terrestre con la minima quantità di aria attraversata dalla luce cioè quando il Sole è allo zenit. Nella figura 1.1 nella pagina precedente si nota l'andamento dell'intensità dello spettro solare per un valore $AM = 1,5$ che corrisponde a un angolo di zenit di 48.19° . Per calcolare lo spessore d'atmosfera attraversato (s) si può semplicemente considerare un triangolo rettangolo di cateto y e ipotenusa s come in figura 1.2 quindi:

$$y = s \cdot \cos(z)$$

da cui:

$$AM \approx AM' = \frac{1}{\cos(z)}$$

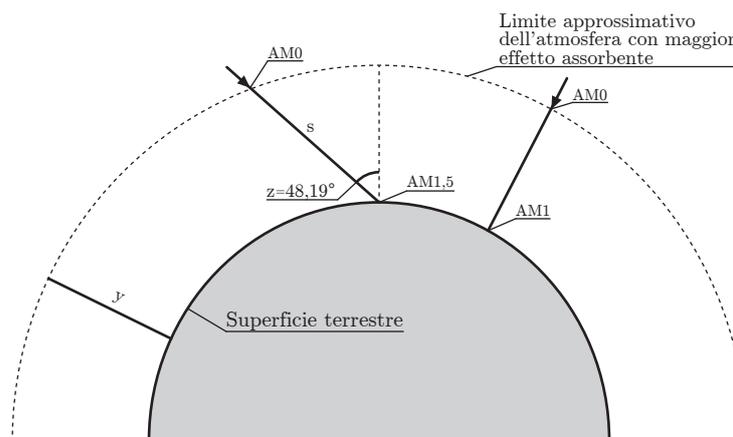


Figura 1.2: Calcolo semplice Air Mass.

In alternativa si può utilizzare un metodo più accurato, considerando il triangolo ABO in figura 1.3, si può scrivere:

$$\begin{aligned}(R + y)^2 &= (R + s \cos(z))^2 + (s \sin(z))^2, \\ R^2 + 2Ry &= R^2 + 2Rs \cos(z) + s^2(\cos^2(z) + \sin^2(z)), \\ s^2 + 2sR \cos(z) &= 2Ry + y^2, \\ s &= -R \cos(z) \pm \sqrt{(R \cos(z))^2 + 2Ry + y^2}.\end{aligned}$$

Considerando solo la soluzione positiva e definendo $r = \frac{R}{y}$, avremo:

$$AM = s/y \Rightarrow AM = \sqrt{r^2 \cos^2(z) + 2r + 1} - r \cos(z)$$

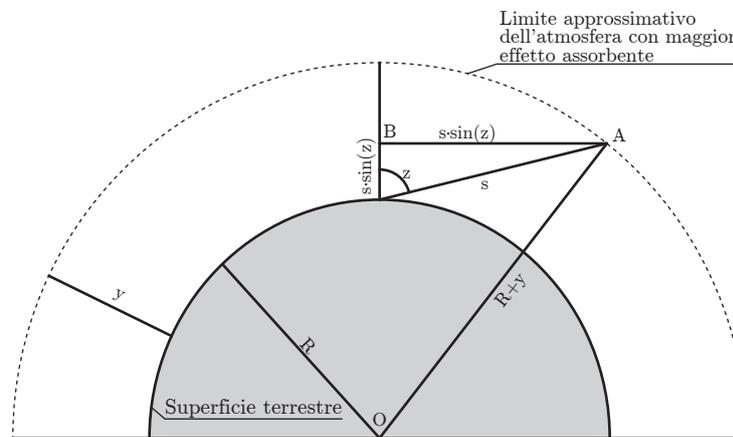


Figura 1.3: Calcolo Air Mass.

nella tabella 1.1 si può vedere la differenza dei due metodi di calcolo, e si nota che fino ai 75° la differenza è quasi nulla.

z	AM'	AM
0°	1,00	1,00
48°	1,49	1,49
60°	2,00	2,00
70°	2,92	2,91
75°	3,86	3,83
80°	5,76	5,63
85°	11,47	10,58
88°	28,65	20,32
90°	∞	37,64

Tabella 1.1: Valori del coefficiente AM a livello del mare con $R = 6371 \text{ km}$ e $y = 9 \text{ km}$.

Come già detto l'intensità dell'irraggiamento si attenua nel passaggio attraverso l'atmosfera, parte della radiazione infatti è riflessa nello spazio (circa il 23%), un'altra parte è assorbita dalle particelle dell'aria ($\sim 23\%$) e riemessa in parte come radiazione diffusa e altra reirraggiata nello spazio, figura 1.4.

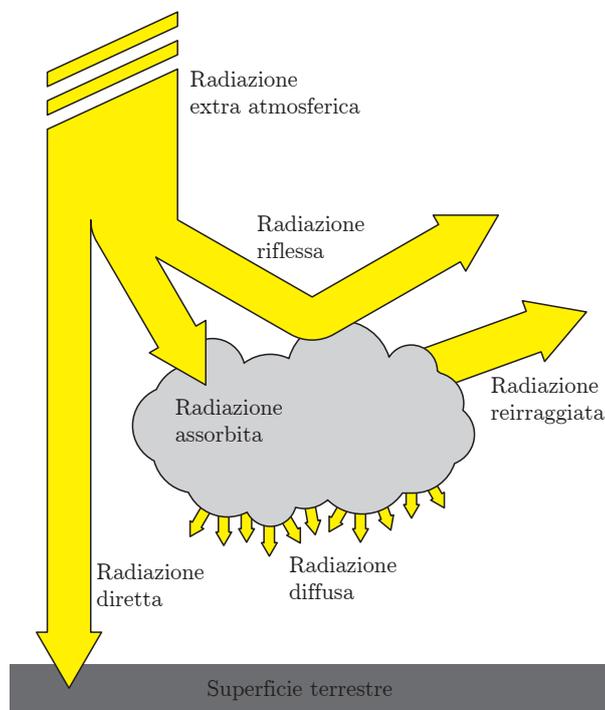


Figura 1.4: Divisione della radiazione solare all'interno dell'atmosfera.

L'energia d'irraggiamento che arriva al terreno dunque è costituita da una parte diretta e una diffusa. In aggiunta c'è da considerare la parte di radiazione riflessa, costituita da una percentuale di luce diretta e diffusa che è riflessa dagli oggetti circostanti all'area considerata, figura 1.5.

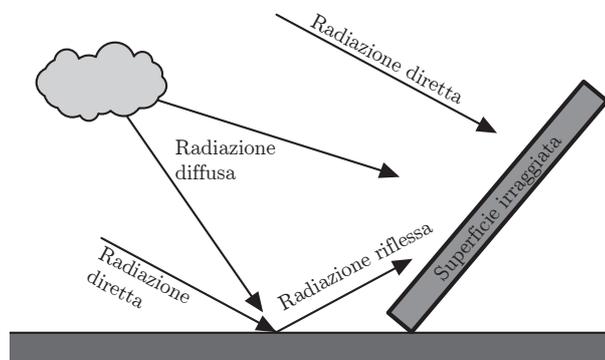


Figura 1.5: Distizione di radiazioni solari che colpiscono una superficie.

La potenza che arriva al terreno è influenzata dalle condizioni meteorologiche, infatti maggiore è la nuvolosità e l'umidità, minore è l'irraggiamento diretto che arriva al terreno, che tende quasi a 0 quando il cielo è completamente coperto. Si può schematizzare un andamento come in tabella 1.2.

Tipo di irraggiamento	Condizioni atmosferiche						
	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare visibile	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
Globale [W/m^2]	1000	600	500	350	200	100	50
Diretta	90%	50%	70%	45%	10%	~ 0%	~ 0%
Diffusa	10%	50%	30%	55%	90%	100%	100%

Tabella 1.2: Andamento dell'irraggiamento nelle varie condizioni meteorologiche.

1.1 Posizione tra Sole e la Terra

La Terra ruota attorno al Sole in un'orbita ellittica, quindi durante l'anno vi è una variazione della distanza di circa l'1,7% dal suo valore medio di $1,496 \cdot 10^8 \text{ Km}$, quest'oscillazione condiziona anche la potenza d'irraggiamento extra-atmosferica. L'energia che arriva all'esterno dell'atmosfera per unità di tempo su una superficie unitaria con inclinazione perpendicolare rispetto i raggi solari prende il nome di costante solare. Il suo valore medio trovato sperimentalmente vale (AM_0), $I_{tm} = 1367 \text{ W/m}^2$, invece la sua variazione durante l'anno si può trovare con l'equazione:

$$I_t = \left(1 + 0,033 \cos \left(\frac{360 g}{365} \right) \right) I_{tm},$$

dove g è il numero progressivo del giorno dell'anno, nel grafico in figura 1.6 si vede l'andamento di I_t nel corso dell'anno.

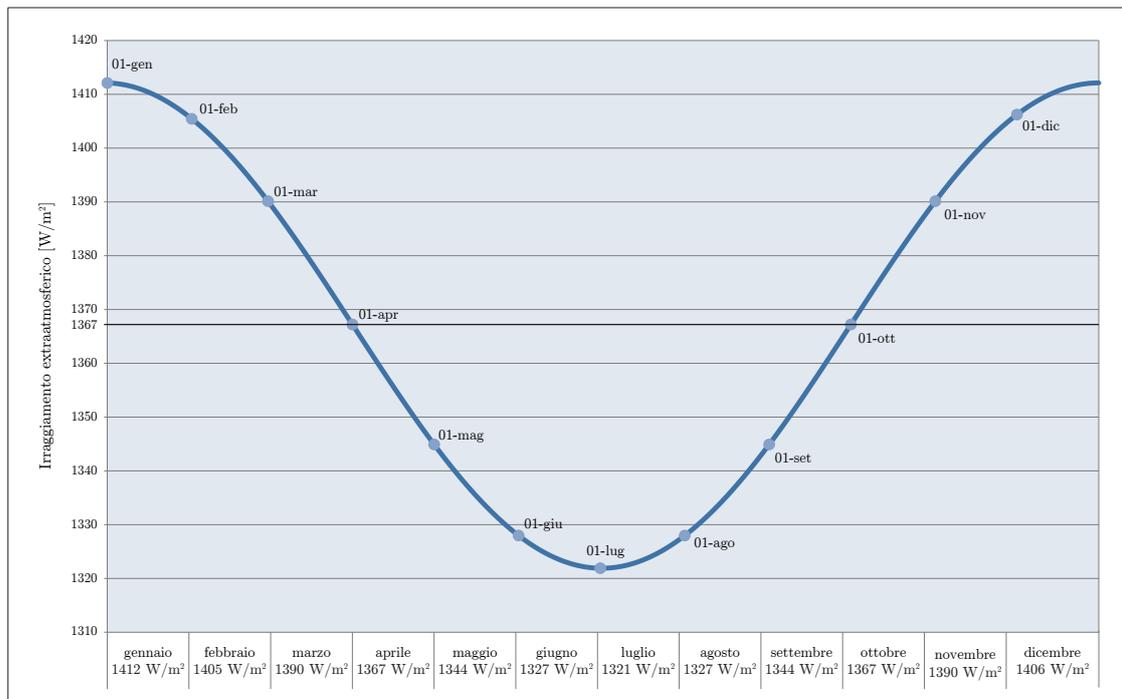


Figura 1.6: Andamento annuo dell'irraggiamento extraatmosferico.

Per un osservatore che dalla Terra osserva il cielo, il percorso del Sole sulla volta celeste assume la forma di un arco che varia sia durante il corso dell'anno che con la latitudine del luogo. Durante il corso dell'anno la durata delle ore di luce e il percorso del Sole subiscono delle modifiche al variare delle stagioni. La durata di luce nell'emisfero nord è massima al solstizio d'estate (21 giugno) giorno in cui, alle ore 12, il Sole raggiunge il punto più alto nel cielo nel corso di tutto l'anno; il caso opposto si verifica al solstizio d'inverno (21 dicembre), per l'emisfero sud

vale l'opposto. Mentre ai due equinozi di primavera (21 marzo) e di autunno (21 settembre) l'altezza del Sole alle 12 è intermedia tra la massima e la minima e le durate del giorno e della notte sono esattamente pari a 12 ore in tutto il globo. La posizione del Sole rispetto a un punto sulla terra è determinata all'angolo di altezza solare α e dall'angolo azimutale γ (Figura 1.7):

il primo è l'angolo verticale che la direzione collimata al Sole forma con il piano orizzontale;

il secondo è l'angolo orizzontale tra il piano verticale passante per il Sole e la direzione del sud, ed è positivo verso est e negativo verso ovest.

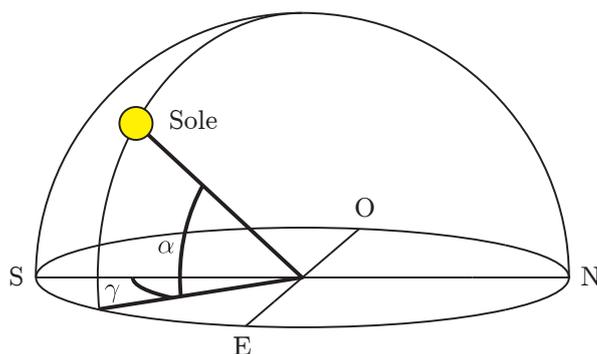


Figura 1.7: Angolo di altezza solare (α) e angolo azimutale (γ).

Questi due angoli dipendono a loro volta dalla declinazione (δ), dalla latitudine (φ) e dall'angolo orario (ω).

La declinazione è l'angolo formato dalla direzione del Sole con il piano dell'equatore o equatore celeste, figura 1.8; essa varia durante l'anno da un valore massimo di $-23^{\circ}27'$ in inverno a un valore di $23^{\circ}27'$ in estate.

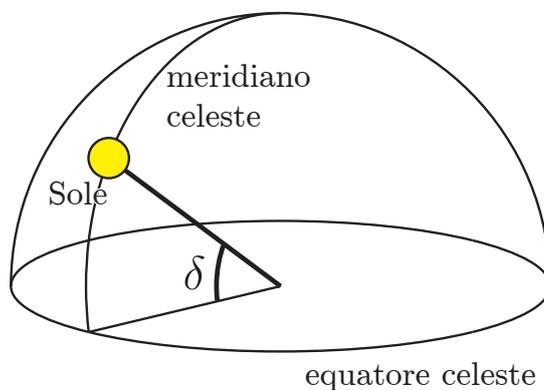


Figura 1.8: Angolo di declinazione (δ).

Può essere calcolato con la formula di Cooper:

$$\delta = 23.45 \sin \left(360 \frac{284 + g}{365} \right)$$

dove g rappresenta il numero di giorni trascorsi dal primo gennaio.

La latitudine è l'angolo formato dalla congiungente tra il punto di osservazione e il centro della terra con il piano dell'equatore. Essa assume un valore di 0° all'equatore e di 90° ai poli, figura 1.9.

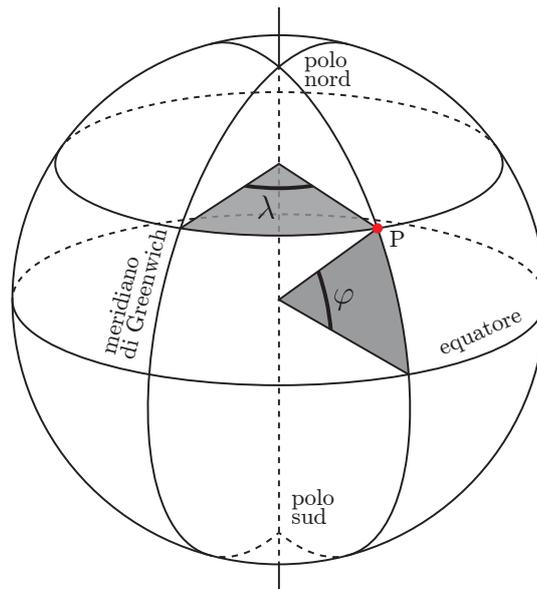


Figura 1.9: Latitudine (φ) e longitudine (λ).

L'angolo orario è l'angolo formato dal piano meridiano passante per il Sole con il meridiano di riferimento e assume valori compresi tra -180° e 180° variando di 15° ogni ora.

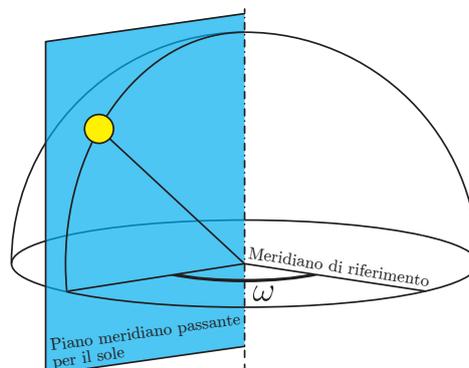


Figura 1.10: Angolo orario (ω).

Quindi si può calcolare in questo modo:

$$\omega = 15 h_{sol} - 180^\circ$$

in cui h_{sol} rappresenta l'ora solare, che si ottiene conoscendo l'ora convenzionale e la longitudine del punto in cui ci si trova:

$$h_{sol} = h_{conv} + \frac{E - 4(\lambda_{mr} - \lambda)}{60}$$

con h_{conv} che è l'ora data dall'orologio, λ_{mr} è la longitudine del meridiano di riferimento, λ è la longitudine esatta del punto di osservazione. E è un parametro di correzione che varia nel corso dell'anno, e prende il nome di "equazione del tempo". La variazione è dovuta al fatto che la velocità della terra attorno al Sole non è costante durante l'anno. Il valore di E si può ottenere dalla seguente equazione o dal grafico in Figura 1.11.

$$E = -10,1 \sin\left(360 \frac{2g + 31}{366}\right) - 6,9 \sin\left(360 \frac{g}{366}\right)$$

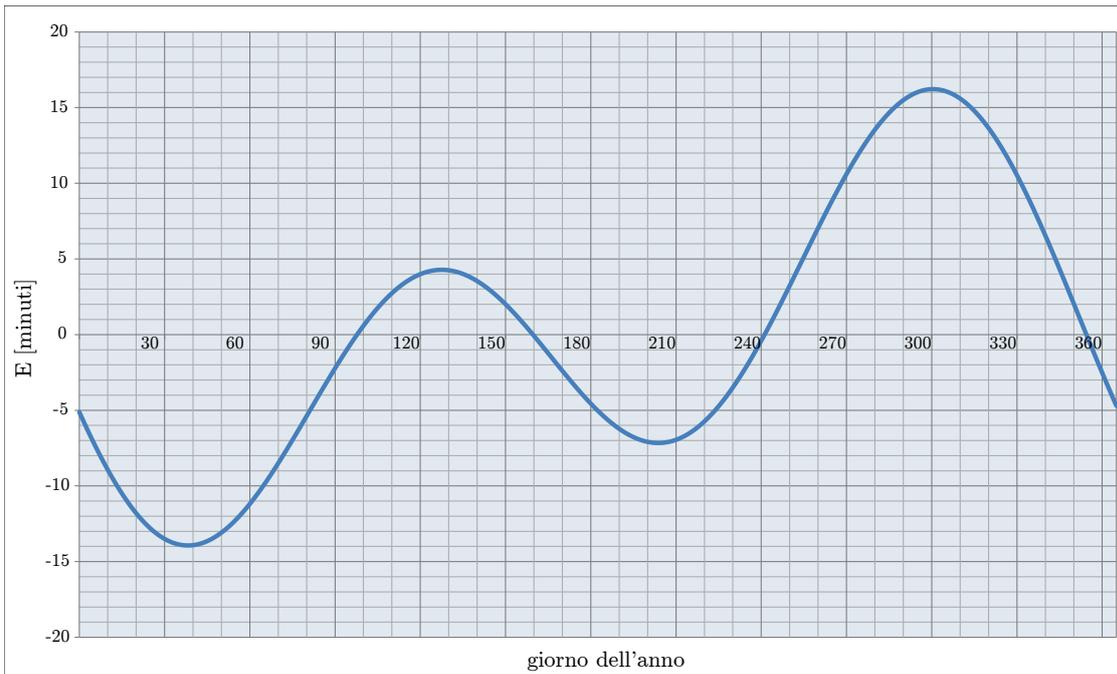


Figura 1.11: Equazione del tempo.

Quindi ora si può ottenere la posizione del Sole in ogni istante dell'anno con le seguenti relazioni:

$$\alpha = \arcsin(\sin(\delta) \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega))$$

$$\gamma = \arcsin\left(\frac{\cos(\delta) \cos(\omega)}{\cos(\alpha)}\right)$$

In alternativa i valori dell'altezza solare e dell'azimut in qualsiasi periodo dell'anno possono essere ricavati graficamente attraverso i diagrammi dei percorsi solari. Questi grafici sono tracciati per ogni latitudine e vi sono riportati l'altezza solare e l'azimut in funzione dei giorni dell'anno e dell'ora del giorno. Possono essere di due tipi:

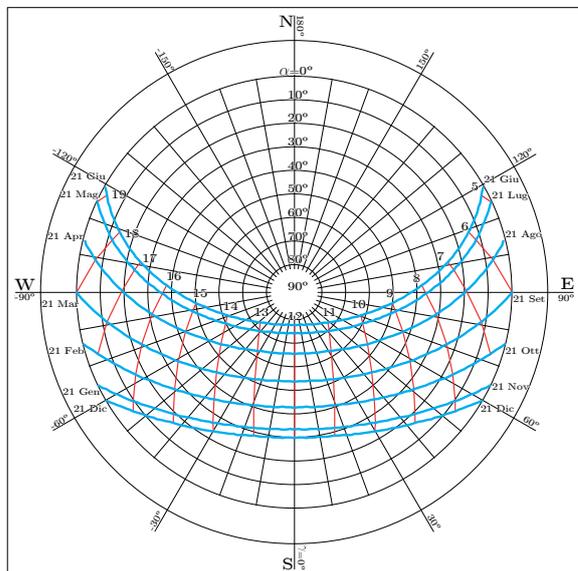
- diagrammi dei percorsi solari in coordinate polari.

Dove come variabile radiale abbiamo l'angolo di altezza solare (α) e come coordinata angolare abbiamo l'azimut (γ). Sono evidenziate sette curve che rappresentano l'andamento del Sole durante specifiche giornate. Le due estreme indicano i due solstizi, quelle intermedie sono riferite a coppie di giorni corrispondenti a mesi per cui si ha la stessa declinazione. In figura 1.12 nella pagina successiva si vedono alcuni esempi a diverse latitudini, tra qui quella di Forlì ($\varphi = 44^\circ$).

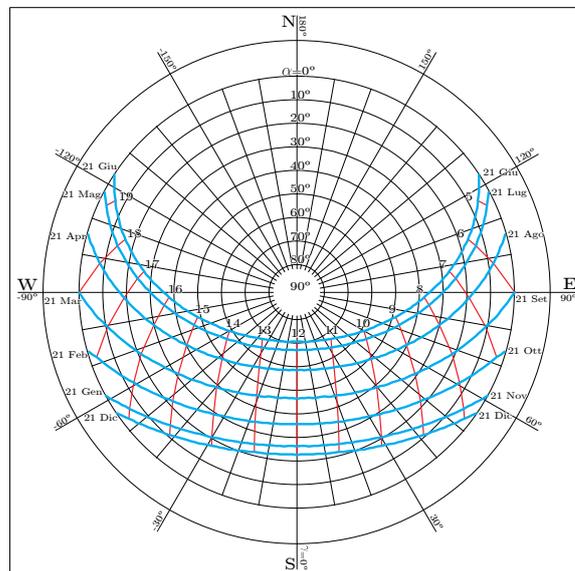
- diagrammi dei percorsi solari in coordinate cartesiane.

Danno una proiezione verticale del percorso solare, come sarebbe visto da un osservatore posto sulla terra. L'azimut e l'altezza solare in questo caso sono disposti rispettivamente sulle ascisse e sulle ordinate. Sono riportate le curve delle traiettorie del Sole delle stesse giornate dei grafici polari. In figura 1.13 a pagina 12 si vedono due esempi alle stesse latitudini di prima.

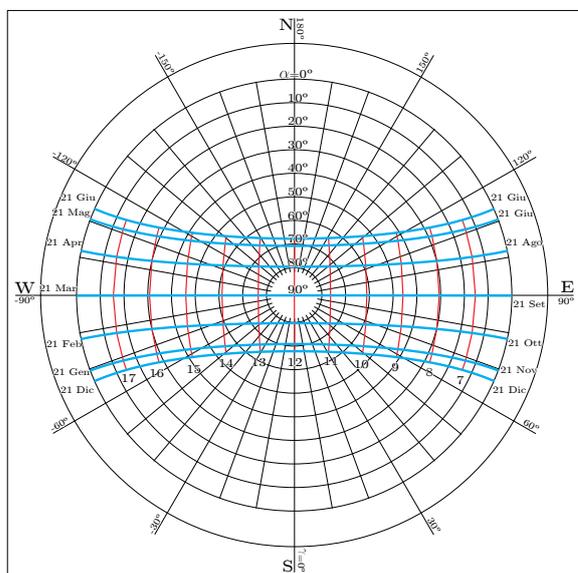
Questi valori di altezza solare e di azimut sono poi utilizzati per studiare la migliore disposizione dei pannelli, quindi la posizione e l'inclinazione, tenendo conto anche dell'ombreggiamento dato da edifici o oggetti vicini, in modo tale da ottenere valori massimi d'irraggiamento per l'impianto in considerazione.



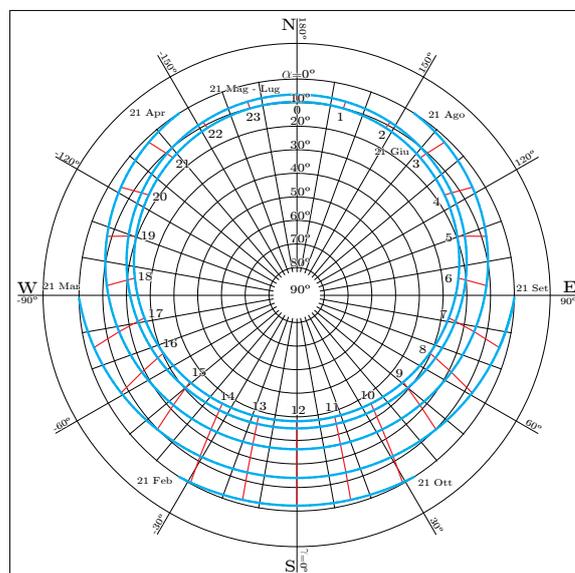
(a) $\varphi = 37^\circ$



(b) $\varphi = 44^\circ$



(c) $\varphi = 0^\circ$



(d) $\varphi = 76^\circ$

Figura 1.12: Diagrammi dei percorsi solari in coordinate polari.

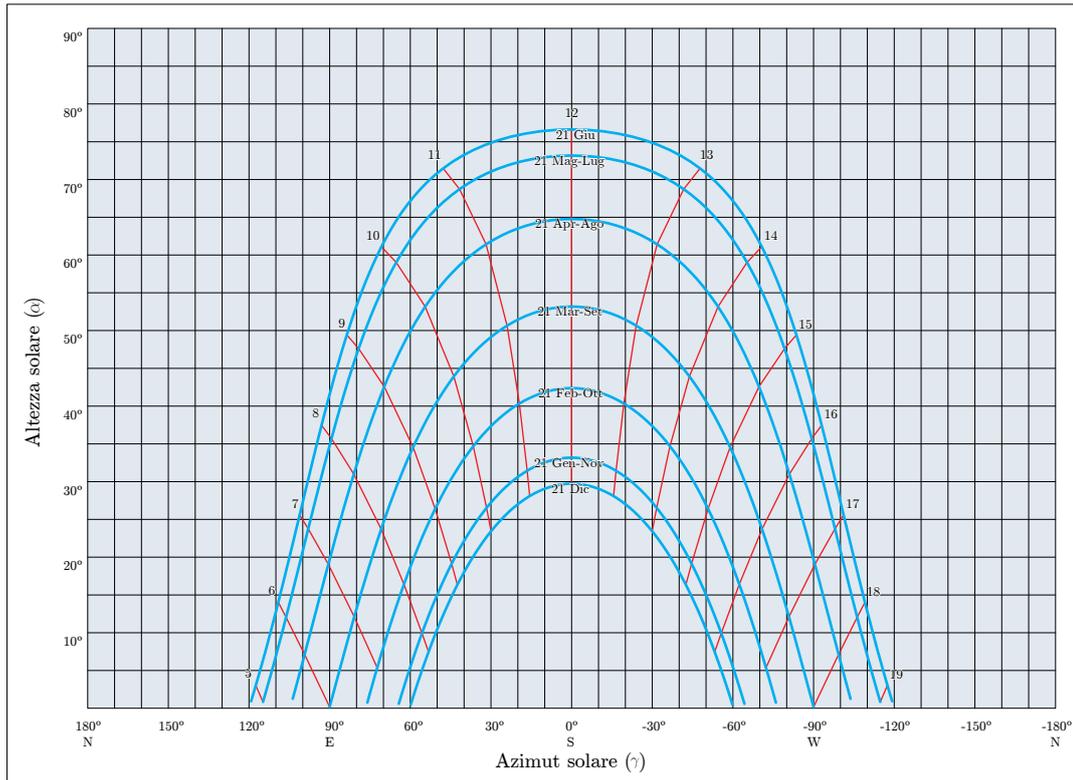
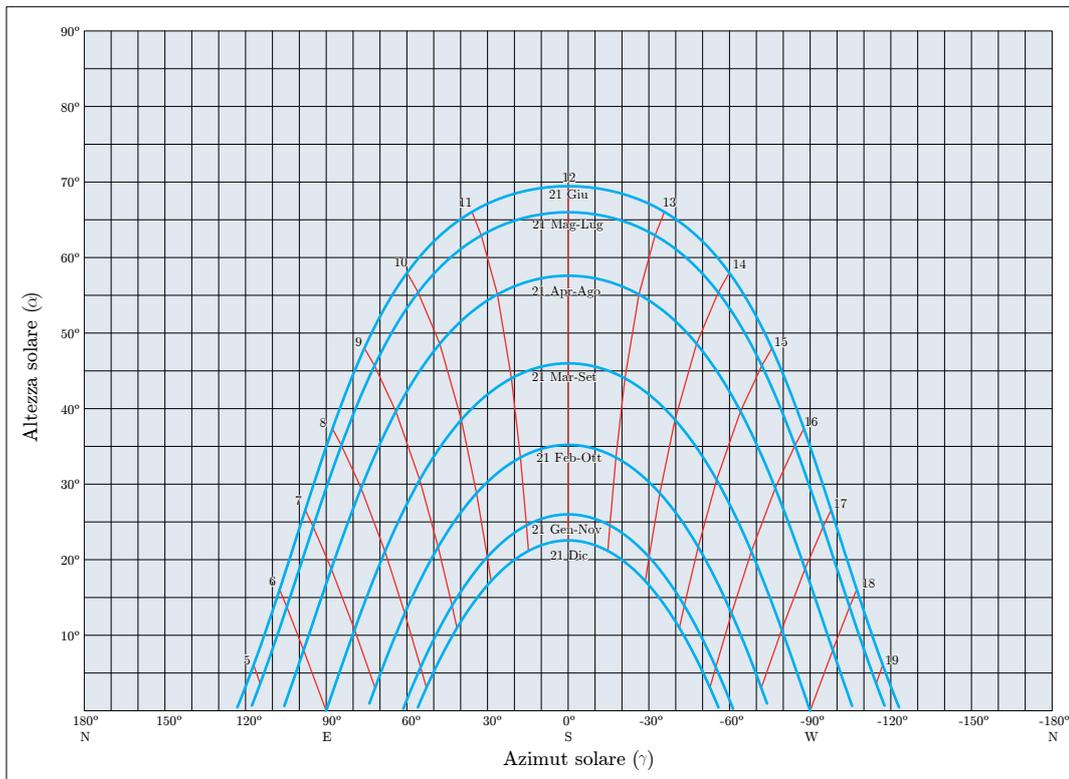
(a) $\varphi = 37^\circ$ (b) $\varphi = 44^\circ$

Figura 1.13: Diagrammi dei percorsi solari in coordinate cartesiane.

1.2 Calcolo dell'irraggiamento

Vediamo ora un metodo per valutare la quantità di radiazione solare incidente su un pannello durante l'intero anno. Definiamo \bar{H} radiazione giornaliera media mensile su una superficie orizzontale. Tale dato è quantificato sperimentalmente per ogni zona, in quanto dipendente da svariati parametri. Per semplificare i calcoli si è pensato di fare la valutazione solo per un giorno di ogni mese e quindi si è scelto il giorno che più si avvicina alla media del mese, questi giorni sono riportati nella tabella 1.3.

mese	giorno del mese	giorno dell'anno (g)
gennaio	17	17
febbraio	16	47
marzo	16	75
aprile	15	105
maggio	15	135
giugno	11	162
luglio	17	198
agosto	16	228
settembre	15	258
ottobre	15	288
novembre	14	318
dicembre	10	344

Tabella 1.3: Giorni medi di ogni mese.

Come già detto l'irraggiamento incidente su un pannello è di tre tipi: diretto; diffuso; riflesso. Per tenere conto di tutti e tre i fattori e dell'inclinazione del pannello si utilizza la seguente formula:

$$\bar{H}_T = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) \bar{R}_b + \bar{H}_d \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + \bar{H} \rho \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right)$$

Vediamo cosa sono i vari elementi e come si ottengono:

- \bar{H}_d è l'irraggiamento diffuso giornaliero medio mensile. Per calcolarlo si utilizza una formula empirica:

$$\begin{cases} \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,391 - 3,560\bar{K}_T + 4,189\bar{K}_T^2 - 2,137\bar{K}_T^3, & \omega_s \leq 81.4^\circ \\ \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,311 - 3,022\bar{K}_T + 3,427\bar{K}_T^2 - 1,821\bar{K}_T^3, & \omega_s > 81.4^\circ \end{cases}$$

Dove:

- ω_s è l'angolo orario del tramonto, calcolato dall'equazione dell'altezza solare per $\alpha = 0^\circ$: $\omega_s = \arccos(-\tan(\varphi) \tan(\delta))$.

– \overline{K}_T è un parametro che tiene conto della limpidezza del cielo durante il mese, e vale $\overline{K}_T = \frac{\overline{H}}{\overline{H}_0}$.

\overline{H}_0 è l'irraggiamento giornaliero medio mensile che colpisce una superficie orizzontale all'esterno dell'atmosfera, si ottiene dalla seguente relazione, inserendo come g il giorno medio del mese:

$$\overline{H}_0 = \frac{24 \cdot 3600}{\pi} I_{tm} \left(1 + 0,033 \cos \left(\frac{360 \cdot g}{365} \right) \right) \cdot \left(\cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega_s) + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin(\varphi) \sin(\delta) \right)$$

- \overline{R}_b è il parametro che tiene conto dell'inclinazione del pannello (β). Vediamo come si calcola per un pannello rivolto verso sud e posto nell'emisfero nord.

$$\overline{R}_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos(\delta) \sin(\omega'_s) + \frac{\pi}{180} \omega'_s \sin(\varphi - \beta) \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega_s) + \frac{\pi}{180} \omega_s \sin(\varphi) \sin(\delta)}$$

$$\text{con } \omega'_s = \min \left[\begin{array}{l} \arccos(-\tan(\varphi) \tan(\delta)) \\ \arccos(-\tan(\varphi - \beta) \tan(\delta)) \end{array} \right]$$

- ρ è un coefficiente che tiene conto delle riflessioni e varia in base a cosa è presente nelle prossimità dell'impianto. Nella tabella 1.4 sono riportati alcuni valori.

superfici	ρ
asfalto invecchiato	0,10
bosco di conifere in inverno	0,07
bosco in autunno	0,26
calcestruzzo invecchiato	0,22
erba secca	0,20
erba verde	0,26
foglie morte	0,30
neve fresca	0,75
pietrisco	0,20
strada sterrata	0,04
superficie acquosa	0,07
tetti e terrazze in bitume	0,13

Tabella 1.4: Valori di ρ per diversi tipi di superfici.

Una volta calcolato \overline{H}_T per ogni mese lo si moltiplica per i gironi del mese trovando l'energia incidente mensile, e sommando il totale di ogni mese si trova la radiazione annua.

In tabella 1.5 sono riportati i valori calcolati per la località di Forlì, con latitudine $\varphi = 44.22^\circ$, inclinazione del pannello $\beta = 30^\circ$ e coefficiente di riflessione $\rho = 0,26$. Il totale annuo vale $5815,63 \text{ MJ}/m^2$.

mese	g	\overline{H}	δ	ω_s	\overline{H}_0	\overline{K}_T	$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}}$	ω'_s	\overline{R}_b	\overline{H}_T	totale del mese
gennaio	17	4,79	-20,92	68,16	12,61	0,38	0,53	68,16	2,26	7,57	234,64
febbraio	47	7,88	-12,95	78,09	19,45	0,41	0,49	78,09	1,80	10,91	305,41
marzo	75	12,60	-2,42	87,83	26,55	0,47	0,45	87,83	1,40	15,16	470,10
aprile	105	17,71	9,41	98,56	34,10	0,52	0,41	91,15	1,11	18,57	557,15
maggio	135	22,21	18,79	107,78	39,53	0,56	0,37	92,36	0,93	21,02	651,76
giugno	162	25,31	23,09	112,49	41,78	0,61	0,33	92,96	0,86	22,81	684,33
luglio	198	26,60	21,18	110,35	40,60	0,66	0,29	92,69	0,89	24,49	759,18
agosto	228	22,21	13,45	102,40	36,15	0,61	0,33	91,66	1,03	22,46	696,33
settembre	258	16,60	2,22	91,99	29,24	0,57	0,37	90,27	1,27	19,31	579,24
ottobre	288	10,30	-9,60	81,27	21,50	0,48	0,41	81,27	1,66	14,12	437,67
novembre	318	5,51	-18,91	72,10	15,29	0,36	0,55	72,10	2,12	8,13	244,03
dicembre	344	4,10	-23,05	67,56	12,58	0,33	0,60	67,56	2,43	6,32	195,78

Tabella 1.5: Calcolo di \overline{H}_T per la località di Forlì.

Capitolo 2

Pannelli solari termici

I pannelli solari termici, anche detti collettori solari, hanno lo scopo di convertire la radiazione solare in energia termica. Sono costituiti da una piastra captante che assorbe calore per irraggiamento dalla radiazione solare e lo trasmette al fluido termovettore che scorre all'interno di un fascio tubiero contenuto nella piastra. Il liquido utilizzato può essere l'acqua sanitaria che, una volta scaldata all'interno dei pannelli, va direttamente alle utenze. Oppure, nella maggior parte dei casi, all'acqua viene aggiunto dell'antigelo, solitamente il glicole etilenico, per evitare il congelamento nel caso di esposizione a basse temperature.

Il principio alla base di questa tecnologia è lo stesso utilizzato nelle serre: intrappolare la radiazione solare. In pratica le caratteristiche della copertura permettono solo a una parte della luce di entrare. Il vetro risulta essere trasparente solo per lunghezze d'onda comprese tra $0,3$ e $3 \mu m$, in questo range vi è emessa circa il 90 % della radiazione solare. La parte di luce che non è compresa in questo intervallo è riflessa all'esterno. Un'altra parte della radiazione solare viene assorbita dalla copertura durante il suo attraversamento. Infine la luce che entra all'interno del collettore colpisce la superficie, riscaldandola. Tale riscaldamento provoca un aumento delle radiazioni emesse dal corpo, che a queste temperature, sono principalmente comprese nella fascia infrarossa. Il vetro non è trasparente per quelle lunghezze d'onda, ma le riflette di nuovo all'interno. In questo modo la temperatura interna aumenta sufficientemente per ottenere una potenza termica utilizzabile in vari ambiti.

I principali impieghi sono i seguenti.

- Produzione di acqua calda sanitaria
si può arrivare a produrre fino al 95% del fabbisogno di acqua calda sanitaria

di un'abitazione. In particolare sono convenienti le applicazioni nel settore terziario per esempio negli alberghi, agriturismi, cliniche o ospedali.

- **Integrazione del riscaldamento**
si riesce a coprire fino a circa il 40% dei consumi del riscaldamento. È opportuno però utilizzare l'impianto anche per la produzione di acqua sanitaria.
- **Riscaldamento di piscine**
anche con un piccolo investimento si riesce a ottenere una potenza sufficiente per mantenere calda una piscina durante il periodo estivo.
- **Condizionamento estivo**
ci sono varie macchine in commercio, soprattutto ad assorbimento, che sfruttano l'energia termica prodotta dai pannelli per raffreddare l'acqua da immettere in impianti per climatizzazione estiva. L'investimento risulta abbastanza alto, ma abbinando questo sistema con la produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento, è possibile arrivare ad una autonomia energetica quasi totale.

2.1 Analisi termica di un collettore

Di seguito viene riportata la trattazione analitica utile a valutare le prestazioni dei collettori in funzione delle caratteristiche costruttive, delle condizioni ambientali e dell'irraggiamento solare incidente. Nell'analisi si fa riferimento a un collettore piano vetrato, che è la tipologia più generale e più utilizzata. Si inizia con il bilancio termico del sistema:

$$\tau \alpha I A_c = q_u + q_d$$

τ = trasmittanza della copertura;

α = assorbanza della piastra captante;

I = radiazione solare incidente [W/m^2];

A_c = superficie captante [m^2];

q_u = calore trasferito al fluido [W];

q_d = calore disperso nell'ambiente [W].

Il rendimento del collettore è definito come il rapporto tra l'energia trasferita al fluido e quella incidente. Ricavandosi la q_u dal bilancio precedente si ha:

$$\eta = \frac{q_u}{I A_c} = \frac{I A_c \tau \alpha - q_d}{I A_c}$$

Per determinare le perdite termiche si ipotizza che siano proporzionali alla differenza tra la temperatura media della piastra e quella dell'ambiente. la costante di proporzionalità, che tiene conto di tutte le perdite, prende il nome di coefficiente di perdita globale del collettore. Quindi le perdite risultano essere:

$$q_d = U_L A_c (T_c - T_a)$$

U_L = coefficiente di perdita globale del collettore [$W/(m^2 \cdot K)$];

T_c = temperatura media della piastra [K];

T_a = temperatura media dell'ambiente [K].

Sostituendo nell'espressione del rendimento si ottiene:

$$\eta = \tau \alpha - U_L \frac{T_c - T_a}{I}$$

Come parametro di riferimento, al posto della T_c , risulta più utile e più semplice usare la temperatura media del fluido. Per fare ciò è necessario introdurre un parametro correttivo chiamato fattore di efficienza del collettore (F). In questo modo il rendimento si può scrivere così:

$$\eta = F \left(\tau \alpha - U_L \frac{T_m - T_a}{I} \right)$$

Dove $T_m = \frac{T_i + T_o}{2}$ è la temperatura media del fluido calcolata con la temperatura in ingresso (T_i) e la temperatura di uscita (T_o).

Si può usare anche la temperatura in ingresso come parametro di riferimento. Si utilizza la formula per il calore assorbito di Hottel-Whillier-Bliss, in cui si usa un altro parametro correttivo detto fattore di rimozione (F_R):

$$q_u = F_R A_c (I \tau \alpha - U_L (T_i - T_a))$$

È possibile calcolare F_R in vari modi, qui riporto il più intuitivo:

$$F_R = \frac{\dot{m}_s C_l (T_o - T_i)}{\tau \alpha I - U_L (T_i - T_a)}$$

\dot{m}_s = portata massica di fluido su unità di superficie [$Kg/(s \cdot m^2)$];

C_l = calore specifico del fluido [$J/(Kg \cdot K)$].

Quindi l'equazione del rendimento diventa:

$$\eta = \frac{q_u}{I A_c} = F_R \left(\tau \alpha - U_L \frac{T_i - T_a}{I} \right)$$

Entrambe le equazioni dell'efficienza sono dipendenti da:

- energia incidente;
- temperatura dell'ambiente esterno;
- condizione operative: T_m o T_i ;
- caratteristiche costruttive: τ, α e U_L .

Come documentazione delle prestazioni di un collettore solare, di solito viene fornito un diagramma chiamato curva di efficienza istantanea. Da questi grafici è possibile ricavare direttamente l'efficienza, conoscendo le condizioni ambientali e d'irraggiamento e quelle operative. Nella figura 2.1 sono riportate le curve di efficienza istantanea di tre tipologie di pannelli solari termici. Il parametro di riferimento nell'ascissa è ottenuto in questo modo:

$$T_r = \frac{T_m - T_a}{I}$$

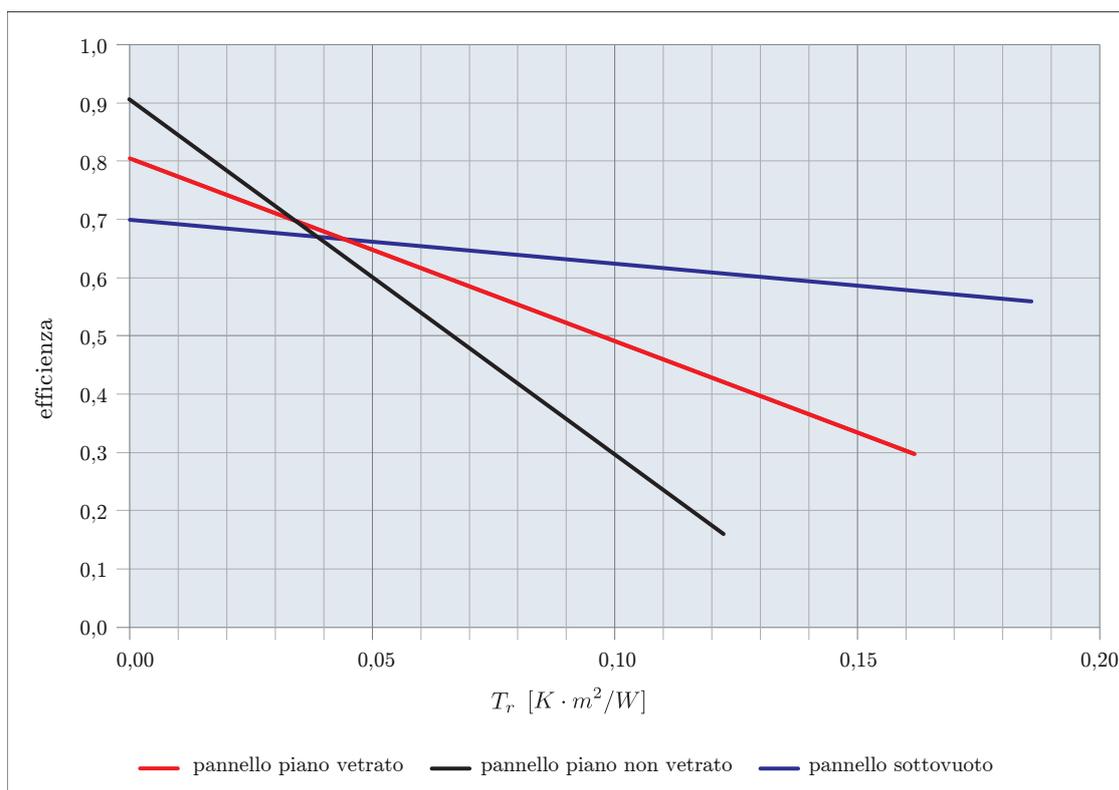


Figura 2.1: Confronto tra le curve di efficienza istantanea delle principali tipologie pi pannelli solari termici.

2.2 Tipologie principali

Nelle sue linee principali un collettore solare non è molto diverso da un qualsiasi scambiatore di calore, ma le necessità di isolamento e di massimizzazione di captazione lo rendono un oggetto molto particolare e variegato a seconda dell'uso. Quindi, per rispondere al meglio alle richieste di alcune utenze specifiche o alle condizioni climatiche di determinate località, si sono diffuse sul mercato diverse tipologie di collettori, qui di seguito vediamo le tre principali:

- collettore solare piano vetrato;
- collettore solare piano non vetrato;
- collettore solare sottovuoto;

Collettore solare piano vetrato

Collettori solari piani vetrati sono fra i primi ad essere stati realizzati e sono sicuramente i più utilizzati. Consentono di produrre acqua calda a temperature relativamente basse (comprese tra i 40 °C e gli 80 °C).

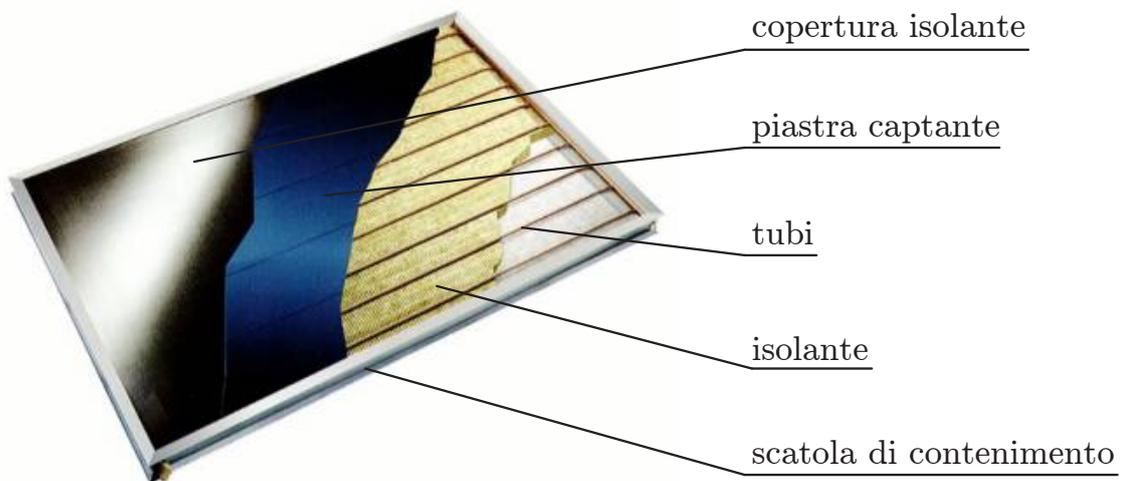


Figura 2.2: Collettore solare piano vetrato.

I suoi elementi costitutivi principali, che si vedono in figura 2.2, sono:

copertura isolante

Si tratta di una lastra che copre frontalmente la piastra captante. Il suo scopo è di lasciar passare i raggi solari e di impedire la dispersione di calore. Le perdite di energia termica possono avvenire per conduzione, per irraggiamento

e per convezione. Le prime non sono quasi presenti frontalmente poiché non vi è contatto diretto fra la piastra captante e la copertura. Le perdite per irraggiamento sono impedito mediante la scelta di opportuni materiali per la copertura; il più usato è il vetro poiché, come già detto, presenta un'alta trasmittanza per le radiazioni nella frequenza del visibile e contemporaneamente una bassa trasmittanza per le radiazioni nel campo infrarosso emesse dalla piastra captante. Sono usati anche materiali plastici, benché presentino peggiori caratteristiche nei confronti della radiazione infrarossa (la trasmittanza può arrivare fino 0,40) e presentino il problema di degradare nel tempo per le alte temperature e per l'esposizione prolungata ai raggi ultravioletti; per l'impiego è limitato. I vantaggi sono le caratteristiche meccaniche che ha la plastica nei confronti del vetro. Infatti non teme rotture per urti, inoltre la possibilità di realizzare film sottili permette di limitare notevolmente la massa del pannello. Le perdite di tipo convettivo sono le più pericolose. Infatti la piastra scalda l'aria a contatto generando così moti convettivi tra la superficie calda e il vetro. Tale fenomeno si può limitare mediante l'uso di una doppia copertura di vetro, cosicché si crea un sottile strato di aria che fa da isolante; ovviamente in questo modo diminuisce la trasmittanza del materiale. Un altro modo è l'uso di coperture in policarbonato alveolare, questo materiale presenta al suo interno intercapedini d'aria che non ne permettono il movimento e diminuiscono notevolmente queste perdite; lo svantaggio è che si tratta di materiale plastico, che come già detto si deteriorano e quindi si riduce la vita del pannello.

piastra captante

È l'elemento principale del collettore. Ha la funzione di captare la radiazione solare e trasferire il calore generato dai tubi contenenti il fluido termovettore. È solitamente realizzata da una o più lastre metalliche di rame, acciaio o alluminio. La superficie esposta è tratta in maniera tale da aumentare il coefficiente di assorbimento. Sono detti collettori a superficie non selettiva, quando è semplicemente verniciato di colori scuri e pochi. Sono indicati per un utilizzo nel periodo estivo dato che le loro prestazioni non sono molto elevate. Diversamente s'indicano con collettori a superficie selettiva, i pannelli con la piastra captante sottoposta a trattamenti chimici di ossidazione e/o ad applicazione di particolari sostanze selettive (ossido di cromo o nickel), che aumentano l'assorbanza e diminuiscono l'emissività e la riflessione. Con tali superfici il rendimento del collettore aumenta e si mantiene elevato anche

durante il periodo invernale, ma il costo è elevato.

tubi

Al loro interno scorre il fluido termovettore e sono posti a stretto contatto con la piastra captante. Solitamente sono saldati con essa, in modo tale da aumentare il coefficiente di scambio termico per conduzione. Tipicamente sono in rame per garantire un'ottima resistenza a corrosione.

isolante

È uno spessore di materiale dalla struttura porosa o in fibra. Serve a ridurre al minimo la dispersione di calore per conduzione dalla piastra e dai tubi all'esterno ed è posto sia lateralmente sia inferiormente. L'isolamento termico diminuisce notevolmente nel caso di presenza di umidità (le strutture porose sono si comportano come una spugna), pertanto, sull'isolante viene posto un foglio di alluminio per limitare i fenomeni di condensa.

scatola di contenimento

Raccoglie tutti i componenti del collettore conferendogli compattezza e resistenza meccanica, in più ha lo scopo di proteggere gli elementi interni da sporco ed agenti atmosferici. Generalmente è realizzata in acciaio inossidabile, alluminio anodizzato o, più raramente, in vetroresina.

fluido termovettore

La sua funzione è di trasportare il calore raccolto dalla piastra captante all'utilizzatore. Le caratteristiche che deve avere sono:

- elevata densità;
- alto calore specifico;
- stabile e chimicamente inerte;
- bassa corrosione nei confronti del circuito;
- basso punto di fusione.

Il fluido più economico e che corrisponde a quasi tutte le caratteristiche necessarie è l'acqua. L'inconveniente principale è il congelamento, che si può risolvere con l'aggiunta di glicole etilenico o propilenico. Inoltre un altro problema dell'acqua è la durezza, per questo è preventivamente trattata. In caso di sistemi aperti, cioè in cui il fluido passante nel collettore è lo stesso utilizzato dall'utente, non si possono fare aggiunte, in questo caso si va incontro ai relativi problemi di congelamento.

Questo tipo di pannelli presentano i seguenti vantaggi:

- sono affidabili e richiedono scarsa manutenzione;
- il rapporto prestazioni/costo è buono;
- facilità di assemblaggio e bassi costi di installazione;
- offrono diverse opzioni di montaggio.

Gli svantaggi invece sono:

- non sono adatti alla produzione di calore a temperature elevate;
- inferiori prestazioni e richiedono una superficie maggiore rispetto ai collettori sotto vuoto;
- necessitano di un sistema di supporto per il montaggio su tetti piani.

Collettore solare piano non vetrato

I collettori solari piani che maggiormente si discostano da quanto detto finora sono quelli non vetrati. Infatti, come si vede in figura 2.3, sono caratterizzati dall'assenza totale di coperture trasparente, d'isolante termico e di scatola di contenimento.



Figura 2.3: Collettore solare piano non vetrato.

Si tratta di un dispositivo molto semplice, dove i tubi funzionano anche da piastra captante. Solitamente sono realizzati in materiali plastici neri come polipropilene, neoprene, PVC o in particolari gomme sintetiche. Essendo molto leggeri e flessibili, il trasporto e il montaggio risaltano facili e poco costosi. Sono pannelli molto economici, con rendimenti accettabili in caso di temperature ambientali elevate, utili a produrre acqua calda a temperature nell'ordine dei 30 °C. Come detto prima, non essendo isolati le dispersioni termiche risultano elevate, quindi si limita l'uso al periodo estivo. In particolare si utilizzano spesso nel riscaldamento

di piscine e per la produzione di acqua calda per le docce negli stabilimenti balneari.

Riassumendo brevemente, si può dire che i vantaggi sono:

- costo molto contenuto, con possibilità di soddisfare il 100% del fabbisogno di determinati impianti estivi e tempi di rientro del capitale investito molto bassi;
- sono facilmente adattabili a tutte le forme del tetto, anche curve;
- sono una migliore soluzione estetica per i tetti in lamierino.

Svantaggi:

- producono acqua a basse temperature;
- si possono utilizzare solo durante il periodo estivo.

Collettore solare sottovuoto

I collettori solari sottovuoto sono più complicati rispetto i collettori piani, ma hanno una curva di efficienza decisamente più stabile, molto elevata anche in condizioni di clima avverso. Tale tipologia riesce a ridurre drasticamente le perdite per convezione verso l'esterno grazie all'eliminazione dell'intercapedine d'aria tra piastra e copertura trasparente. A causa delle difficoltà tecnologiche legate alla creazione del vuoto in una struttura come quella vista per il collettore piano, la conformazione del dispositivo cambia notevolmente. In questo caso, la struttura è composta da uno o più tubi di vetro in cui all'interno è stata sottratta l'aria,



Figura 2.4: Collettore solare sottovuoto.

fino ad arrivare un pressione dell'ordine del $5 \cdot 10^{-3} Pa$. La piastra captante è costituita da una lamina metallica, piana o curva, che percorre longitudinalmente il tubo di vetro; un'altra tipologia di superficie assorbente è costituita da un cilindro metallico. Anche per questi pannelli le superfici captanti possono ricevere trattamenti selettivi per migliorare le prestazioni. Alcuni dispositivi sono provvisti di specchi parabolici atti a concentrare la radiazione solare incidente e aumentare la prestazione complessiva del collettore.

Si dividono in due categorie principali:

collettori a circolazione diretta

In questo tipo di collettori c'è un solo fluido termovettore, come per i pannelli piani. Si distinguono a loro volta in due tipologie. In uno vi è un unico condotto che percorre longitudinalmente il tubo di vetro seguendo un percorso a "U". In figura 2.5 si vedono due sezioni trasversali con una diversa tipologia di superficie captante.

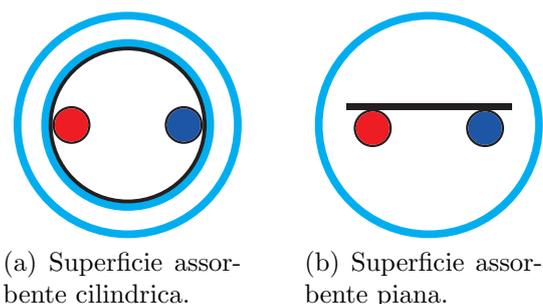


Figura 2.5: Sezioni trasversali dei tubi sottovuoto con circolazione a "U".

Nell'altro caso il fluido scorre all'interno di due tubi coassiali: dall'estremità superiore a quella inferiore scorre in quello più interno, giunto alla base del collettore è fatto circolare nell'intercapedine presente tra i due tubi.

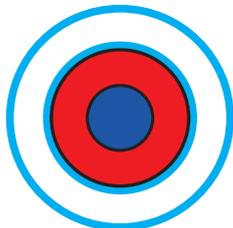


Figura 2.6: Sezioni trasversali dei tubi sottovuoto con circolazione coassiale.

collettori heat-pipe o a tubi di calore

Utilizza il cambio di fase del fluido termovettore, il quale evapora grazie al-

l'irraggiamento. Quando è in forma gassosa si sposta verso l'alto del tubo, in cui vi è un piccolo condensatore. Qui avviene lo scambio termico con il liquido che va alle utenze e il fluido principale si condensa di nuovo, tornando sul fondo del tubo. Per ottenere una vaporizzazione del fluido termovettore, anche con uno scarso irraggiamento, si depressurizza la tubazione in cui scorre. I fluidi più comunemente usati sono il metanolo o pentano.

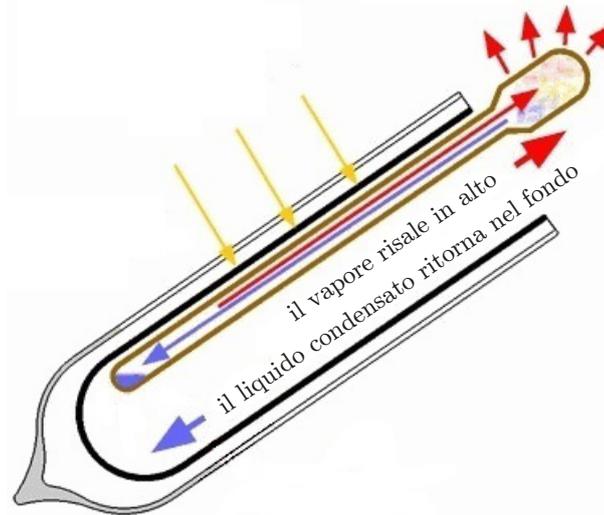


Figura 2.7: Schema heat-pipe.

Anche per questa tipologia di pannelli vediamo i relativi vantaggi:

- mantiene un'elevata efficienza anche in presenza di basse temperature ambientali circostanti;
- mantiene un'elevata efficienza anche in condizioni di irraggiamento contenuto;
- consente di riscaldare il fluido fino ad elevate temperature, ed è utilizzabile come impianto per il riscaldamento, il condizionamento e per la generazione di calore;
- è facilmente trasportabile, in quanto si può assemblare direttamente sul sito.

mentre per quanto riguarda gli svantaggi:

- il costo è relativamente elevato;
- i collettori heat-pipe devono essere installati con un'inclinazione di almeno 25°.

Capitolo 3

Pannelli solari fotovoltaici

I pannelli solari fotovoltaici, anche detti moduli fotovoltaici, sono dispositivi optoelettronici in grado di convertire la radiazione solare incidente in energia elettrica. L'elemento alla base di questi pannelli sono le celle fotovoltaiche, vengono collegate prima in serie poi in parallelo, in modo tale da fornire una adeguata differenza di potenziale e corrente elettrica. La struttura tipica di questi moduli, che si vede in figura 3.1, è composta da: una superficie di supporto, solitamente realizzata con un materiale isolante e con scarsa dilatazione termica, come il vetro o polimeri tipo il tedlar; sopra al supporto viene posto un sottile strato di EVA (etilene vinil acetato), che è un ottimo isolante elettrico nei confronti della cella e ha funzione di sigillante tra la lastra di vetro e la cella; ora si trova la matrice di celle fotovoltaiche, collegate tra loro da dei nastri di materiale metallico, detti ribbon; viene poi posto un altro strato di EVA per isolare le celle anche nella parte superiore; per ultimo vi è una lastra di vetro, che ha lo scopo di proteggere le celle dagli agenti atmosferici e contemporaneamente deve avere un'ottima trasparenza alla luce solare. Il vetro utilizzato è a basso contenuto di ferro e temprato, tali vetri lasciano passare circa il 91,5% dell'irraggiamento ricevuto.

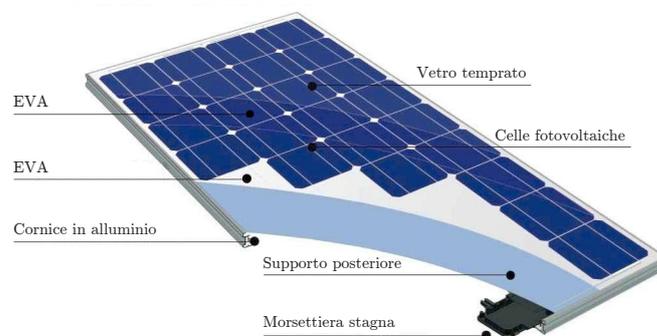


Figura 3.1: Struttura pannello solare fotovoltaico.

Dopo l'assemblaggio i pannelli vengono sottoposti ad un processo termico sottovuoto, detto laminazione. Con questa procedura si porta l'EVA a circa 150 °C per 10 minuti, in modo da permettere la sua polimerizzazione. Alla fine del processo le celle sono incapsulate all'interno cosicché siano completamente isolate. Grazie a ciò si allunga la vita del pannello.

Ora le terminazioni elettriche dei ribbon vengono chiuse in una morsettiera stagna, generalmente fissata alla superficie di sostegno posteriore. Il laminato ottenuto viene fissato ad una cornice in alluminio che sarà utile al fissaggio del pannello alle strutture di sostegno atte ad orientarlo opportunamente verso il Sole.

Di seguito vedremo il principio di funzionamento di questa tecnologia, alcune sue caratteristiche e le principali tipologie di celle sul mercato.

3.1 Effetto fotovoltaico

Il fenomeno che sfruttano le celle fotovoltaiche per generare corrente elettrica è detto effetto fotovoltaico. La generazione di energia elettrica avviene grazie all'irraggiamento che colpisce le celle, che sono costituite da materiali semiconduttori. Sono definiti semiconduttori i materiali che hanno una resistività intermedia tra i conduttori e gli isolanti. Gli atomi sono formati da un nucleo e dagli elettroni, i secondi sono disposti in diversi orbitali caratterizzati da un livello energetico inversamente proporzionale alla distanza dal nucleo. In un cristallo, come in un semiconduttore, gli elettroni formano una serie di bande energetiche. Le bande utili all'effetto fotovoltaico sono quelle più esterne, e sono:

banda di valenza

È la banda in cui si trovano gli elettroni più esterni di un atomo, detti elettroni di valenza, che sono quelli responsabili delle caratteristiche fisiche del solido.

banda proibita

Questa banda è presente solo negli isolanti e nei semiconduttori. Rappresenta i livelli energetici che un elettrone non può assumere ed è situata tra la banda di valenza e quella di conduzione.

banda di conduzione

All'interno di questa banda vi sono elettroni che appartengono alla cosiddetta nube di elettroni, che permette la conduzione elettrica grazie allo spostamento di elettroni tra i vari atomi. Nei materiali conduttori questa banda e quella di valenza sono adiacenti o addirittura sovrapposte.

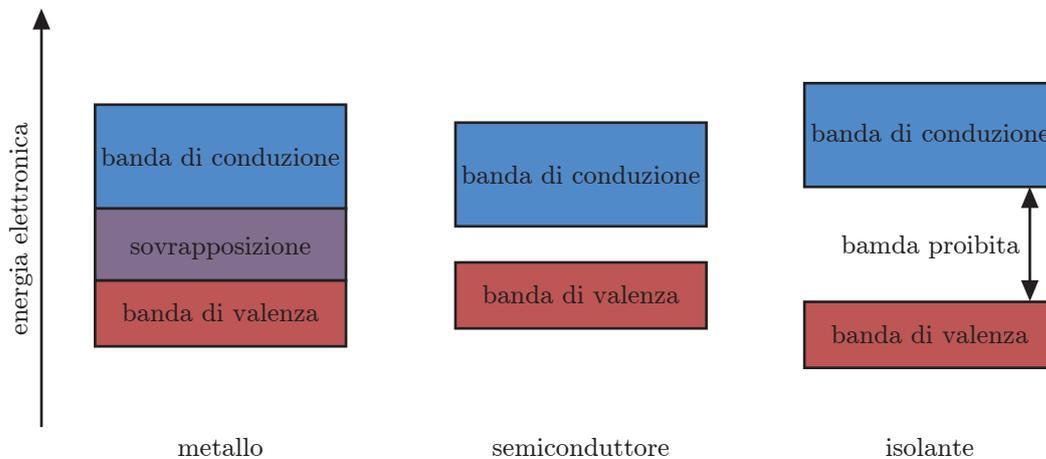


Figura 3.2: Bande di valenza, conduzione e proibita dei vari materiali.

La larghezza della banda proibita è detta *energy gap* o *band gap*, e corrisponde all'energia che serve ad un elettrone per passare dalla banda di valenza e quella di conduzione. Nel caso di materiali isolanti l'*energy gap* risulta essere troppo alto per essere eguagliato da fonti di energia esterne. Al contrario nei materiali semiconduttori sottoposti a potenza termica o d'irraggiamento, gli elettroni presenti nelle banda di valenza riescono a superare la banda proibita e generare un flusso di elettroni disorganizzato. Questo processo può essere orientato in una direzione grazie al cosiddetto drogaggio, in modo da creare una corrente elettrica utilizzabile. Vediamo questo processo per il silicio, che oltre ad essere il materiale più comunemente usato per le celle fotovoltaiche, è anche quello utilizzato nelle celle del nostro impianto di misura. Nel silicio ogni atomo ha quattro elettroni di valenza, con i quali si lega agli altri atomi, formando così una struttura cristallina. Quando un elettrone passa alla banda di conduzione, lascia uno spazio vuoto nel reticolo, tale mancanza è denominata lacuna. Per orientare un flusso di elettroni ordinato, bisogna creare due strati di materiale, di cui uno è ricco di elettroni e nell'altro vi è un'abbondanza di lacune. Il drogaggio per gli elementi del gruppo IV, come il silicio, è realizzato inserendo atomi di elementi appartenenti al gruppo IIV e al gruppo V a profondità differenti, in modo da generare i due strati. Solitamente per il silicio si usa il fosforo per lo strato ricco di elettroni, detto anche struttura di tipo n; l'altro materiale utilizzato è il boro, in questo caso viene definita struttura di tipo p (figura 3.3).

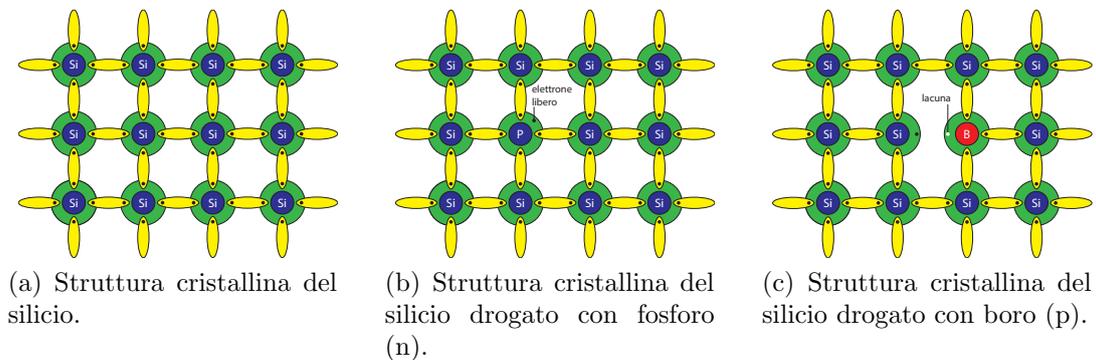


Figura 3.3: Strutture cristalline del silicio.

Una volta realizzati i due strati, la struttura finale andrà a bilanciare gli elettroni e le lacune, quindi le lacune in eccesso nella parte di tipo p verranno colmate dagli elettroni della zona n. In questo modo le cariche dei nuclei genereranno un campo elettrico, cioè una differenza di potenziale tra le due zone, viene detto potenziale di built-in. Nel momento in cui un fotone, con energia maggiore del band gap del semiconduttore, attraversa la giunzione, si genera un moto di elettroni e

uno fittizio di lacune. Le cariche in moto vengono indirizzate dal campo elettrico, generando una corrente macroscopicamente ordinata all'interno della cella.

Nella parte superiore e inferiore delle celle sono posti dei contatti metallici, in modo da poter raccogliere il flusso di elettroni. Ovviamente nella parte superiore il contatto non è esteso su tutta la superficie, al contrario di quella inferiore, ma è realizzato da una sottile griglia di filamenti metallici, cosicché la radiazione solare non sia ostacolata. Non tutti gli elettroni raggiungono i contatti, ma possono andare a colmare un'altra lacuna. Viene definita come distanza di diffusione, la distanza che un elettrone deve percorrere per raggiungere una lacuna ed è un indice della probabilità che ha una carica di raggiungere i contatti. Maggiore è la distanza maggiore è la probabilità.

3.2 Efficienza delle celle fotovoltaiche

Come è già stato detto i fotoni che colpiscono la cella generano un movimento degli elettroni, vediamo ora nel dettaglio quando avviene. Il valore energetico di un fotone è quantificato dalla relazione di Planck:

$$e = \frac{h \cdot c}{\lambda}$$

$h = 6,626 \cdot 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s} = 4,1136 \cdot 10^{-15} \text{ eV} \cdot \text{s} = \text{costante di Planck};$

$c = 2,998 \cdot 10^8 \text{ m/s} = \text{velocità della radiazione elettromagnetica nel vuoto};$

$\lambda = \text{lunghezza d'onda [W]}.$

È chiaro che al diminuire della lunghezza d'onda l'energia dei fotoni aumenta. Per garantire che l'elettrone oltrepassi la giunzione, il fotone deve avere un'energia almeno superiore a quella dell'energy gap. Nel caso del silicio tale valore è $e_g = 1,10 \text{ eV}$ (elettronvolt), quindi la radiazione deve avere una lunghezza d'onda inferiore a:

$$\lambda_{max} \leq \frac{h \cdot c}{e_g} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6}}{1,1} = 1,11 \cdot 10^{-6} \text{ m}$$

In questo caso la lunghezza d'onda è all'interno del campo infrarosso. La parte di luce solare con lunghezza d'onda inferiore a λ_{max} , è circa il 75% di quella incidente al suolo e quindi il rendimento delle celle si è già ridotto di un 25%. In aggiunta c'è da considerare che i fotoni con energia superiore a e_g , non vengono sfruttati appieno, cioè convertono solo la parte di energia pari al gap e la restante viene trasformata in energia termica. Considerando un semiconduttore di silicio solo il 44% dell'irraggiamento si converte in energia elettrica. Ciò sarebbe un ottimo risultato, ma nella pratica il rendimento è compreso tra il 13% e il 17% per le celle maggiormente utilizzate. Questo è dovuto ad altri fattori, che a loro volta abbassano ulteriormente l'efficienza:

- riflessione: non tutti i fotoni che incidono su una cella penetrano al suo interno, dato che in parte vengono riflessi dalla superficie della cella e in parte incidono sulla griglia metallica dei contatti;
- ricombinazione: non tutti gli elettroni vengono raccolti dal campo elettrico di giunzione e inviate al carico esterno, dato che nel percorso dal punto di

generazione verso la giunzione possono incontrare cariche di segno opposto e quindi ricombinarsi;

- resistenze parassite: le cariche generate e raccolte nella zona di svuotamento devono essere inviate all'esterno. L'operazione di raccolta viene effettuata dai contatti metallici, posti sul fronte e sul retro della cella. Anche se durante la fabbricazione viene effettuato un processo di lega tra Silicio e Alluminio dei contatti, resta una certa resistenza all'interfaccia, che provoca una dissipazione che riduce la potenza trasferita al carico.

L'efficienza delle celle che si trovano nel mercato è detta efficienza nominale e viene calcolata semplicemente in questo modo:

$$\eta = \frac{P_{STC}}{I_{STC} \cdot S_c}$$

Dove:

P_{STC} = massima potenza prodotta in STC [W];

I_{STC} = irraggiamento in STC [W/m^2];

S_c = superficie della cella [m^2].

STC è l'acronimo di standard test conditions, cioè condizioni di test standard. Con questo si indica che le prove per definire il rendimento della cella sono state condotte in condizioni standard, fissate come riferimento. I parametri normalizzati sono:

- la temperatura alla giunzione pari a 25°C ;
- la potenza d'irraggiamento pari a $1000\text{ W}/m^2$;
- uno spettro della radiazione solare pari a quello rilevabile a $AM = 1,5$.

3.3 Caratteristiche elettriche delle celle fotovoltaiche

Le caratteristiche elettriche di una cella fotovoltaica si possono associare agli schemi in figura 3.4. Lo schema a rappresenta il circuito equivalente a una cella al buio, dove non vi è generazione di corrente elettrica. Il secondo invece è relativo a una cella esposta alla luce, e come vedremo, la corrente I_f è proporzionale all'irraggiamento incidente.

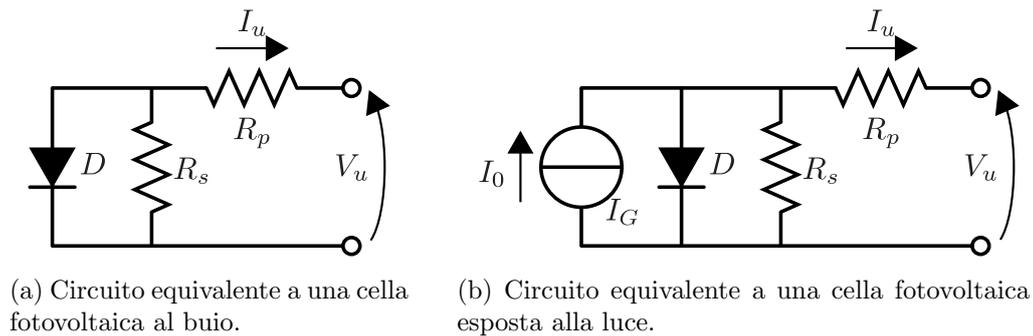


Figura 3.4: Circuiti equivalente.

I_G = generatore di corrente associato all'effetto fotovoltaico;

I_0 = corrente generata da I_G ;

D = diodo che rappresenta l'effetto rettificante della cella;

R_s = resistenza di Shunt, rappresenta l'effetto delle perdite dovute alle correnti di dispersione;

R_p = rappresenta tutte le resistenze parassite già descritte;

I_u = corrente disponibile ai capi A-B;

V_u = differenza di potenziale generata o applicata ai capi A-B.

In figura 3.5 nella pagina successiva è riportato il grafico della caratteristica elettrica di una cella, sia esposta alla luce e che al buio. Nel secondo caso l'andamento è simile a quello di un diodo: fino a quando la tensione applicata V_u ai capi A-B, non raggiunge il valore di potenziale V_e , generato dalla giunzione p-n, la corrente I_u è praticamente nulla. Nell'altro caso, vediamo l'andamento della corrente e della tensione della cella durante il funzionamento. Se si prende un punto

3.3. CARATTERISTICHE ELETTRICHE DELLE CELLE FOTOVOLTAICHE 37

appartenente alla curva e si tracciano le parallele agli assi, si costruisce un rettangolo la cui area rappresenta la potenza erogata per i valori di corrente e tensione relativi a tale punto. In corrispondenza di V_M e di I_M si ha la potenza massima erogabile della cella, in questo punto si hanno le condizioni di lavoro ottimale. Il prodotto tra V_0 e I_0 , che sono rispettivamente la differenza di potenziale tra capi A-B a circuito aperto e la corrente di corto circuito, è la potenza massima teorica. Il rapporto tra la potenza massima erogabile e quella teorica è definito come fattore di riempimento, anche detto fill factor (FF).

$$FF = \frac{V_M \cdot I_M}{V_0 \cdot I_0}$$

È un parametro di giudizio sul rendimento della cella, ovviamente per valori maggiori corrispondono efficienze più alte.

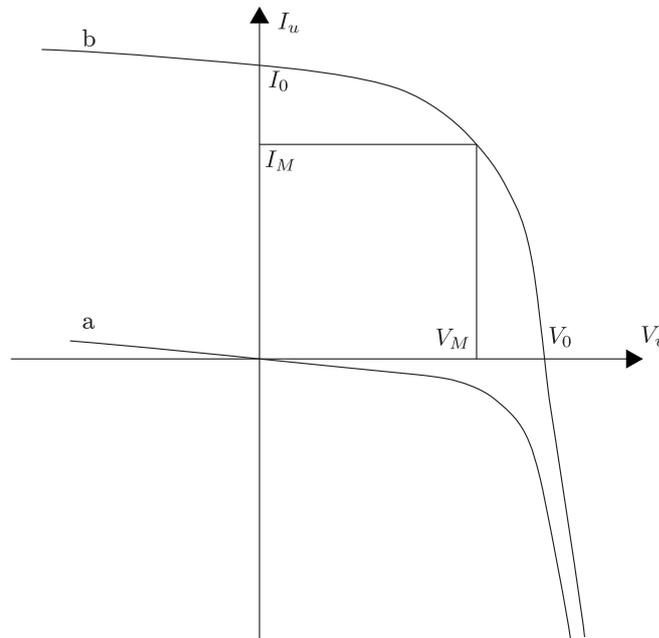


Figura 3.5: Caratteristiche della cella fotovoltaica al buio (a) e alla luce (b).

La curva caratteristica di una cella fotovoltaica è fortemente dipendente da diversi parametri, è per questo che l'efficienza delle celle è provata in condizioni standard. I parametri fondamentali sono tre:

- irraggiamento incidente;
- temperatura alla giunzione;
- area della cella.

Sperimentalmente si è notato che all'aumentare dell'irraggiamento incidente la corrente di corto circuito, e quindi anche la I_u , aumentano a loro volta in modo direttamente proporzionale. Difatti, come già accennato, maggiore è il numero di fotoni che colpiscono la giunzione p-n, maggiore è il numero di elettroni che la attraversano. Tale andamento si nota nel grafico in figura 3.6. Per quanto riguarda la differenza di potenziale è influenzata in minima parte dall'irraggiamento.

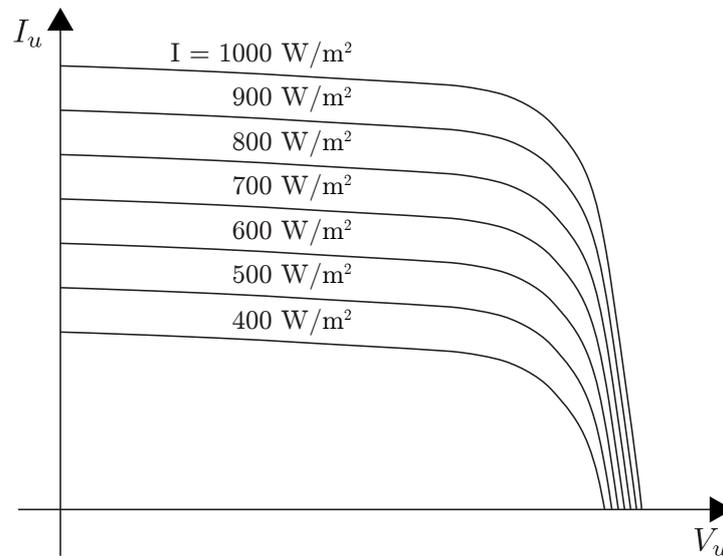


Figura 3.6: Caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica al variare dell'irraggiamento.

Anche per quanto riguarda la temperatura alla giunzione si registra una proporzionalità diretta con la corrente. Invece, per il voltaggio a circuito aperto c'è un proporzionalità inversa con la temperatura di utilizzo. Quindi all'aumentare della temperatura vi è contemporaneamente un aumento della corrente e una diminuzione della differenza di potenziale. Essendo che l'incremento della corrente, su kelvin, è dell'ordine dello 0,07% e il decremento della tensione è dello 0,4%, risulta che l'incremento della corrente non è paragonabile con il decremento della tensione. Quindi, ai fini della potenza prodotta e del rendimento, l'aumento della temperatura è un fattore penalizzante. Nel grafico in figura 3.7 nella pagina successiva si nota chiaramente quanto detto.

La superficie della cella ha anch'essa una proporzionalità diretta con la corrente, però non influisce minimamente sulla differenza di potenziale.

In definitiva, per aumentare il rendimento della cella si può: incrementare l'irraggiamento e l'area e diminuire la temperatura alla giunzione. Come è ovvio, nella pratica la potenza del Sole non si può modificare e l'area della cella o dell'impianto

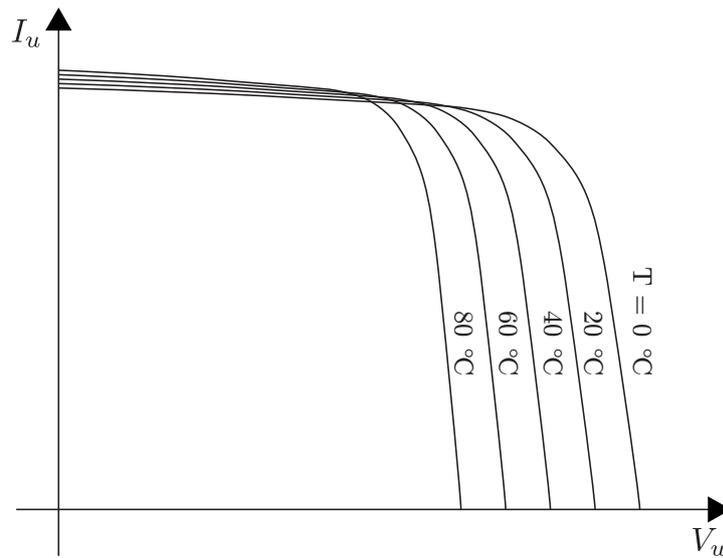


Figura 3.7: Caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica al variare della temperatura di giunzione.

possono essere limitate, quindi l'unico parametro su cui si può effettivamente agire è la temperatura di funzionamento. È proprio questo il punto di forza dei pannelli ibridi, presi in esame nella parte sperimentale di questa tesi. Come vedremo, per le celle raffreddate si registra un notevole incremento del potenziale fornito ai capi del pannello.

3.4 Tipologie principali di celle fotovoltaiche

Dall'invenzione della prima cella fotovoltaica, la ricerca ha portato grandi miglioramenti a questa tecnologia, incrementando i rendimenti da $1 \div 2\%$, delle prime celle in selenio, fino a circa 35% delle migliori celle attualmente disponibili. Inoltre, grazie a nuovi metodi di fabbricazione si è potuto abbassare anche il costo delle celle, rendendole disponibili a un mercato più ampio. Da tali innovazioni, ancora in miglioramento, sono state create svariate tipologie di celle fotovoltaiche, andiamo di seguito a vedere le principali e, attualmente, le più presenti sul mercato.

Celle in silicio monocristallino



Figura 3.8: Celle in silicio monocristallino.

Il silicio monocristallino è stato il primo materiale con cui si sono costruite le celle fotovoltaiche commerciali. Sono caratterizzate da un elevato rendimento e da una buona affidabilità, ma il costo è abbastanza elevato. Nella disposizione monocristallina gli atomi del silicio sono orientati nello stesso modo, questo migliora l'efficienza, in quanto la resistenza interna della cella è minore. La struttura di una cella al silicio monocristallina è riportata in figura 3.9.

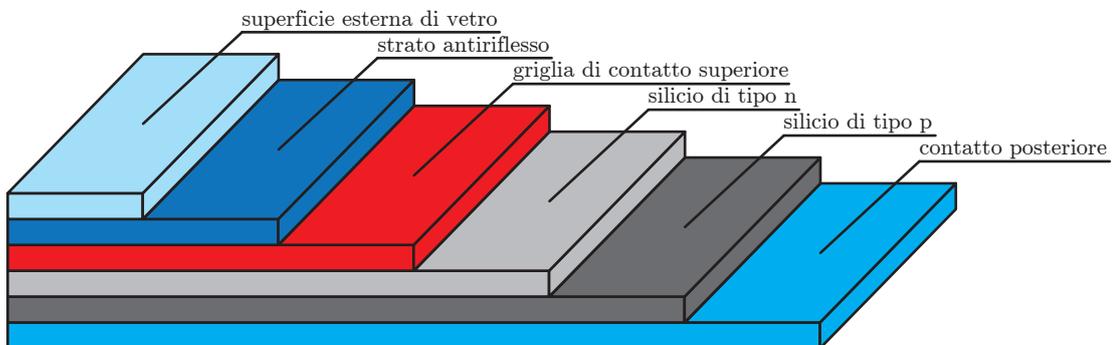


Figura 3.9: Struttura di una cella fotovoltaica di silicio monocristallino.

Il costo è elevato perché il processo di fabbricazione risulta abbastanza complicato e lungo. Il metodo più utilizzato è il Czochralski. In aggiunta serve anche una discreta quantità di materiale per formare delle celle che siano sufficientemente resistenti, in quanto il silicio cristallizzato è molto fragile.

Celle in silicio policristallino

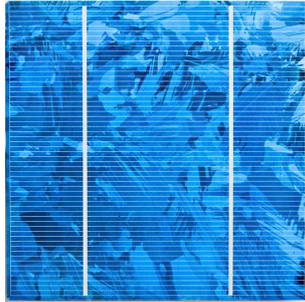


Figura 3.10: Celle in silicio policristallino.

Il silicio policristallino è stato il secondo materiale usato per costruire celle fotovoltaiche commerciali. Il loro vantaggio sta nel costo di produzione, infatti il metodo di realizzazione è molto più semplice. La creazione dei blocchi di silicio avviene più velocemente, cosicché durante la solidificazione il materiale non ha il tempo di orientarsi tutto nella medesima direzione, ma si forma tanti cristalli di dimensioni differenti. L'efficienza è limitata a causa delle resistenze che gli elettroni incontrano tra un grano e l'altro. A parità di potenza installata la celle policristalline ha un costo minore, ma necessitano di una superficie maggiore rispetto a quello monocristalline.

Celle in silicio amorfo



Figura 3.11: Celle in silicio amorfo.

Anche le celle al silicio si possono produrre usando un film sottile di silicio amorfo, che viene fatto evaporare su un supporto plastico o un substrato polimerico. Con questo approccio si abbattano i costi di produzione, in quanto il silicio richiesto è enormemente inferiore che nei due casi precedenti. Uno dei motivi principali dell'utilizzo del silicio amorfo è la sua flessibilità, che abbassa i costi di realizzazione dei pannelli e ne facilita l'installazione. Presentano però una bassa efficienza e un veloce degrado delle prestazioni.

Celle multigiunzione

Questa tipologia di celle è realizzata sfruttando la tecnologia a film sottile, ovvero è composta da due o tre strati di materiali fotovoltaici. Il suo principio di funzionamento non è complicato, in pratica si sovrappongono dei semiconduttori con un valore di energy gap differente. Si colloca all'esterno quello col valore più alto e gli altri in modo decrescente. In questo modo i fotoni con maggiore energia vengono assorbiti dal primo stato, che può sfruttarli al meglio, gli altri vengono lasciati passare, in quanto la loro energia non è sufficiente a far oltrepassare la banda proibita agli elettroni. Gli strati sottostanti assorbono i fotoni rimanenti con la stessa metodologia.

NREL ha recentemente annunciato di aver prodotto una cella solare multigiunzione con una efficienza del 32.5%, che attualmente è il record mondiale.

Questa tecnologia è molto costosa e di conseguenza non è prodotta in larga scala. Per sfruttarla al meglio e ridurre l'area del pannello si usa in combinazione con sistemi di concentrazione, in tal modo si dispone di una maggiore potenza irraggiata su unità di superficie.

Capitolo 4

Strumentazione

La strumentazione principale utilizzata per le prove sperimentali è costituita da una struttura mobile con due piani. Nella parte superiore sono installati tre pannelli solari, in maniera tale da avere le stesse condizioni ambientali per tutti e tre, cosicché da potere confrontare le prestazioni delle diverse tecnologie. Invece nella parte inferiore vi sono i circuiti, gli strumenti di misurazione e di acquisizione. Nella figura 4.1 si vede la struttura, in particolare i tre pannelli, da sinistra si ha l'ibrido, il fotovoltaico, e il termico.

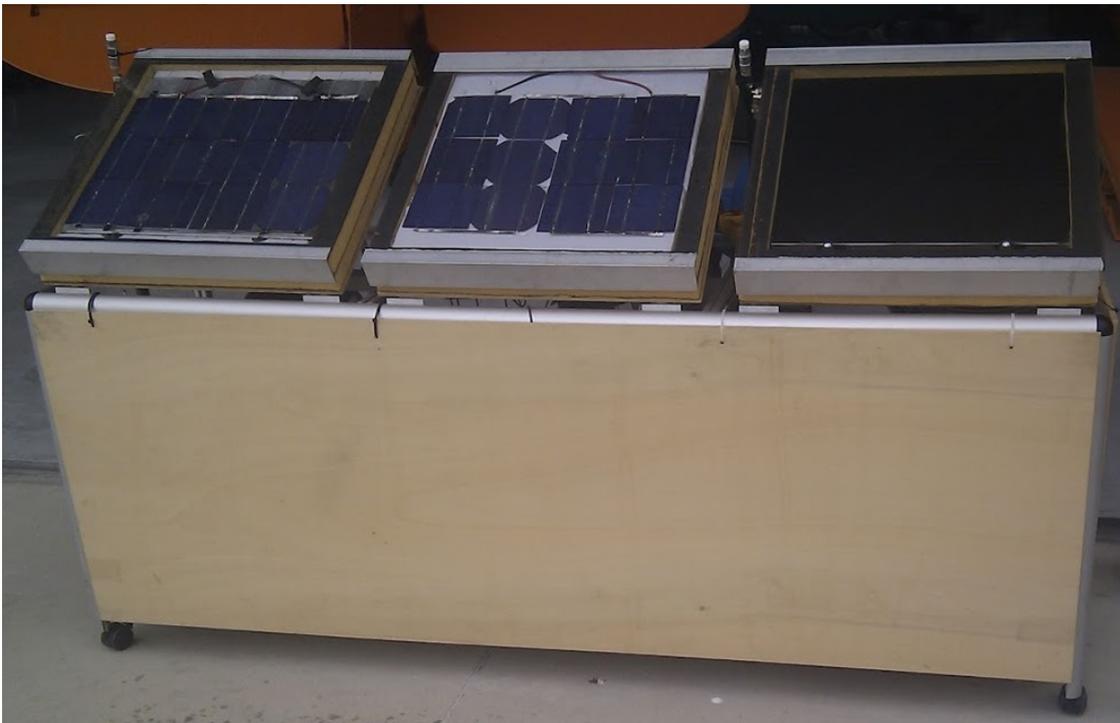


Figura 4.1: Struttura

4.1 Pannelli solari

I pannelli sono stati inclinati con un angolo di 33° rispetto l'orizzontale. Tale inclinazione è ottimale per la latitudine a cui si trova Forlì.

Il pannello fotovoltaico è stato realizzato mettendo 16 celle fotovoltaiche in serie. In particolare per effettuare il collegamento in serie si è utilizzato il ribbon (nastro metallico), saldando con dello stagno i contatti della faccia inferiore con quelli della faccia superiore, come in figura 4.2. Per limitare il dissipamento di calore delle celle mantenendo così la temperatura di funzionamento tipica di un pannello fotovoltaico ($60-70^\circ\text{C}$) e per proteggere le celle dagli agenti atmosferici, sopra le celle è stato posto un singolo vetro di 3 mm di spessore.

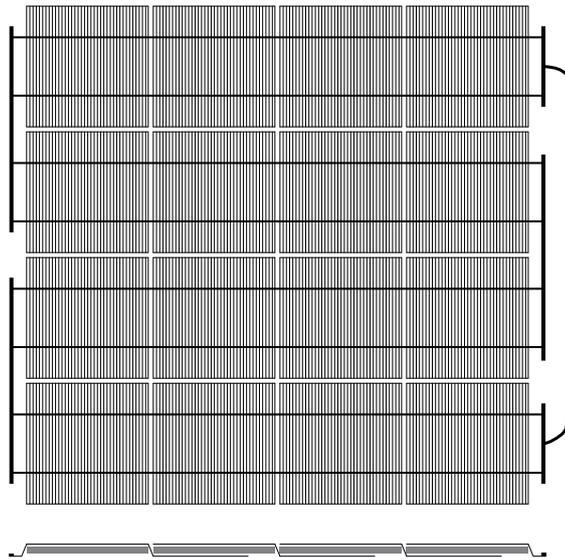


Figura 4.2: Collegamento in serie di 16 celle fotovoltaiche

Per quanto riguarda la parte termica sono stati utilizzati scambiatori di calore industriali in alluminio a sezione circolare. I canali dello scambiatore sono disposti controcorrente in modo tale che l'ingresso e l'uscita corrano parallele per tutto il pannello. Nel pannello la superficie dello scambiatore è verniciata di nero, resistente alle alte temperature, per aumentare il coefficiente di assorbimento. Il pannello è appoggiato su un riquadro di legno compensato che lo collega al resto della struttura mobile. Sopra al pannello di legno c'è uno strato di poliuretano espanso su cui è appoggiato lo scambiatore. In aggiunta attorno al dissipatore vi è una cornice dello stesso isolante termico, a parte una piccola fessura per i collettori idraulici d'ingresso e uscita, tale da limitare lo scambio termico con l'esterno. Il tutto è chiuso con una lastra di vetro posta sulla cornice in modo da creare un effetto serra, e aumentare la temperatura del pannello (figura 4.3 a pagina 46).

La struttura del pannello ibrido è uguale a quella del termico, quello che la differenza è che non è verniciata nella parte superiore, ma sono presenti le celle fotovoltaiche (figura 4.4 nella pagina seguente), che ricoprono quasi interamente la superficie dello scambiatore. Come per il pannello fotovoltaico ci sono 16 celle in serie, ma la loro temperatura di funzionamento sarà molto minore, perché il fluido termovettore assorbe calore sul retro delle celle. Grazie a questa refrigerazione della parte fotovoltaica si ha una temperatura di circa 30-40 °C più bassa rispetto al fotovoltaico normale. Per diminuire le resistenze termiche, legate anche ad eventuali lacune d'aria, dell'accoppiamento tra celle e dissipatore sono stati incisi dei solchi in quest'ultimo della larghezza del ribbon e profondi circa due millimetri, in modo da permettere un accoppiamento ottimale. In più è stata aggiunta una pasta siliconica termo-conduttiva, con elevata conduttività termica e con una conduttività elettrica praticamente nulla.

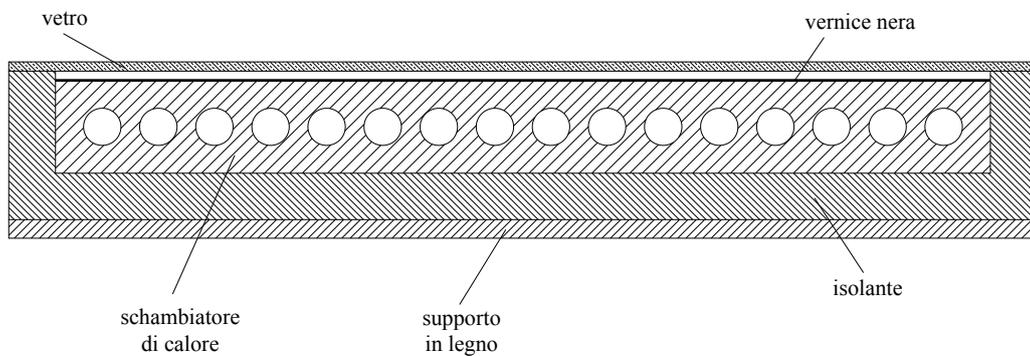


Figura 4.3: Sezione pannello solare termico

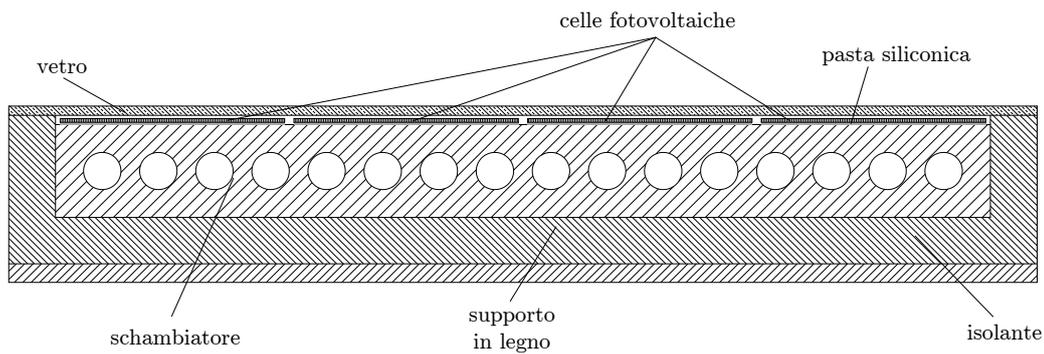


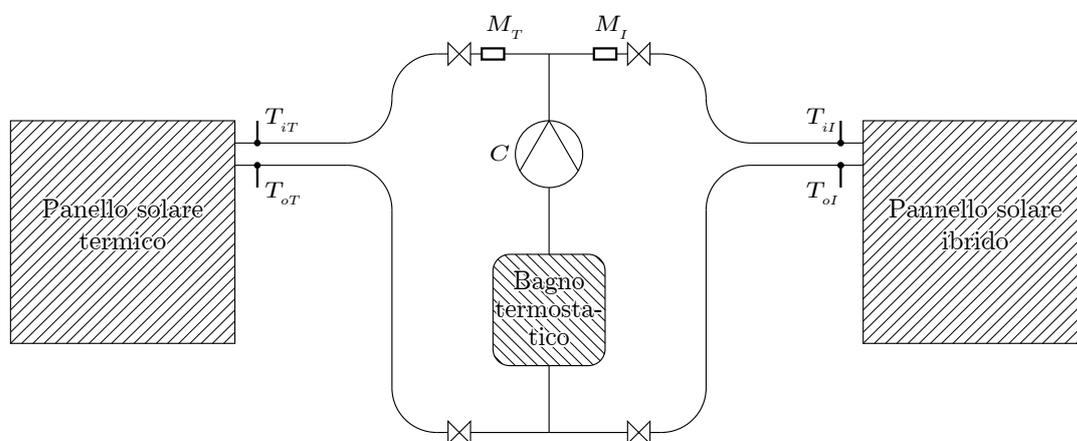
Figura 4.4: Sezione pannello solare ibrido

4.2 Circuiti

Il circuito idraulico ha l'obiettivo principale di mantenere le condizioni d'ingresso del fluido termovettore identiche per i due pannelli. I componenti utilizzati sono:

- condotti del fluido;
- circolatore;
- bagno termostatico;
- misuratori di portata;
- termocoppie;
- valvole.

Ed è realizzato come lo schema in figura 4.5.



M_T = misuratore di portata del pannello termico;

T_{iT} = termocoppia ingresso del pannello termico;

T_{oT} = termocoppia uscita del pannello termico;

C = circolatore.

M_I = misuratore di portata del pannello ibrido;

T_{iI} = termocoppia ingresso del pannello ibrido;

T_{oI} = termocoppia uscita del pannello ibrido;

Figura 4.5: Circuito idraulico

Per i condotti sono stati utilizzati dei tubi in poliammide della RILSAN, che possiedono ottime resistenze meccaniche anche a basse temperature, un basso coefficiente di attrito ed un'elevata flessibilità.

Il circolatore installato ha la possibilità di variare la portata del fluido termovettore tra tre velocità di circolazione, in questo modo si è potuto studiare le prestazioni con portate differenti.

Il bagno termostatico è costituito da una vasca di contenimento del fluido, dove confluisce l'acqua distillata dal tubo di uscita dei pannelli ed è raffreddata grazie ad un circuito di raffreddamento che cerca di mantenere la temperatura del liquido costante prima di rimandarla nei pannelli.

I misuratori di portata sono stati collegati al sistema di acquisizione centrale in maniera tale da avere istante per istante l'esatta velocità del fluido, e ci ha permesso di bilanciare le portate nei due condotti grazie alle valvole inserite nel circuito. Anche le termocoppie sono state collegate al sistema di acquisizione Agilent.

Per la parte elettrica abbiamo due tipi di circuiti (figura 4.6). Nel circuito aperto abbiamo semplicemente un voltmetro, collegato ai capi dei cavi del pannello, da dove si prelevava il relativo dato di differenza di potenziale. Nel circuito chiuso si ha una resistenza, da 3Ω , in parallelo con un voltmetro, in questo modo si ottiene il voltaggio applicato alla resistenza, più basso rispetto al caso del circuito aperto.

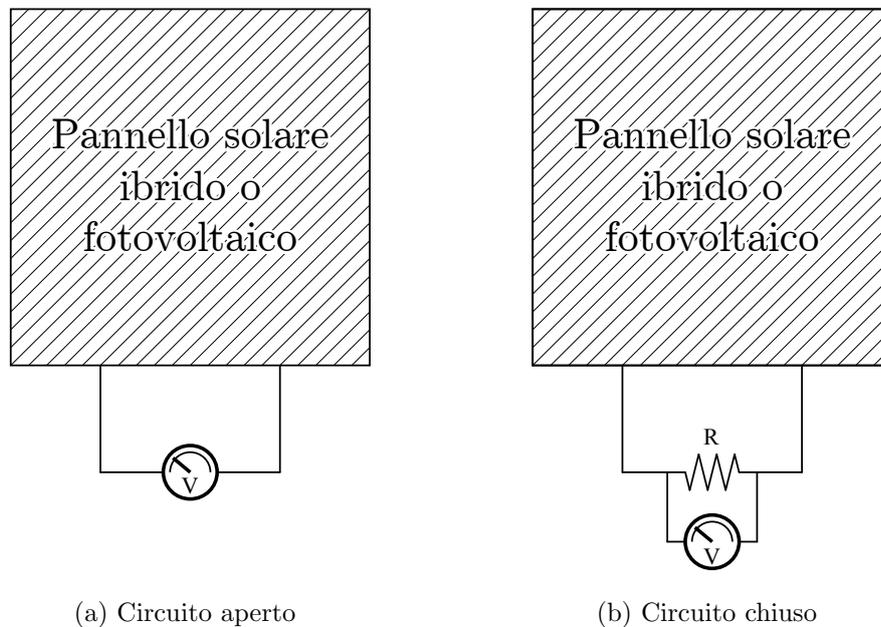


Figura 4.6: Circuiti elettrici

4.3 Strumenti

Gli strumenti atti alla misurazione sono:

termocoppia: serve a rilevare la temperatura di un fluido, e fornisce all'estremità dei cavi, una tensione proporzionale alla temperatura (fig. 4.7a);

misuratore di portata: quelli da noi utilizzati, sono dei misuratori volumetrici a turbina. A questi viene applicata una tensione di 5 V a corrente continua. Tale corrente viene poi distorta creando una frequenza proporzionale al flusso del fluido (fig. 4.7b);

multimetro: misura sia il valore di tensione applicata che l'intensità di corrente. Tali valori sono visualizzati sullo schermo (fig. 4.7c);

solarimetro: strumento digitale per la misura dell'irraggiamento solare. Visualizza direttamente sul display il valore rilevato (fig. 4.7d).



(a) Termocoppia



(b) Misuratore di portata



(c) Multimetro



(d) Solarimetro

Figura 4.7: Strumenti di misurazione

Per acquisire i dati delle termocoppie e dei misuratori di portata, essi sono stati collegati a una scheda interna al sistema di acquisizione Agilent 34970A. A sua volta tale sistema era collegato al PC mediante un connettore USB, il computer tramite un apposito programma visualizzava ogni 10 secondi le temperature di ingresso e di uscita e le frequenze di entrambi i pannelli, salvandone i dati.

Capitolo 5

Misure sperimentali

Dalle prove sperimentali condotte sul nostro impianto solare abbiamo ricavato una mole di dati organizzati in tabulati. Le variazioni nei dati sono legate alla differenti di temperatura d'ingresso dei pannelli, alle tre diverse portate per il fluido circolante e alle condizioni ambientali giornaliere e stagionali. Il computer collegato al sistema di acquisizione mediante il software dell'azienda Agilent, ha generato in automatico dei file in formato CSV. All'interno di questi file però non vi erano tutti i dati, ma solo quelli riguardanti il circuito idraulico, nello specifico vi sono salvati per ogni colonna i seguenti elementi:

- data e orario;
- temperatura d'ingresso del pannello solare ibrido;
- temperatura d'uscita del pannello solare ibrido;
- temperatura d'ingresso del pannello solare termico;
- temperatura d'uscita del pannello solare termico;
- frequenza del misuratore di portata del pannello solare ibrido;
- frequenza del misuratore di portata del pannello solare termico.

Il programma, per ogni misurazione della durata di circa venti minuti, esegue una lettura dei parametri ogni 10 s (frequenza scelta per l'acquisizione) salvandoli in questi file. Nella tabella 5.1 nella pagina successiva è riportato uno stralcio del file derivante dalla misurazione del 16/07/2012.

Gli altri dati utili al nostro lavoro sono stati registrati a mano per ogni lettura. Tra questi abbiamo:

- data e orario (utile per confrontare i dati);

- irraggiamento solare diretto sul pannello, letto mediante solarimetro;
- temperatura dell'ambiente;
- voltaggio dei pannelli fotovoltaici a circuito aperto;
- voltaggio dei pannelli fotovoltaici a circuito chiuso.

data e ora	101 [°C]	102 [°C]	103 [°C]	104 [°C]	106 [Hz]	107 [Hz]
...
...
16/07/2012 16:58	18,115	19,077	18,305	19,228	23,75829	23,64442
16/07/2012 16:58	18,134	19,121	18,338	19,266	23,72369	23,23694
16/07/2012 16:59	18,150	19,137	18,378	19,294	23,72097	23,73292
16/07/2012 16:59	18,221	19,189	18,417	19,321	23,67689	23,75563
16/07/2012 16:59	18,205	19,197	18,419	19,354	23,85988	23,71885
16/07/2012 16:59	18,249	19,244	18,488	19,386	23,59474	23,67589
16/07/2012 16:59	18,279	19,260	18,510	19,408	24,05389	23,67281
16/07/2012 16:59	18,303	19,287	18,537	19,446	18,83671	23,82827
16/07/2012 17:00	18,309	19,325	18,534	19,487	29,07655	29,46231
16/07/2012 17:00	18,322	19,345	18,578	19,493	29,21733	29,41917
16/07/2012 17:00	18,377	19,355	18,641	19,512	28,76114	29,38253
16/07/2012 17:00	18,434	19,377	18,665	19,545	29,01024	29,08082
16/07/2012 17:00	18,470	19,391	18,717	19,547	29,10424	29,56990
16/07/2012 17:00	18,513	19,432	18,750	19,553	31,38096	31,56599
16/07/2012 17:01	18,554	19,432	18,793	19,605	31,59170	31,94720
16/07/2012 17:01	18,566	19,455	18,811	19,612	31,53695	31,92685
16/07/2012 17:01	18,564	19,441	18,826	19,584	31,48263	31,60339
16/07/2012 17:01	18,598	19,438	18,829	19,570	31,48809	31,54512
16/07/2012 17:01	18,604	19,445	18,845	19,601	31,40289	31,77877
16/07/2012 17:01	18,648	19,476	18,898	19,598	31,60185	31,94644
...
...

Tabella 5.1: Stralcio di un tabulato in formato CSV generato dal software di Agilent

5.1 Esempio di calcolo

Una volta raccolti tutti i dati necessari si inizia ad analizzarli. Qui di seguito è riportato un esempio dei calcoli necessari per ottenere i risultati utili al confronto delle tre tecnologie.

Prendiamo in esame la lettura relativa al 16/07/2012 delle 17:00, che si vede anche in tabella 5.1 a fronte. Riporto qui tutti i dati necessari per il calcolo, tra cui alcune righe del tabulato. Sono state prese tre righe in modo tale da fare la media di 30 s.

$$I = 915 \text{ W/m}^2 = \text{irraggiamento}$$

$$S = 0,25\text{m}^2 = \text{superficie captante}$$

$$k = 7,95 \cdot 10^{-2} \text{ l} \cdot \text{s}/\text{min} = \text{costante dei misuratori di portata}$$

$$\rho = 998,2 \text{ Kg}/\text{m}^3 = \text{densità dell'acqua a } 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$C_l = 4186 \text{ J}/(\text{Kg} \cdot \text{K}) = \text{calore specifico dell'acqua}$$

data e ora	T_{iI} [°C]	T_{oI} [°C]	T_{iT} [°C]	T_{oT} [°C]	f_I [Hz]	f_T [Hz]
16/07/2012 17:00	18,377	19,355	18,641	19,512	28,76114	29,38253
16/07/2012 17:00	18,434	19,377	18,665	19,545	29,01024	29,08082
16/07/2012 17:00	18,470	19,391	18,717	19,547	29,10424	29,56990

Tabella 5.2: Righe del tabulato corrispondenti con gli altri dati.

Voltaggi [V]	Cicuito aperto	Circuito chiuso
Pannello solare fotovoltaico	$V_{Fa} = 5,59$	$V_{Fc} = 5,05$
Pannello solare ibrido	$V_{Ia} = 6,87$	$V_{Ic} = 6,30$

Tabella 5.3: Dati elettrici.

Calcolo della portata volumetrica media dalla frequenza dei misuratori:

$$\begin{aligned} \overline{Q} &= \frac{f_{I1} + f_{I2} + f_{I3} + f_{T1} + f_{T2} + f_{T3}}{6} \cdot k = \\ &= \frac{28,761 + 29,010 + 29,104 + 29,382 + 29,080 + 29,569}{6} \cdot 7,95 \cdot 10^{-2} = \\ &= 2,317 \text{ l}/\text{min} = 3,962 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s} \end{aligned}$$

Media di tutte temperature in ingresso dei due pannelli, in modo tale da eliminare parte dell'errore di lettura:

$$\begin{aligned}\bar{T}_i &= \frac{T_{iI1} + T_{iI2} + T_{iI3} + T_{iT1} + T_{iT2} + T_{iT3}}{6} = \\ &= \frac{18,377 + 18,434 + 18,470 + 18,641 + 18,665 + 18,717}{6} = 18,55 \text{ }^\circ\text{C}\end{aligned}$$

Media delle temperature in uscita:

$$\bar{T}_{oI} = \frac{T_{oI1} + T_{oI2} + T_{oI3}}{3} = \frac{19,355 + 19,377 + 19,391}{3} = 19,37 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\bar{T}_{oT} = \frac{T_{oT1} + T_{oT2} + T_{oT3}}{3} = \frac{19,512 + 19,54 + 19,547}{3} = 19,53 \text{ }^\circ\text{C}$$

Potenza termica media:

$$\begin{aligned}\bar{q}_I &= \rho \cdot c_l \cdot (\bar{T}_{oI} - \bar{T}_i) \cdot \bar{Q} = \\ &= 998,2 \cdot 4186 \cdot (19,37 - 18,55) \cdot 3,962 \cdot 10^{-5} = 132,92 \text{ W}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\bar{q}_T &= \rho \cdot c_l \cdot (\bar{T}_{oT} - \bar{T}_i) \cdot \bar{Q} = \\ &= 998,2 \cdot 4186 \cdot (19,53 - 18,55) \cdot 3,962 \cdot 10^{-5} = 158,80 \text{ W}\end{aligned}$$

Potenza incidente:

$$q_{inc} = I \cdot S = 915 \cdot 0,25 = 228,75 \text{ W}$$

Calco del rendimento:

$$\begin{aligned}\eta_I &= \frac{\bar{q}_I}{q_{inc}} = \frac{132,92}{228,75} = 58,11 \text{ \%} \\ \eta_T &= \frac{\bar{q}_T}{q_{inc}} = \frac{158,80}{228,75} = 69,42 \text{ \%}\end{aligned}$$

5.2 Rendimento termico in funzione della portata

Durante l'elaborazione dei dati raccolti si è notato, che il rendimento varia, a parità di condizioni ambientali, in funzione della portata volumetrica. Questo è possibile grazie al circolatore che ci ha permesso di prendere i valori relativi a tre diverse velocità del fluido. Questo fenomeno deriva dal fatto che se la portata è troppo elevata, non rimane un tempo sufficiente per assorbire abbastanza calore dal collettore. Viceversa se la velocità dell'acqua è troppo bassa, il coefficiente di scambio convettivo diminuisce e cala la potenza termica assorbita. Qui di seguito ci sono alcune misurazioni significative, e nel grafico in figura 5.1 a pagina 57 si vedono le curve di tendenza indicative dell'andamento del rendimento. Per tale motivo i dati riportati nelle prossime sezioni di questo capitolo, sono relativi alla velocità di circolazione intermedia dove il rendimento è più alto.

data	ora	I [W/m^2]	Q [l/min]	$[m^3/s]$	T_i [$^{\circ}C$]	T_{ot} [$^{\circ}C$]	T_{ot} [$^{\circ}C$]	$T_{m,I}$ [$^{\circ}C$]	$T_{m,T}$ [$^{\circ}C$]	\bar{q}_I [W]	\bar{q}_T [W]	η_I	η_T
16/07/2012	16:59	915	1,89	0,000031	18,36	19,23	19,38	18,80	18,87	115,16	134,76	50,34%	58,91%
16/07/2012	17:00	915	2,32	0,000039	18,55	19,37	19,53	18,96	19,04	132,92	158,80	58,11%	69,42%
16/07/2012	17:01	915	2,51	0,000042	18,71	19,44	19,59	19,08	19,15	127,57	152,67	55,77%	66,74%
17/07/2012	16:09	1060	1,90	0,000032	18,76	19,74	19,91	19,25	19,34	129,98	152,20	49,05%	57,44%
17/07/2012	16:10	1060	2,33	0,000039	18,98	19,96	20,14	19,47	19,56	158,30	188,52	59,74%	71,14%
17/07/2012	16:11	1060	2,52	0,000042	19,29	20,15	20,31	19,72	19,80	150,73	178,85	56,88%	67,49%
18/07/2012	12:24	975	1,87	0,000031	18,49	19,37	19,63	18,93	19,06	114,85	148,84	47,12%	61,06%
18/07/2012	12:25	975	2,31	0,000039	18,67	19,55	19,79	19,11	19,23	140,30	179,60	57,56%	73,68%
18/07/2012	12:26	975	2,50	0,000042	18,98	19,72	19,94	19,35	19,46	128,45	166,81	52,70%	68,44%
25/07/2012	12:12	875	1,80	0,000030	19,36	20,17	20,37	19,76	19,87	101,39	126,78	46,35%	57,96%
25/07/2012	12:14	875	2,29	0,000038	19,63	20,43	20,61	20,03	20,12	127,77	155,24	58,41%	70,97%
25/07/2012	12:15	875	2,49	0,000041	19,98	20,62	20,78	20,30	20,38	112,27	138,63	51,32%	63,37%
27/07/2012	16:35	920	1,83	0,000031	19,09	19,85	20,18	19,47	19,63	96,87	138,98	42,12%	60,43%
27/07/2012	16:36	920	2,29	0,000038	19,27	20,02	20,36	19,64	19,81	120,01	174,35	52,18%	75,80%
27/07/2012	16:37	920	2,47	0,000041	19,54	20,17	20,48	19,86	20,01	107,24	160,82	46,63%	69,92%

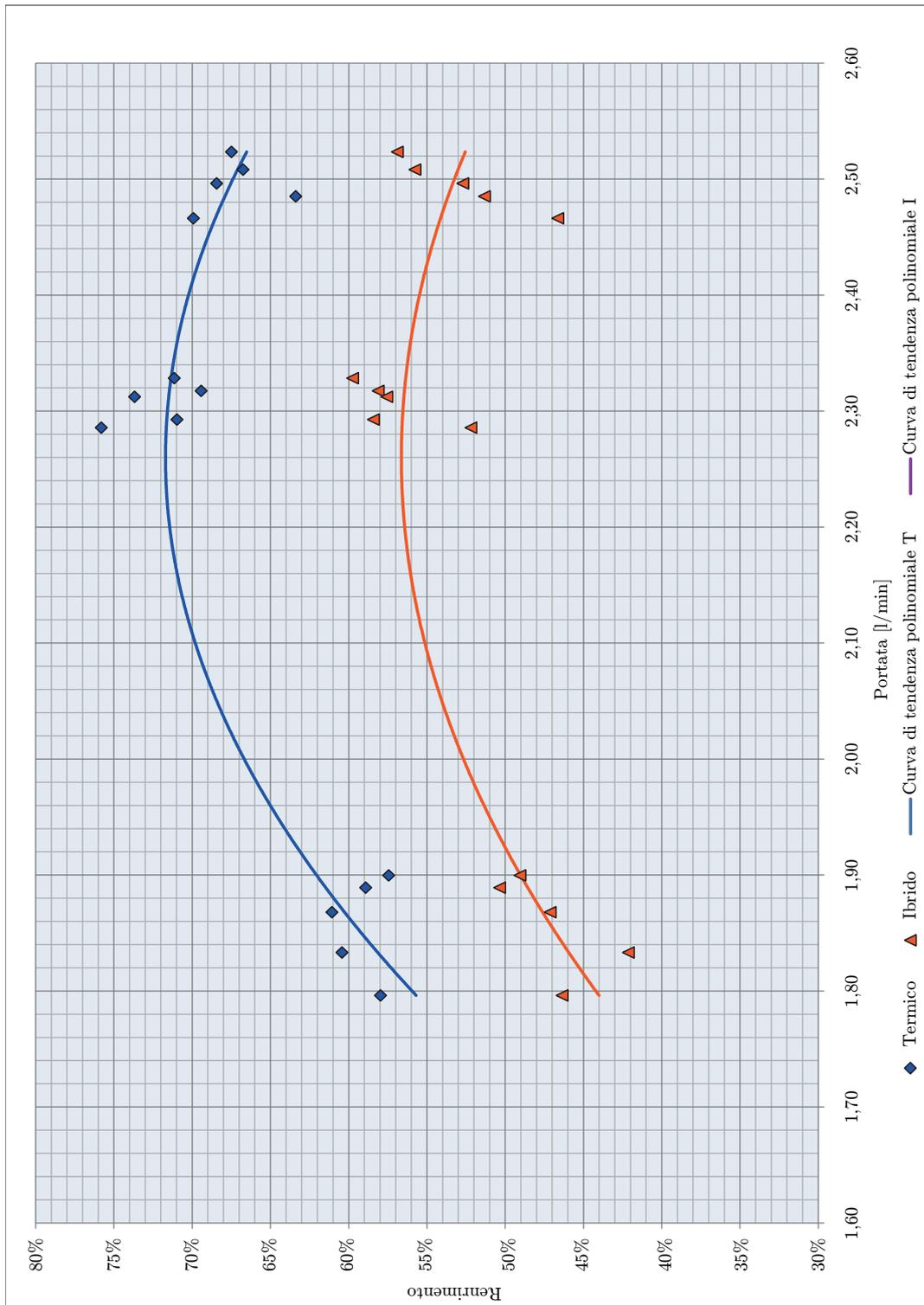


Figura 5.1: Variazione del rendimento in funzione della portata.

5.3 Risultati ottenuti

Le tabelle e i grafici presentati in questa sezione sono relativi alla parte termica della sperimentazione. Si cerca di esplicitare l'andamento del rendimento al variare della temperatura media del pannello. Gli andamenti sussultori che si notano nei grafici, sono dovuti alla variazione delle condizioni climatiche esterne, che anche con un piccolo cambiamento, influiscono notevolmente.

Dati del 16/07/2012

Prima lettura: $I = 950 \text{ W/m}^2$

data	ora	T_{iI} [°C]	T_{oI} [°C]	T_{iT} [°C]	T_{oT} [°C]
16/07/2012	16:53	16,95	17,84	17,25	17,98
16/07/2012	16:53	16,99	17,89	17,27	18,00
16/07/2012	16:53	17,04	17,94	17,32	18,03

Tabella 5.4: Righe del tabulato della prima lettura.

Seconda lettura: $I = 915 \text{ W/m}^2$

data	ora	T_{iI} [°C]	T_{oI} [°C]	T_{iT} [°C]	T_{oT} [°C]
16/07/2012	17:00	18,38	19,36	18,64	19,51
16/07/2012	17:00	18,43	19,38	18,67	19,55
16/07/2012	17:00	18,47	19,39	18,72	19,55

Tabella 5.5: Righe del tabulato della seconda lettura.

Terza lettura: $I = 900 \text{ W/m}^2$

data	ora	T_{iI} [°C]	T_{oI} [°C]	T_{iT} [°C]	T_{oT} [°C]
16/07/2012	17:07	19,68	20,51	19,92	20,57
16/07/2012	17:07	19,71	20,54	19,93	20,63
16/07/2012	17:07	19,78	20,61	19,99	20,63

Tabella 5.6: Righe del tabulato della terza lettura.

Quarta lettura: $I = 870 \text{ W/m}^2$

data	ora	T_{iI} [°C]	T_{oI} [°C]	T_{iT} [°C]	T_{oT} [°C]
16/07/2012	17:16	21,16	22,06	21,25	22,23
16/07/2012	17:16	21,15	22,06	21,28	22,24
16/07/2012	17:16	21,20	22,07	21,30	22,25

Tabella 5.7: Righe del tabulato della quarta lettura.

Medie dei dati:

data	ora	I [W/m^2]	\bar{Q} [m^3/s]	\bar{T}_i [$^{\circ}C$]	\bar{T}_{oI} [$^{\circ}C$]	\bar{T}_{oT} [$^{\circ}C$]
16/07/2012	16:53	950	0,000038	17,14	17,89	18,00
16/07/2012	17:00	915	0,000039	18,55	19,37	19,53
16/07/2012	17:07	900	0,000039	19,83	20,55	20,61
16/07/2012	17:16	870	0,000039	21,22	22,06	22,24

Tabella 5.8: Riepilogo dei dati e delle medie.

Risultati ottenuti:

data	ora	T_{mI} [$^{\circ}C$]	T_{mT} [$^{\circ}C$]	\bar{q}_I [W]	\bar{q}_T [W]	η_I	η_T
16/07/2012	16:53	17,51	17,57	121,03	139,09	50,96%	58,57%
16/07/2012	17:00	18,96	19,04	132,92	158,80	58,11%	69,42%
16/07/2012	17:07	20,19	20,22	115,87	125,52	51,50%	55,79%
16/07/2012	17:16	21,64	21,73	135,45	164,34	62,28%	75,56%

Tabella 5.9: Risultati ottenuti.

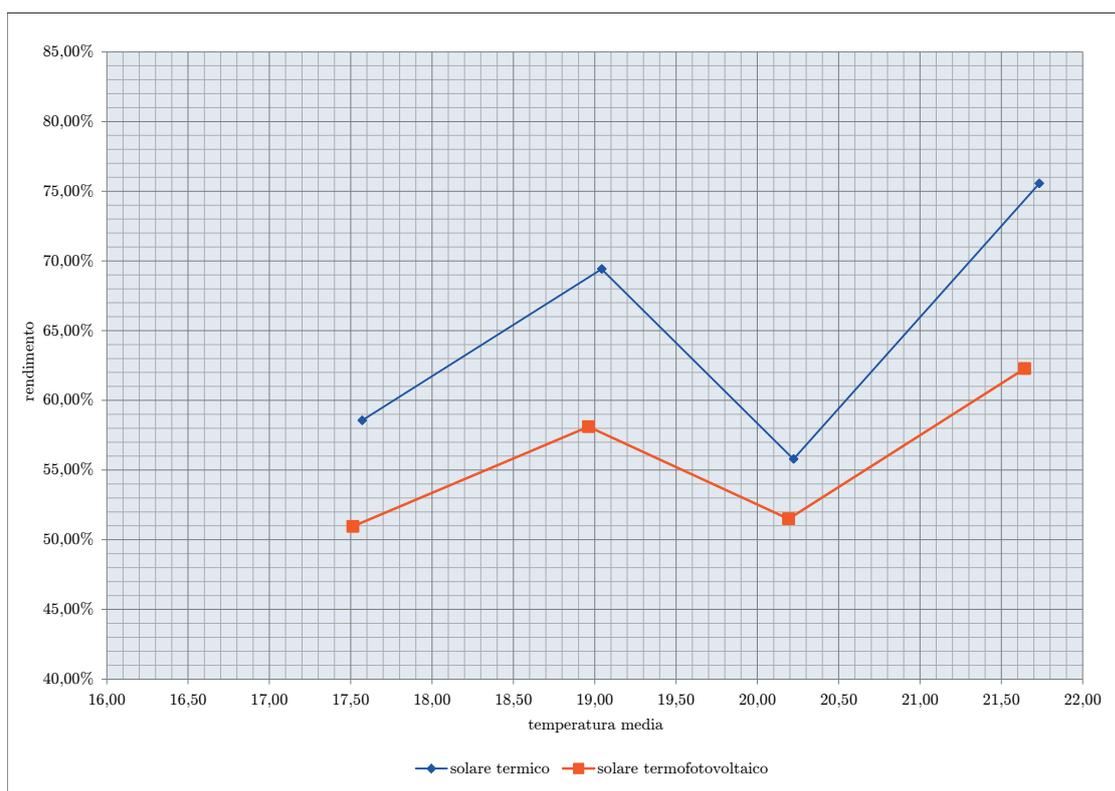


Figura 5.2: Andamento del rendimento riferito alle temperature medie dei pannelli.

Dati del 17/07/2012

Prima lettura: $I = 940 \text{ W/m}^2$

data	ora	T_{iI} [°C]	T_{oI} [°C]	T_{iT} [°C]	T_{oT} [°C]
17/07/2012	17:18	16,40	17,28	16,58	17,36
17/07/2012	17:19	16,46	17,35	16,65	17,41
17/07/2012	17:19	16,53	17,41	16,72	17,49

Tabella 5.10: Righe del tabulato della prima lettura.

Seconda lettura: $I = 910 \text{ W/m}^2$

data	ora	T_{iI} [°C]	T_{oI} [°C]	T_{iT} [°C]	T_{oT} [°C]
17/07/2012	17:28	18,10	19,14	18,26	19,32
17/07/2012	17:28	18,15	19,16	18,33	19,35
17/07/2012	17:28	18,20	19,18	18,37	19,38

Tabella 5.11: Righe del tabulato della seconda lettura.

Terza lettura: $I = 890 \text{ W/m}^2$

data	ora	T_{iI} [°C]	T_{oI} [°C]	T_{iT} [°C]	T_{oT} [°C]
17/07/2012	17:35	19,69	20,51	19,81	20,58
17/07/2012	17:35	19,72	20,52	19,85	20,64
17/07/2012	17:35	19,75	20,57	19,87	20,66

Tabella 5.12: Righe del tabulato della terza lettura.

Medie dei dati:

data	ora	I [W/m^2]	\bar{Q} [m^3/s]	\bar{T}_i [$^{\circ}C$]	\bar{T}_{oI} [$^{\circ}C$]	\bar{T}_{oT} [$^{\circ}C$]
17/07/2012	17:19	940	0,000040	16,56	17,34	17,42
17/07/2012	17:28	910	0,000040	18,24	19,16	19,35
17/07/2012	17:35	890	0,000040	19,78	20,53	20,62

Tabella 5.13: Riepilogo dei dati e delle medie.

Risultati ottenuti:

data	ora	T_{mI} [$^{\circ}C$]	T_{mT} [$^{\circ}C$]	\bar{q}_I [W]	\bar{q}_T [W]	η_I	η_T
17/07/2012	17:19	16,95	16,99	130,41	143,17	55,49%	60,92%
17/07/2012	17:28	18,70	18,79	152,58	184,25	67,07%	80,99%
17/07/2012	17:35	20,16	20,20	123,89	138,89	55,68%	62,42%

Tabella 5.14: Risultati ottenuti.

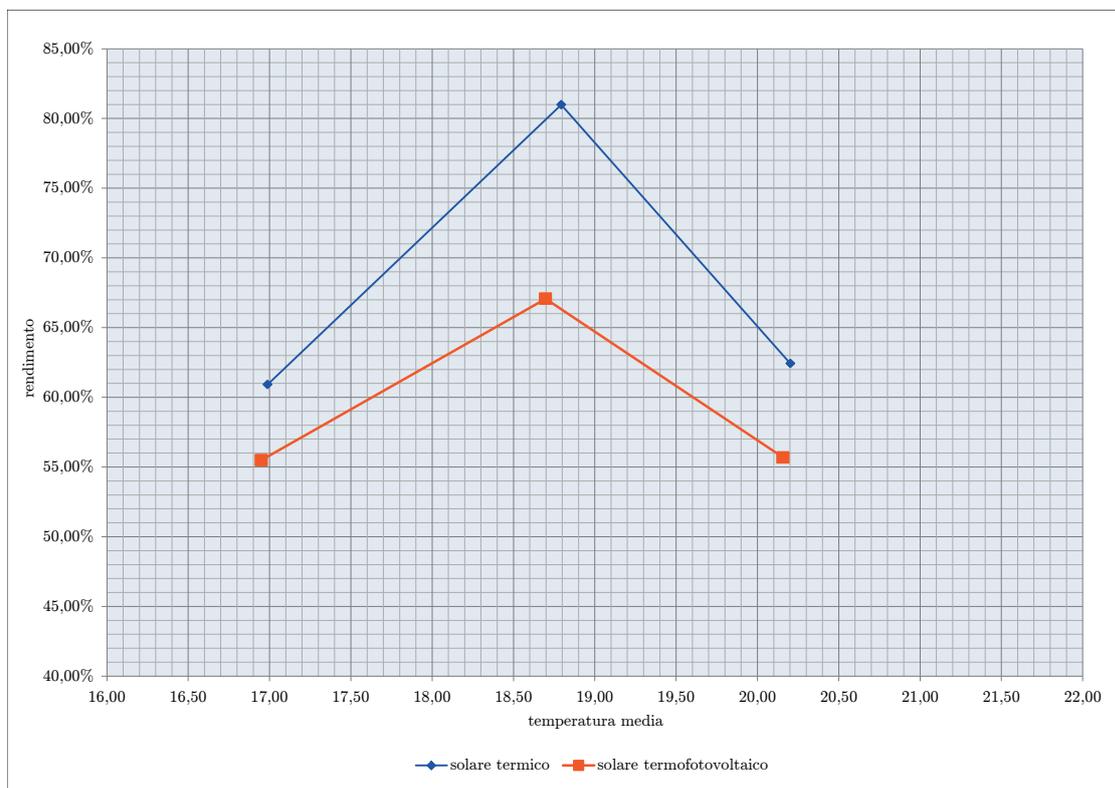


Figura 5.3: Andamento del rendimento riferito alle temperature medie dei pannelli.

Dati del 18/07/2012

Prima lettura: $I = 920 \text{ W/m}^2$

data	ora	T_{iI} [°C]	T_{oI} [°C]	T_{iT} [°C]	T_{oT} [°C]
18/07/2012	12:14	16,55	17,27	16,69	17,42
18/07/2012	12:14	16,63	17,36	16,79	17,52
18/07/2012	12:14	16,66	17,36	16,83	17,56

Tabella 5.15: Righe del tabulato della prima lettura.

Seconda lettura: $I = 975 \text{ W/m}^2$

data	ora	T_{iI} [°C]	T_{oI} [°C]	T_{iT} [°C]	T_{oT} [°C]
18/07/2012	12:25	18,60	19,55	18,74	19,79
18/07/2012	12:25	18,59	19,55	18,76	19,80
18/07/2012	12:25	18,57	19,54	18,79	19,78

Tabella 5.16: Righe del tabulato della seconda lettura.

Terza lettura: $I = 985 \text{ W/m}^2$

data	ora	T_{iI} [°C]	T_{oI} [°C]	T_{iT} [°C]	T_{oT} [°C]
18/07/2012	12:33	20,29	21,11	20,55	21,33
18/07/2012	12:33	20,45	21,21	20,66	21,45
18/07/2012	12:33	20,47	21,27	20,66	21,50

Tabella 5.17: Righe del tabulato della terza lettura.

Medie dei dati:

data	ora	I [W/m^2]	\bar{Q} [m^3/s]	\bar{T}_i [$^{\circ}C$]	\bar{T}_{oI} [$^{\circ}C$]	\bar{T}_{oT} [$^{\circ}C$]
18/07/2012	12:14	920	0,000039	16,69	17,33	17,50
18/07/2012	12:25	975	0,000039	18,67	19,55	19,79
18/07/2012	12:33	985	0,000039	20,51	21,20	21,43

Tabella 5.18: Riepilogo dei dati e delle medie.

Risultati ottenuti:

data	ora	T_{mI} [$^{\circ}C$]	T_{mT} [$^{\circ}C$]	\bar{q}_I [W]	\bar{q}_T [W]	η_I	η_T
18/07/2012	12:14	17,01	17,10	102,91	130,99	44,74%	56,95%
18/07/2012	12:25	19,11	19,23	140,30	179,60	57,56%	73,68%
18/07/2012	12:33	20,85	20,97	110,05	147,68	44,69%	59,97%

Tabella 5.19: Risultati ottenuti.

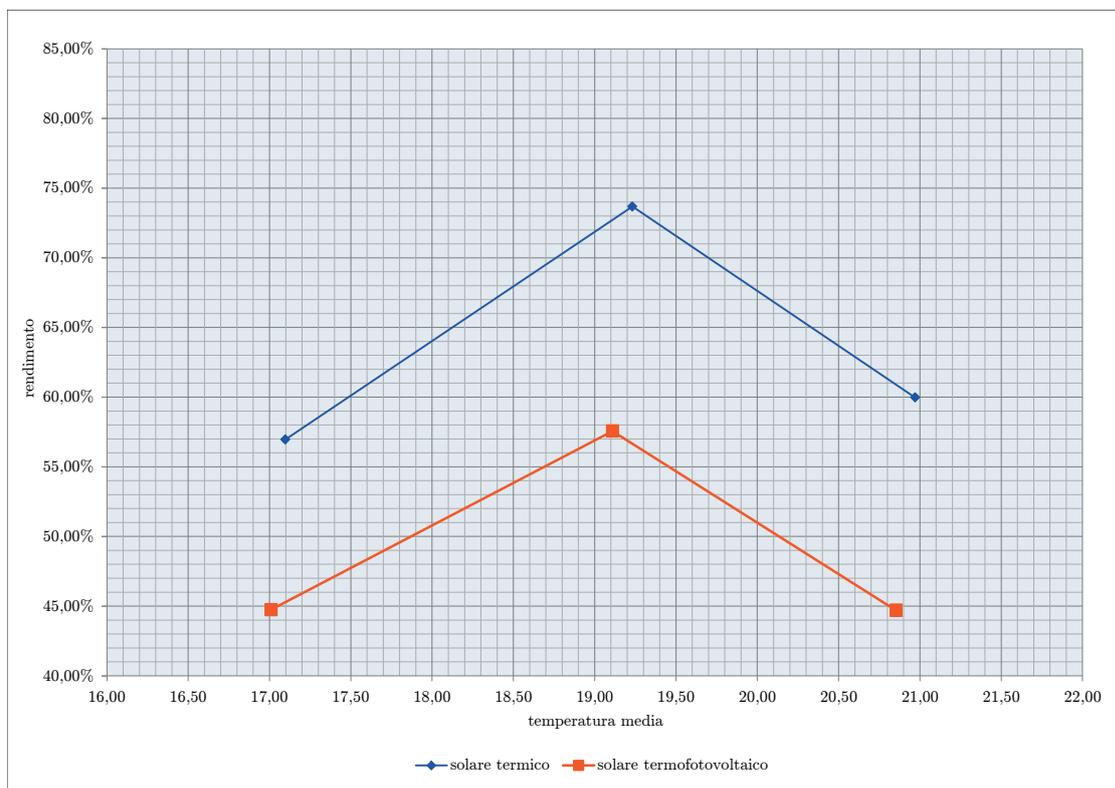


Figura 5.4: Andamento del rendimento riferito alle temperature medie dei pannelli.

5.4 Confronto tra i pannelli solari

Qui vediamo alcune delle misurazioni più rilevanti, e sono riportati ed evidenziati i rapporti di perdita di potenza del pannello ibrido nei confronti del solare classico e i rapporti di incremento della tensione del pannello ibrido rispetto a quello fotovoltaico.

data	ora	I [W/m^2]	\bar{Q} [m^3/s]	\bar{T}_i [$^{\circ}C$]	\bar{q}_I [W]	\bar{q}_T [W]	η_I	η_T	η_I/η_T
16/07/2012	17:16	870	0,000039	21,22	135,45	164,34	62,28%	75,56%	82,42%
17/07/2012	16:10	1060	0,000039	18,98	158,30	188,52	59,74%	71,14%	83,97%
17/07/2012	17:28	910	0,000040	18,24	152,58	184,25	67,07%	80,99%	82,81%
18/07/2012	12:25	975	0,000039	18,67	140,30	179,60	57,56%	73,68%	78,12%
18/07/2012	15:31	1040	0,000039	20,74	163,62	183,92	62,93%	70,74%	88,97%
18/07/2012	17:00	930	0,000039	18,72	135,63	164,62	58,34%	70,80%	82,39%
25/07/2012	12:14	875	0,000038	19,63	127,77	155,24	58,41%	70,97%	82,31%

data	ora	I [W/m^2]	V_{Ia} [V]	V_{Fa} [V]	V_{Ic} [V]	V_{Fc} [V]	V_{Ia}/V_{Fa}	V_{Ic}/V_{Fc}
16/07/2012	17:16	870	6,83	5,56	6,24	5,03	122,84%	124,06%
17/07/2012	16:10	1060	6,81	5,42	6,27	4,94	125,65%	126,92%
17/07/2012	17:28	910	6,86	5,49	6,24	4,98	124,95%	125,30%
18/07/2012	12:25	975	6,82	5,48	6,26	4,95	124,45%	126,46%
18/07/2012	15:31	1040	6,77	5,31	6,24	4,83	127,50%	129,19%
18/07/2012	17:00	930	6,85	5,48	6,30	4,96	125,00%	127,02%
25/07/2012	12:14	875	6,80	5,50	6,25	4,98	123,64%	125,50%



Figura 5.5: Confronto tra la potenza termica utile del pannello ibrido e del pannello termico.

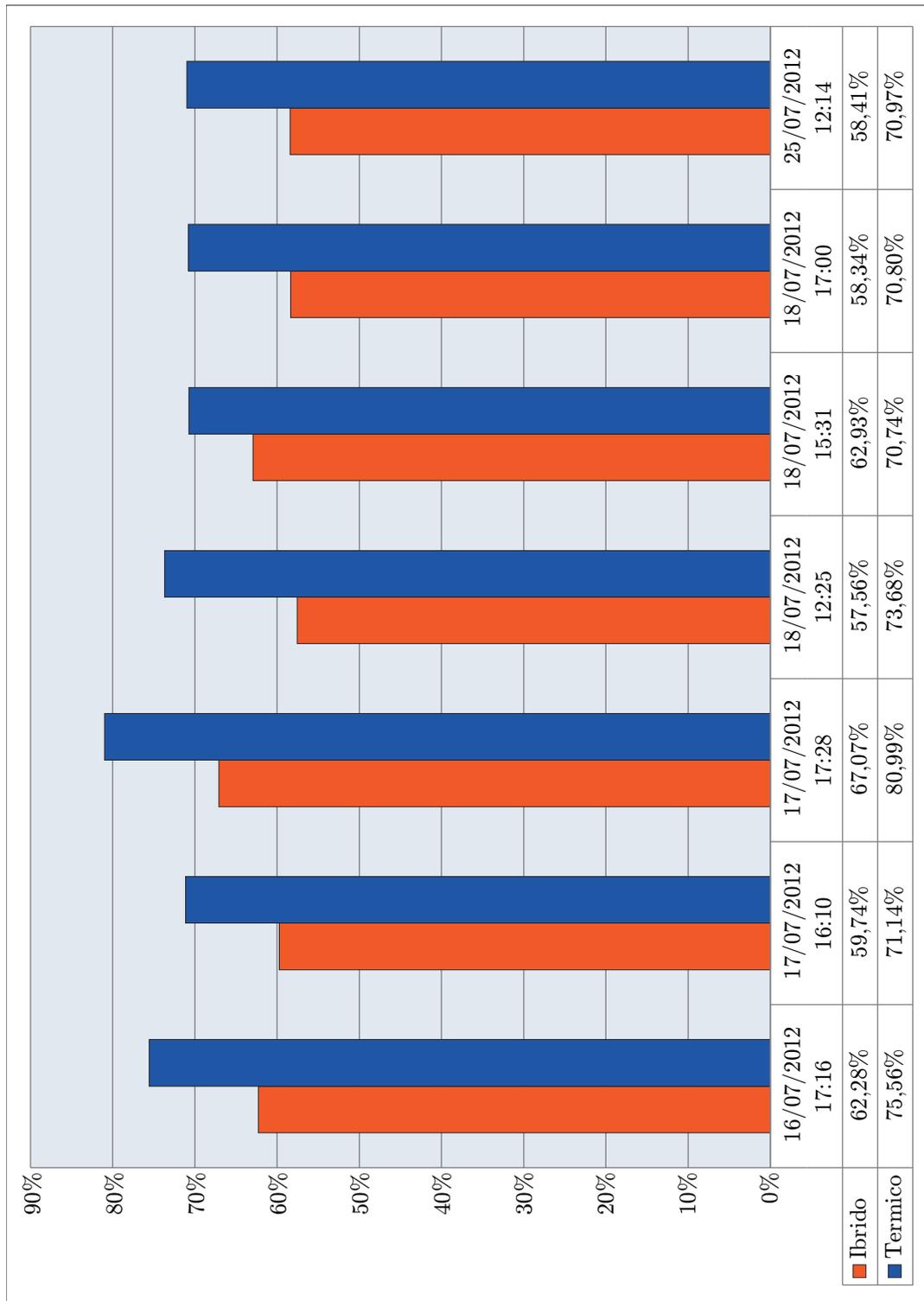


Figura 5.6: Confronto tra i rendimenti del pannello ibrido e del pannello termico.

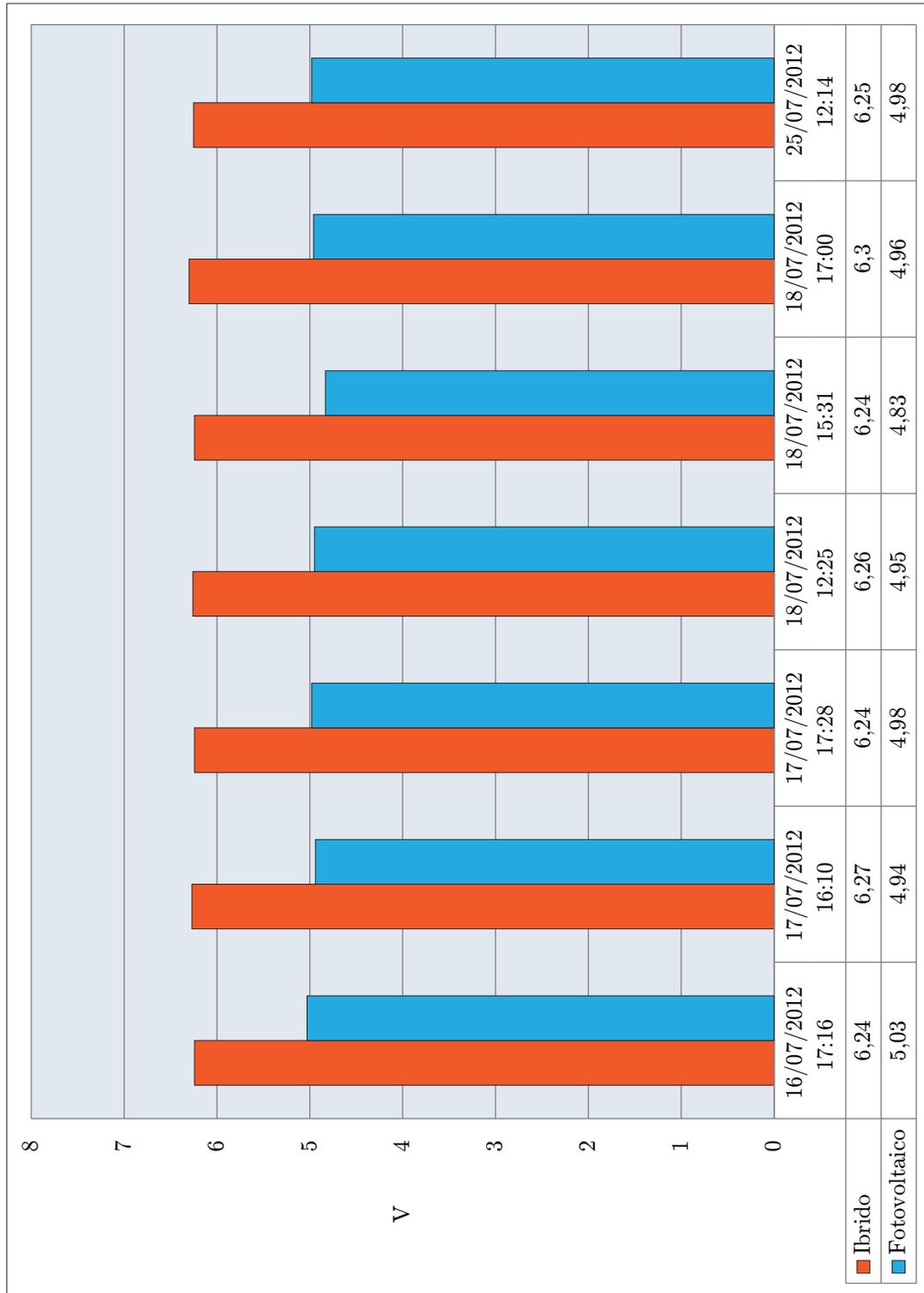


Figura 5.7: Confronto tra il voltaggio a circuito aperto del pannello ibrido e del pannello fotovoltaico.

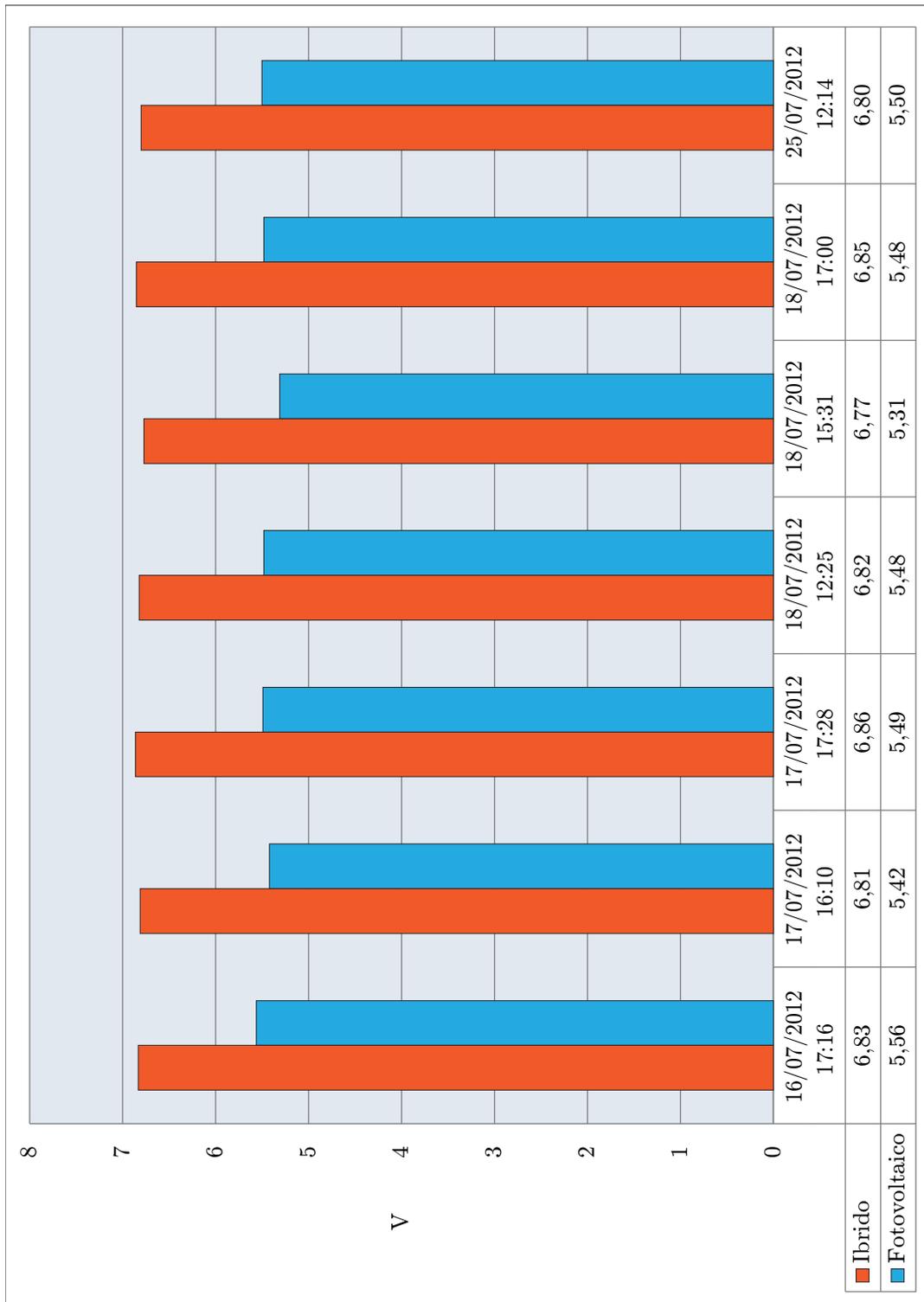


Figura 5.8: Confronto tra il voltaggio a circuito chiuso del pannello ibrido e del pannello fotovoltaico.

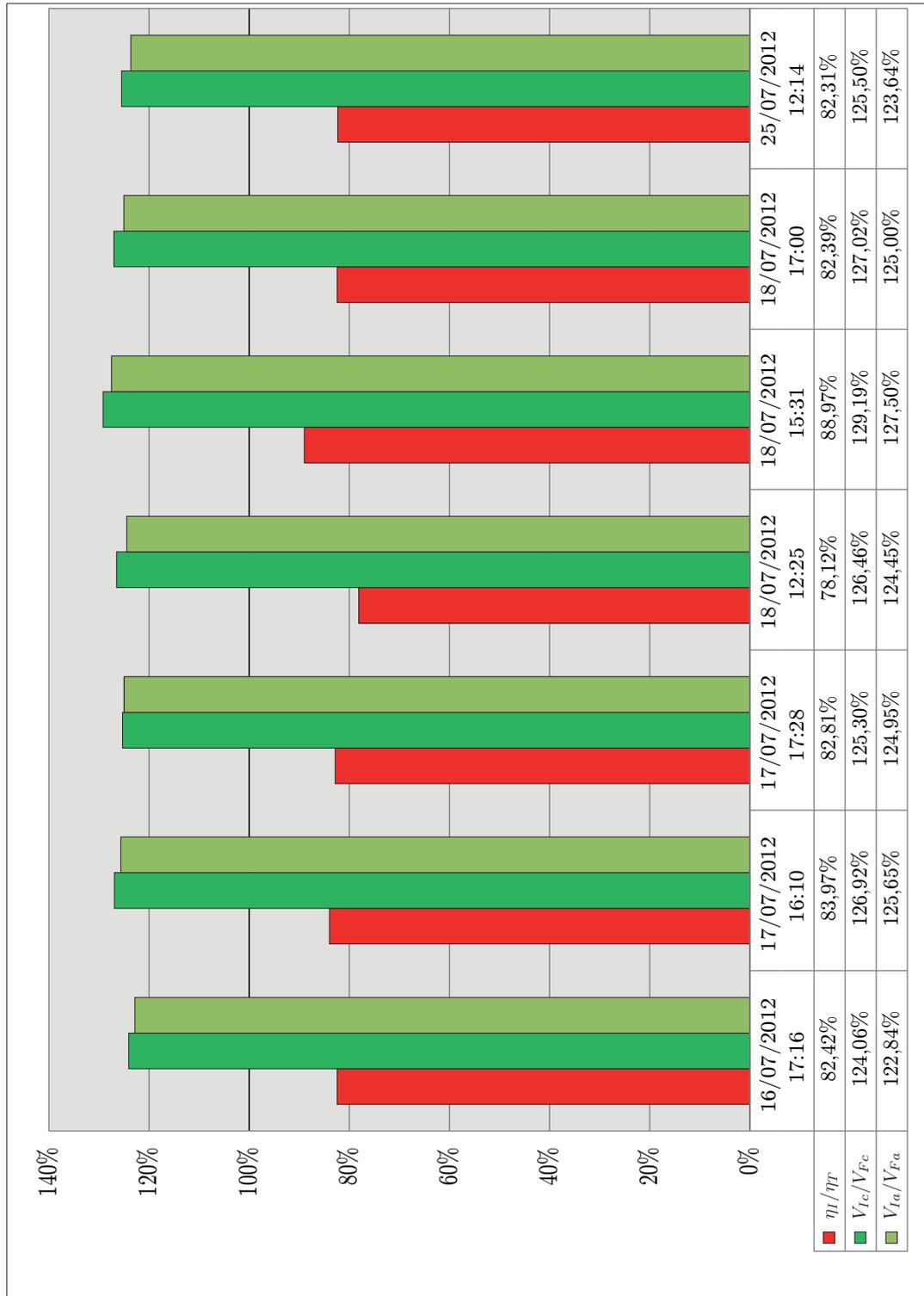


Figura 5.9: Grafico riassuntivo dei rapporti di: efficienza termica (η_I/η_T); voltaggio a circuito chiuso (V_{Ic}/V_{Fc}); voltaggio a circuito aperto (V_{Ia}/V_{Fa}).

Capitolo 6

Conclusioni

In seguito alle sperimentazioni condotte si possono trarre conclusioni sia per quanto riguarda il rendimento termico, sia per quanto riguarda quello elettrico.

Per ciò che concerne il rendimento termico si osserva che il pannello ibrido produce mediamente una potenza termica pari all'80% di quella prodotta dal collettore solare standard. La differenza di potenza termica prodotta dalle due tecnologie e quindi i diversi rendimenti sono giustificate dai seguenti fattori:

- la superficie captante è costituita per la maggior parte da celle fotovoltaiche che presentano un coefficiente di assorbimento minore rispetto ad una superficie nera;
- l'energia della radiazione incidente si converte in una parte elettrica ed una termica;
- la superficie delle celle fotovoltaiche assorbe e trasferisce energia al dissipatore inferiore vincendo una resistenza termica che causa inevitabilmente delle perdite.

Inoltre va precisato che la differenza tra le due curve di rendimento di riduce soprattutto nelle ore centrali della giornata e nelle stagioni estiva e tende ad aumentare durante quella invernale.

A livello elettrico si nota invece un incremento medio dell'efficienza di circa il 20%: rispetto al fotovoltaico classico tale incremento è attribuibile alla minor temperatura di funzionamento delle celle poiché vengono raffreddate dallo scambiatore di calore.

Le caratteristiche del pannello termo-fotovoltaico lo rendono una tecnologia interessante: da un lato presenta una minor necessità di superficie per produrre una pari quantità di energia elettrica, dall'altro rende disponibile energia termica a bassa temperatura (doppio output energetico dallo stesso pannello) che si presta

ad essere sfruttata in impianti a pompa di calore (il vantaggio è dovuto al maggiore tempo di operatività della stessa rispetto il pannello classico), geotermici (utilizzati anche come buffer per il calore in eccesso) e, soprattutto nel periodo estivo, per il riscaldamento di piscine.

I vantaggi dimostrati dalle prove sperimentali del pannello ibrido potranno essere incrementati da nuove ricerche e studi applicativi che portino ad una ulteriore ottimizzazione sia dal punto di vista tecnico (coefficienti di assorbimento e riflessione delle celle, diminuzione delle resistenze termiche tra celle e assorbitore, geometrie dello scambiatore), sia economico.

Ringraziamenti

Prof. Ing. Giampietro Fabbri

La ringrazio per avermi dato l'opportunità di svolgere ricerche su tematiche da me desiderate e per avermi fatto lavorare a questo progetto.

Ing. Matteo Greppi

La ringrazio per avermi guidato durante lo svolgimento della sperimentazione e per avermi dato consiglio durante la stesura della tesi.

I miei famigliari

Vi ringrazio tutti per aver creduto in me e per avermi spronato a continuare. In particolare ringrazio Bellagamba Sara, Barbieri Lando e Barbieri Edoardo che hanno avuto la sfortuna di dovermi sopportare durante questi anni di studio.

Tutti gli amici

Vi ringrazio per avermi regalato momenti di svago e spensieratezza che sono stati di grande aiuto in questi anni di studi intensi. Con voi sono riuscito a superare anche i momenti più difficili.

Dott. Giacomo Gridelli

A te va un ringraziamento particolare per essere un compagno di studi insostituibile, per essere sempre disponibile in caso di bisogno e soprattutto per essere un amico di cui mi posso fidare senza remore. E ricordati che il risultato è mucca.

