

# **POLITECNICO DI MILANO**

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea in  
Ingegneria Energetica



## **Analisi sperimentale di pannelli fotovoltaici termici innovativi presso il SolarTech Lab**

Relatore: Prof. Giampaolo Manzolini

Correlatore: Ing. Gioele Di Marcoberardino

Tesi di Laurea di:

Marta Rizzini

Matr. 787570

Anno Accademico 2014-2015



# Ringraziamenti

Per questo mio lavoro vorrei ringraziare prima di tutto il Professor Giampaolo Manzolini per avermi offerto l'opportunità di svolgere la tesi nel laboratorio SolarTech e per avermi seguita con tanta disponibilità.

Ringrazio Gioele Di Marcoberardino che mi ha aiutata tantissimo nello svolgimento dell'elaborato e nell'attività di laboratorio, rispondendo con infinita pazienza ad ogni mio dubbio.

Matteo Farina per i confronti, i consigli costruttivi e il supporto decisivo negli ultimi giorni.

Un grazie speciale ai miei genitori per avermi permesso di studiare al Politecnico, scelta che ha richiesto tempo e sforzi ma che rifarei con assoluta certezza perché era quello che desideravo e ora ci sono arrivata. Grazie anche ai miei famigliari per il sostegno da vicino e da lontano.

Grazie a Eleonora, Stefano, Alessio, Roberto, Andrea, Giacomo, Fabio, e i chi con loro mi ha fatto accompagnare durante questi anni di studio insieme.

Infine grazie anche a Francesco per il suo contributo finale e il supporto costante.

# Indice Generale

<b>Ringraziamenti</b> .....	<b>I</b>
<b>Elenco delle Figure</b> .....	<b>V</b>
<b>Elenco delle Tabelle</b> .....	<b>VII</b>
<b>Sommario</b> .....	<b>1</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>1</b>
<b>Introduzione</b> .....	<b>2</b>
<b>Capitolo 1 Sistemi di conversione dell'energia solare</b> .....	<b>5</b>
<b>1.1 Solare fotovoltaico</b> .....	<b>5</b>
1.1.1 Rendimento fotovoltaico e fattori di perdita	7
1.1.2 Aspetti elettrici	10
1.1.3 Effetti dell'ombreggiamento	10
<b>1.2 Solare termico</b> .....	<b>12</b>
1.2.1 Bilancio Energetico	12
1.2.2 Definizione del rendimento	14
<b>Capitolo 2 Sistemi termo-fotovoltaici</b> .....	<b>17</b>
<b>2.1 Tipologie di pannelli termo-fotovoltaici</b> .....	<b>17</b>
2.1.1 PVT raffreddato ad aria	17
2.1.2 PVT raffreddato ad acqua	18
2.1.3 PVT raffreddato a fluido refrigerante	19
2.1.4 PVT bi-fluid	19
<b>2.2 Lavori sperimentali</b> .....	<b>20</b>
<b>2.3 Applicazioni</b> .....	<b>20</b>
<b>Capitolo 3 Apparato sperimentale</b> .....	<b>25</b>
<b>3.1 Descrizione dei PVT analizzati</b> .....	<b>25</b>
3.1.1 Tegola PVT	26
3.1.2 Tegola termica	28
3.1.3 PVT con scambiatore in alluminio Roll Bond	28
3.1.4 PVT Fototherm di riferimento	31

3.1.5 Effetti del collegamento in serie	32
<b>3.2 Acquisizione dei dati meteo</b>	<b>32</b>
<b>3.3 Descrizione del circuito idraulico</b>	<b>35</b>
<b>Capitolo 4 Metodologia</b>	<b>37</b>
<b>4.1 Metodo di calcolo</b>	<b>37</b>
4.1.1 Ora solare e ora standard	37
4.1.2 Calcolo dell'angolo di incidenza	38
4.1.3 Calcolo dell'irradianza totale incidente	40
4.1.4 Calcolo del rendimento	40
<b>4.2 Criterio di stabilità</b>	<b>41</b>
<b>4.3 Determinazione dell'incertezza di misura</b>	<b>46</b>
<b>Capitolo 5 Analisi dei risultati</b>	<b>57</b>
<b>5.1 Metodi di analisi e confronto</b>	<b>57</b>
5.1.1 Effetti dell'inerzia termica e calcolo dei valori medi	57
5.1.2 Confronto delle prestazioni a diverse temperature e correzione del rendimento	58
<b>5.2 1° Configurazione: Tegole termo-fotovoltaiche</b>	<b>60</b>
5.2.1 Analisi termica e confronto tra le Tegole PVT	63
5.2.2 Analisi elettrica	68
<b>5.3 2° Configurazione: Tegola termica e pannello PVT con scambiatore in alluminio ROLL-BOND</b>	<b>70</b>
5.3.1 Analisi termica	71
5.3.2 Analisi elettrica	75
<b>5.4 3° Configurazione: Tegola termica e pannello PVT con scambiatore in alluminio di tipo ROLL-BOND di seconda generazione</b>	<b>76</b>
5.4.1 Analisi termica	77
5.4.2 Analisi elettrica	79
<b>5.5 4° Configurazione: ROLL-BOND di seconda e terza generazione</b>	<b>81</b>
5.5.1 Analisi termica	82
5.5.2 Analisi elettrica	87
<b>5.6 Confronto tra le tre tipologie di PVT con scambiatore di tipo roll bond</b>	<b>90</b>

<b>Capitolo 6 Conclusioni</b> .....	<b>93</b>
<b>Allegati</b> .....	<b>96</b>
<b>Allegato 1: Sezione della Tegola</b> .....	<b>96</b>
<b>Allegato 2: Pianta del laboratorio Solar Tech</b> .....	<b>97</b>
<b>Elenco dei simboli</b> .....	<b>98</b>
<b>Bibliografia</b> .....	<b>100</b>

## Elenco delle Figure

Figura 1.1 - Giunzione p-n.....	6
Figura 1.2 - Schema cella fotovoltaica.....	6
Figura 1.3 - Schema costruttivo di un pannello fotovoltaico .....	7
Figura 1.4 - Circuito equivalente di una cella fotovoltaica e curva caratteristica .....	8
Figura 1.5 - Effetti della variazione delle resistenze sulle curve caratteristiche .....	9
Figura 1.6 - Effetti della variazione di temperatura e radiazione sul funzionamento del pannello.....	10
Figura 1.7 - Schema di funzionamento del diodo di bypass .....	11
Figura 1.8 - Funzionamento del diodo di bypass.....	11
Figura 1.9 - Sezione di un collettore solare piano .....	12
Figura 1.10 - Prodotto trasmittanza-assorbanza.....	13
Figura 2.1 - Classificazione PVT ad aria .....	18
Figura 2.2 - Classificazione PVT ad acqua .....	19
Figura 2.3 - Schema semplificato di un impianto con PVT utilizzati per il riscaldamento ambiente e di acqua calda sanitaria .....	21
Figura 2.4 - PVT integrato a macchina ad assorbimento a mezzo effetto.....	22
Figura 2.5 - Schema di una pompa di calore elioassistita (SAHP) combinata a un PVT .....	23
Figura 3.1 - Tegole PVT .....	27
Figura 3.2 - A sinistra dettaglio dell'assorbitore applicato sotto il modulo PV della tegola, a destra esempio di installazione delle tegole PVT .....	27
Figura 3.3 - Dettaglio dell'innesto idraulico tra una tegola PVT e la successiva ....	28
Figura 3.4 - A partire da sinistra: tegola termica e roll-bond di prima generazione	29
Figura 3.5 - Dettaglio dello scambiatore roll-bond del pannello di 1° generazione	29
Figura 3.6 - Collegamento in serie di quattro pannelli PVT Fototherm .....	31
Figura 3.7 - Schema della centralina meteo .....	34
Figura 3.8 - Eliofanometro (destra) e Piranometro (sinistra) .....	35
Figura 3.9 - Schema funzionale circuito idraulico .....	36
Figura 4.1 - Equazione del tempo.....	37
Figura 4.2 - Angolo di incidenza per una superficie inclinata.....	40
Figura 4.3 - Percentuale di dati che superano il criterio al variare del criterio di stabilità sulla temperatura del fluido per uno dei giorni di raccolta dati .....	42
Figura 4.4 - Dati filtrati sulla portata per uno dei giorni di raccolta dati .....	43
Figura 4.5 - Dati di irradianza prima (sopra) e dopo (sotto) il criterio di stabilità ...	45
Figura 4.6 - Misuratori di portata installati sul ramo 1 (sinistra) e sul ramo 2 (destra) .....	50
Figura 4.7 - RTD Conax .....	51
Figura 5.1 - Andamento della temperatura media dei pannelli durante il giorno 19 febbraio (dati filtrati).....	58

Figura 5.2 - Curva caratteristica del costruttore e curva caratteristica sperimentale dei moduli PVT Fototherm di riferimento per la correzione del rendimento .....	59
Figura 5.3 - Dati filtrati della potenza termica specifica del giorno 4 agosto 2014..	62
Figura 5.4 - Rendimento termico per il giorno 4 agosto 2014, dati filtrati, riferimento non corretto.....	63
Figura 5.5 - Rendimento delle Tegole PVT a confronto con 4 PVT Fototherm di riferimento collegati in serie. La correzione sul rendimento del riferimento non è ancora stata applicata .....	64
Figura 5.6 – Andamento della velocità media e massima del vento il 23 ottobre 2014 .....	66
Figura 5.7- Risultati riassuntivi della prima configurazione.....	68
Figura 5.8 - Rendimento elettrico a confronto per le tegole PVT e il riferimento, nel giorno 5 agosto.....	70
Figura 5.9 - Potenza termica specifica istantanea per il giorno 19 dicembre, relativa alla tegola termica, al riferimento e al roll-bond 1.....	72
Figura 5.10 – Rendimento termico istantaneo per il giorno 19 dicembre, relativo alla tegola termica, al riferimento (non corretto) e al roll-bond 1 .....	73
Figura 5.11 - Energia elettrica prodotta durante il 19 dicembre dal roll-bond di 1° tipo e un modulo fotovoltaico tradizionale .....	76
Figura 5.12 - Dati riassuntivi della 3° configurazione con correzione del rendimento di riferimento.....	79
Figura 5.13 - Potenza elettrica a confronto per il ROLL-BOND_2 e un PVT di riferimento.....	80
Figura 5.14 - Energia elettrica prodotta a confronto per il ROLL-BOND_2 e un PVT di riferimento.....	81
Figura 5.15 – Rendimento istantaneo di un giorno senza vento (12 marzo).....	83
Figura 5.16 - Rendimento istantaneo di un giorno con raffiche di vento (1 aprile). 84	
Figura 5.17 – Calo della potenza elettrica istantanea a causa dell'ombreggiamento .....	84
Figura 5.18 - Dati riassuntivi della 4° configurazione con indicazione della velocità del vento.....	86
Figura 5.19 – Confronto tra la potenza elettrica generata tra il roll bond 2 e 3 .....	88
Figura 5.20 - Confronto tra la potenza elettrica generata tra il roll bond 3 e il PVT Fototherm .....	88
Figura 5.21 - Confronto tra la potenza elettrica generata tra il roll bond 3 e un PV tradizionale.....	89
Figura 5.22 Curva caratteristica del Roll-Bond 2 ottenuta per il 18 febbraio.....	90
Figura 5.23 - Curva caratteristica del Roll-Bond 3 ottenuta per il 12 marzo .....	90



## Elenco delle Tabelle

Tabella 3.1 - Schema riassuntivo delle configurazioni dell'impianto .....	25
Tabella 3.2 - Denominazione degli inverter connessi ai PV e PVT analizzati .....	26
Tabella 3.3 - Proprietà termiche e fisiche del composto polimerico (40%) e paraffina (60%).....	31
Tabella 4.1 - Accuratezza di misura delle RTD di classe B al variare della temperatura, secondo gli standard IEC 751 .....	51
Tabella 5.1 - Condizioni operative durante le misurazioni della 1° Configurazione	61
Tabella 5.2 - Risultati prove sperimentali di picco della 1° configurazione.....	65
Tabella 5.3 - Risultati medi della prima configurazione .....	67
Tabella 5.4 - Risultati della prima configurazione, con rendimento del riferimento corretto .....	67
Tabella 5.5 - Sintesi dei dati elettrici per la 1° configurazione.....	69
Tabella 5.6 - Condizioni operative durante le misurazioni della 2° Configurazione	71
Tabella 5.7 - Risultati di picco della seconda configurazione.....	74
Tabella 5.8- Risultati medi della seconda configurazione.....	74
Tabella 5.9 - Risultati riassuntivi della seconda configurazione, valori di rendimento di riferimento corretti .....	75
Tabella 5.10 - Risultati elettrici del 19 dicembre a confronto .....	75
Tabella 5.11 - Giornate di rilevamento dati per la 3° configurazione e condizioni di misura.....	77
Tabella 5.12 - Dati termici medi della 3° configurazione .....	77
Tabella 5.13 - Dati termici di picco della 3° configurazione .....	78
Tabella 5.14 - Dati riassuntivi della 3° configurazione con correzione del rendimento di riferimento.....	78
Tabella 5.17 - Risultati elettrici per la 3° configurazione.....	80
Tabella 5.18 - Giornate di rilevamento dati per la 4° configurazione e condizioni di misura.....	81
Tabella 5.19 - Dati termici medi della 4° configurazione .....	82
Tabella 5.20 - Dati riassuntivi della 4° configurazione con correzione del rendimento di riferimento.....	85
Tabella 5.21 – Risultati elettrici per la 4° configurazione .....	87
Tabella 5.16 - Confronto tra ROLL-BOND_1 e ROLL-BOND_2	Errore. Il segnalibro non è definito.



# Sommario

Il lavoro di tesi descrive l'analisi sperimentale di pannelli fotovoltaici termici (PVT) innovativi in condizioni di funzionamento operative reali. Lo studio ha indagato le prestazioni elettriche e termiche di alcuni pannelli raffreddati ad acqua, classificabili in due tipologie: collettori di tipo sheet-and-tube di dimensioni ridotte concepiti per l'integrazione a tetto, e collettori fotovoltaici con recupero termico realizzato tramite uno scambiatore roll-bond in alluminio. Le prove sperimentali sono state condotte presso il SolarTech Lab, sulla copertura a falda orizzontale del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, grazie alla presenza di un impianto per la caratterizzazione di moduli solari in termini di produzione di energia elettrica e termica.

Il confronto di tali pannelli innovativi con le diverse tipologie di pannelli ibridi già presenti sul mercato e con i pannelli fotovoltaici tradizionali ha confermato i vantaggi nell'utilizzo di collettori ibridi per la produzione combinata di energia elettrica e calore: da uno dei collettori innovativi è stato ottenuto un rendimento termico del 43.5% a 25°C e un rendimento elettrico del 16.6%, mentre i pannelli ibridi commerciali si attestano sul 35.1% a 25°C e sul 15.4% di rendimento elettrico.

**Parole chiave:** pannello fotovoltaico termico, recupero termico, analisi sperimentale, cogenerazione, energia rinnovabile, energia solare

# Abstract

The thesis describes the experimental analysis of innovative photovoltaic/thermal collectors (PV/T) observed in actual operating conditions. The analysis was conducted upon two types of water-cooled collectors: sheet and tube hybrid collectors, conceived for roof integration, and PV panels with heat recovery carried out by a roll-bond aluminium heat exchanger. The measurements were conducted at the SolarTech lab placed on the rooftop of the Energy Department at Politecnico di Milano. The study aims to compare the performances of the two above mentioned collectors with commercial hybrid collectors and photovoltaic ones, proving advantages in using hybrid collectors for combined heat and power production. The advantages in using hybrid collectors for combined heat and power production have been confirmed by the comparison of the above mentioned panels with commercial hybrid cells and traditional photovoltaic panels. Actually, one of the innovative collectors achieved a thermal efficiency of 43.5% at 25 Celsius degrees and an electric efficiency of 16.6%, while the commercial ones stood on 35.1% at 25°C for the thermal and 15.4% for the electric

**Keywords:** photovoltaic/thermal collector, heat recovery, experimental analysis, cogeneration, renewable energy, solar energy



# Introduzione

Nel seguente lavoro di tesi vengono analizzati dal punto di vista sperimentale le prestazioni di alcuni collettori solari termo-fotovoltaici (PV/T) innovativi, installati sul tetto del Dipartimento dell'Energia del Politecnico di Milano. L'ubicazione esterna ha permesso il monitoraggio dei collettori ibridi in condizioni di funzionamento reali, durante un periodo dell'anno comprendente l'inverno e la mezza stagione, in condizioni climatiche differenti ma favorevoli dal punto di vista dell'irradianza solare.

L'obiettivo è l'analisi delle prestazioni termiche ed elettriche di due tipologie di pannelli ibridi di nuova concezione, e il confronto con le tecnologie PV e PVT commerciali esistenti.

Nel primo capitolo si espongono i principi di funzionamento alla base delle tecnologie per lo sfruttamento solare e la produzione di energia termica ed elettrica, soffermando l'attenzione su alcuni aspetti successivamente rilevanti in sede sperimentale.

Nel capitolo due si descrivono le caratteristiche della tecnologia PVT, riassumendone le tipologie costruttive esistenti, presentando alcuni lavori sperimentali di altri autori e le possibili applicazioni.

Nel terzo capitolo si descrive l'apparato sperimentale utilizzato per effettuare le misure sui collettori e acquisire i dati climatici, e si descrivono i pannelli oggetto dello studio: i collettori innovativi sono due PVT di dimensioni ridotte pensati per essere utilizzati come elementi di copertura per gli edifici, e tre pannelli fotovoltaici con un recupero termico realizzato con uno scambiatore roll-bond. Per il confronto si utilizzano quattro pannelli commerciali PVT collegati idraulicamente in serie tra loro, e facenti parte di un circuito idraulico che comprende altri due rami in parallelo sui quali vengono di volta in volta connessi i pannelli da analizzare.

Nel capitolo quarto si espone la metodologia adottata per il calcolo delle prestazioni, di filtraggio dei dati secondo un criterio di stabilità e di determinazione dell'incertezza sui valori di rendimento finali, a partire dall'accuratezza degli strumenti utilizzati per le misurazioni.

Nel quinto ed ultimo capitolo si analizzano i risultati termici ed elettrici ottenuti dai PVT innovativi e si confrontano le prestazioni prendendo come riferimento la serie dei quattro PVT commerciali e alcuni pannelli PV tradizionali presenti in laboratorio.



# Capitolo 1

## Sistemi di conversione dell'energia solare

### 1.1 Solare fotovoltaico

Un impianto solare fotovoltaico è un sistema di conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica, basato sull'effetto fotovoltaico. Tale principio fisico è dato dalla combinazione di due effetti: l'effetto fotoelettrico, che consiste nell'emissione di elettroni da parte di una superficie su cui incide una radiazione elettromagnetica, e l'effetto volta, un fenomeno per cui tra due materiali conduttori posti a contatto si stabilisce una piccola differenza di potenziale. Per ottenere la conversione da energia solare a energia elettrica, si sfrutta una proprietà dei materiali semiconduttori, i quali presentano una distanza energetica tra la banda di valenza e la banda di conduzione superabile con un adeguato apporto energetico. Nel caso del materiale più utilizzato, il silicio, l'apporto energetico richiesto per svincolare un elettrone di valenza e renderlo disponibile alla conduzione è di 1,12 eV. L'energy gap viene fornito dalla radiazione solare, ovvero da un fotone la cui energia dipende dalla lunghezza d'onda, secondo la legge di Planck:

$$E = \frac{h c}{\lambda} \quad (1)$$

da cui si può dedurre che per lunghezze superiori a 1,1  $\mu\text{m}$  il fotone non ha energia sufficiente per produrre un effetto utile. In caso contrario, invece, l'energy gap viene soddisfatto, liberando un elettrone.

Per aumentare questa proprietà del silicio, vengono effettuati due drogaggi con boro e fosforo ottenendo rispettivamente silicio drogato di tipo p e di tipo n, il primo presenta un eccesso di lacune mobili e il secondo un eccesso di cariche negative libere di muoversi. Ponendo a contatto i due materiali si viene a creare uno spostamento di cariche nei pressi della giunzione che dà origine a un campo elettrico molto intenso e contemporaneamente a una differenza di potenziale che si oppone alla diffusione: le lacune del silicio p diffondono verso il silicio n e viceversa gli elettroni del silicio n diffondono verso il tipo p, instaurando una giunzione p-n (Figura 1.1).

# Capitolo 1

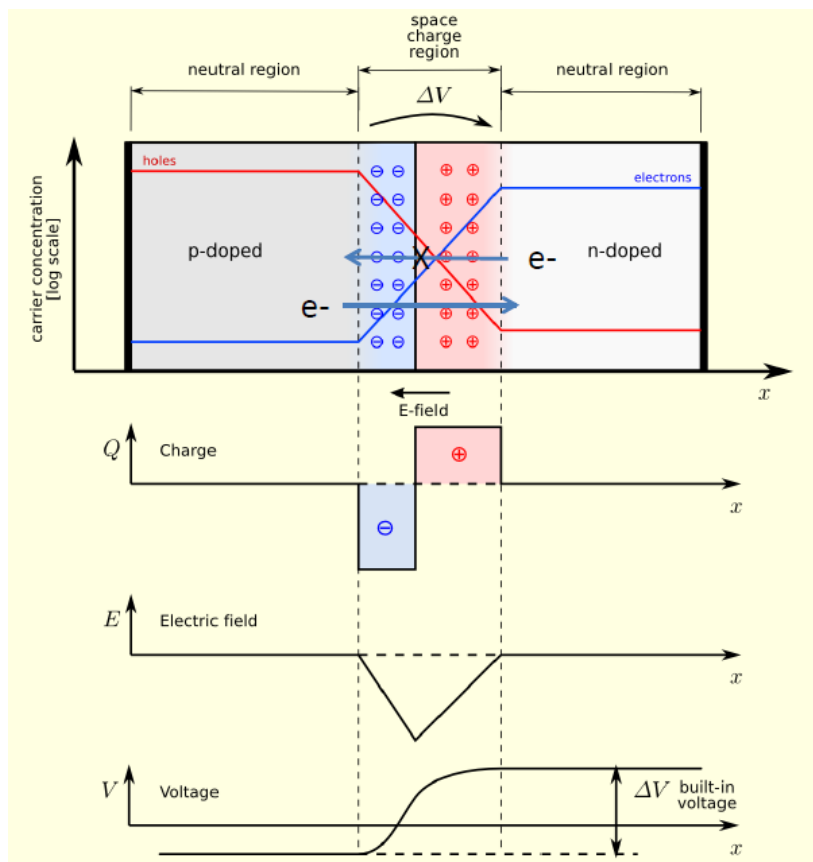


Figura 1.1 - Giunzione p-n

Quando un fotone incide sulla superficie di silicio, avviene una separazione elettrone-lacuna che subisce l'effetto del campo elettrico e, se la ricombinazione viene evitata, l'elettrone compie un moto verso la zona n.

Ponendo dei contatti elettrici all'estremità dei due materiali e chiudendo il circuito su un carico esterno, la differenza di potenziale genera una corrente elettrica, ottenendo una cella fotovoltaica (Figura 1.2).

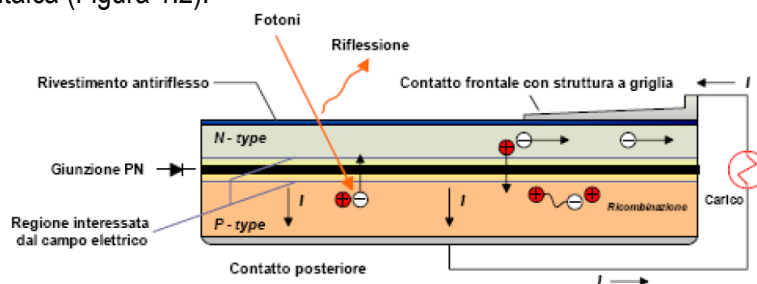


Figura 1.2 - Schema cella fotovoltaica



Lo schema realizzativo completo è mostrato in Figura 1.3 e comprende una copertura superiore in vetro temperato per la protezione meccanica delle celle, un supporto inferiore (backsheet) realizzato con un materiale a scarsa dilatazione termica come vetro o tedlar, e uno strato di etilene vinil acetato (EVA) che ricopre le celle fotovoltaiche superiormente e inferiormente e le rende sigillate all'aria. Per ridurre le perdite di riflessione il wafer di silicio viene lavorato superficialmente con un processo di texturizzazione che consente di ottenere una superficie a struttura piramidale, mentre per migliorarne l'assorbanza vengono aggiunte delle vernici a base di ossido di zinco o stagno che conferiscono il caratteristico colore blu (o nero) al pannello. Esiste un trade-off per lo spessore della cella che consente di minimizzare le perdite per il mancato assorbimento, le quali aumentano se la cella è più sottile, e per le perdite di ricombinazione, che aumentano con lo spessore. Sulle celle vengono posate delle piccole strisce di alluminio o argento (finger) che raccolgono la carica e la convogliano a un collegamento elettrico in alluminio o argento (bus-bar) che collega tutti i moduli e portano la carica a una morsettiata fissata alla superficie inferiore di sostegno. Tutto il sandwich viene infine fissato in un telaio di alluminio.

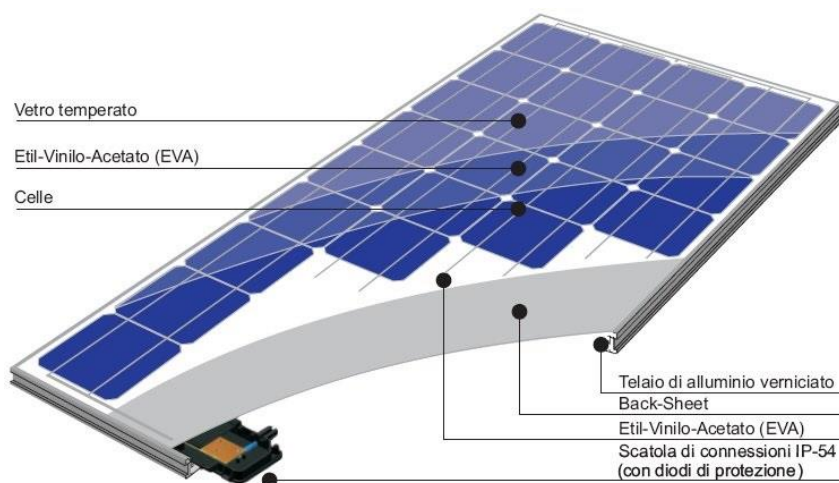


Figura 1.3 - Schema costruttivo di un pannello fotovoltaico

### 1.1.1 Rendimento fotovoltaico e fattori di perdita

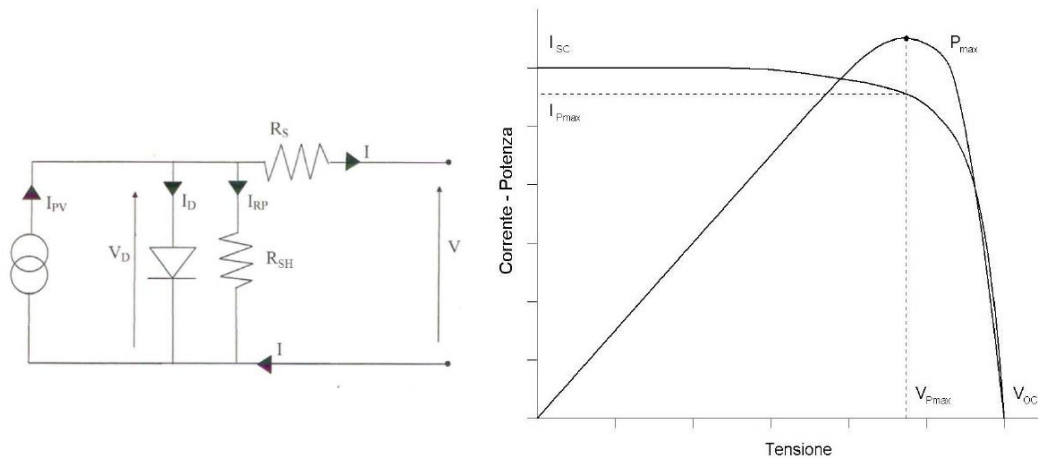
Come precedentemente anticipato, solo le radiazioni aventi una lunghezza d'onda inferiore a  $1,1 \mu\text{m}$  sono in grado di creare una separazione elettrone-lacuna, per cui solo il 75% dell'energia proveniente dal sole è potenzialmente in grado di produrre un effetto utile. D'altro canto anche l'energia in eccesso rispetto all'energy gap non produce effetto utile. Solo per questi due fenomeni appena descritti, che prendono il nome di perdita

## Capitolo 1

fondamentale, il rendimento ideale per una cella al silicio si riduce al 49,6% - si consideri che alle nostre latitudini, ovvero con un indice di Air Mass di 1.5, la radiazione solare di picco raggiunge i  $1000 \text{ W/m}^2$ . Nella realtà sono presenti altre fonti di perdita che decrementano il rendimento della cella:

- perdite ottiche: dovute sia alla riflessione sulla superficie delle celle, sia alla riflessione e assorbimento da parte della copertura in vetro
- perdite per mancato assorbimento della radiazione per le lunghezze d'onda corte
- perdite per ombreggiamento: dovuti alla presenza dei conduttori metallici
- perdite di ricombinazione delle coppie elettrone-lacuna prima che la carica raggiunga gli elettrodi
- perdite ohmiche: dovute all'effetto Joule che causa un innalzamento della temperatura superficiale
- riscaldamento del modulo dovuto all'energia in eccesso rispetto all'energy gap

E' stato stimato che una cella reale di silicio cristallino ha un valore di efficienza limite del 26%, mentre le celle testate in laboratorio possono raggiungere il 25% di efficienza [1]. La cella fotovoltaica può essere rappresentata (Figura 1.4) con un circuito elettrico equivalente, costituito da un generatore di corrente  $I_{pv}$  (corrente generata nella cella) in parallelo con un diodo ( $I_D, V_D$ ), e completato da due resistenze poste in serie e in parallelo che rappresentano rispettivamente le perdite ohmiche ( $R_S$ ) e le perdite per ricombinazione ( $R_{SH}$ ), con  $V$  e  $I$  la tensione e la corrente disponibili per il circuito esterno.



**Figura 1.4 - Circuito equivalente di una cella fotovoltaica e curva caratteristica**

Sempre nella Figura 1.4 viene riportata sulla destra una curva caratteristica qualitativa della cella fotovoltaica nel piano tensione/corrente, dove sono indicati la tensione a circuito aperto ( $V_{OC}$ ) e la corrente di corto circuito ( $I_{SC}$ ), e la curva di potenza, che permette di individuare per quali valori di tensione ( $V_{Pmax}$ ) e corrente ( $I_{Pmax}$ ) si ha la massima estrazione di potenza.

Nei grafici in Figura 1.5 viene mostrato come variano le curve caratteristiche al variare delle perdite ohmiche e di ricombinazione.

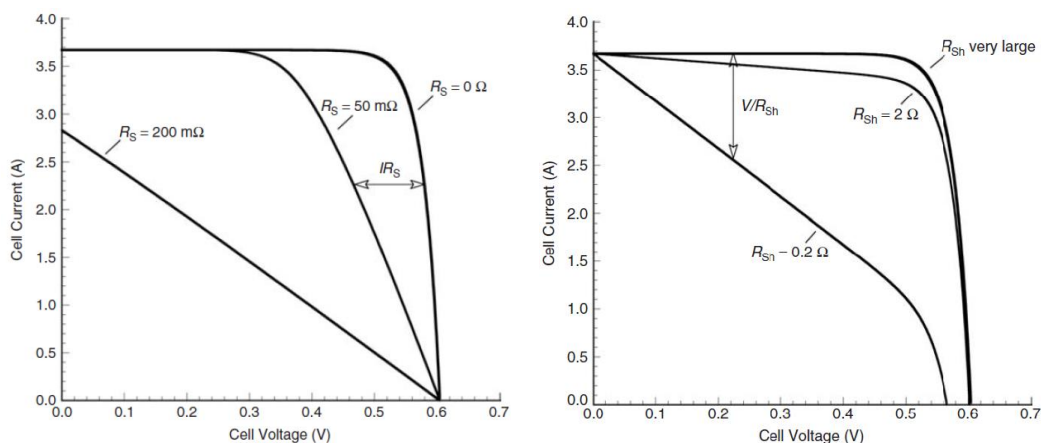


Figura 1.5 - Effetti della variazione delle resistenze sulle curve caratteristiche

Il rendimento elettrico del pannello è definito come:

$$\eta = \frac{P_m}{P_{inc}} \quad (2)$$

Dove  $P_m$  indica la potenza prodotta nel punto di funzionamento della cella, e si può ricavare calcolando il prodotto tra la corrente ( $I_m$ ) e la tensione ( $V_m$ ) nel punto di funzionamento, ovvero l'area del rettangolo sotteso al punto di funzionamento.  $P_{inc}$  indica la potenza incidente.

Il funzionamento del modulo dipende dall'andamento di due parametri: la temperatura superficiale e la radiazione solare. Gli effetti della condizione di esercizio sono mostrati in Figura 1.6. Si nota in particolare che al diminuire della radiazione diminuisce la corrente prodotta, mentre all'aumentare della temperatura superficiale si ha un aumento delle perdite ohmiche e di ricombinazione, che si traduce in una diminuzione della tensione a circuito aperto. La diminuzione del rendimento è compresa tra lo 0,4% e lo 0,6% per ogni aumento di grado Celsius della temperatura.

## Capitolo 1

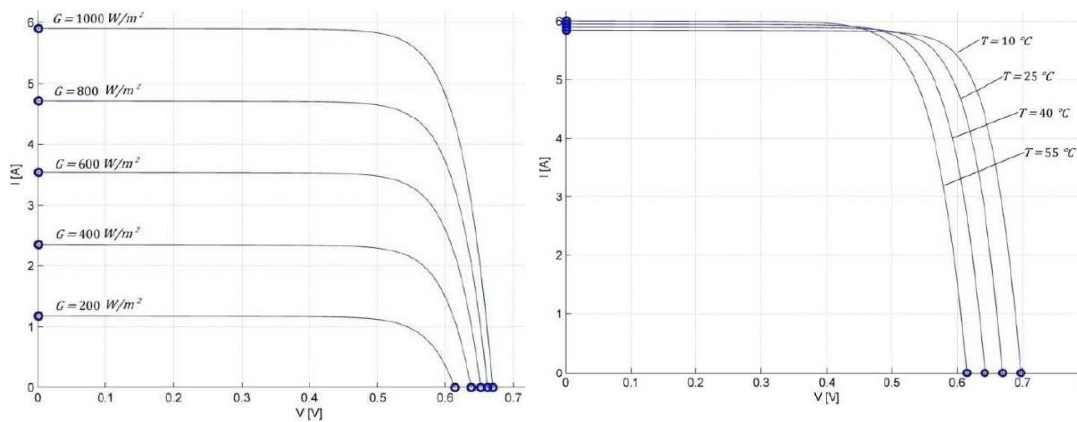


Figura 1.6 - Effetti della variazione di temperatura e radiazione sul funzionamento del pannello

### 1.1.2 Aspetti elettrici

Negli impianti fotovoltaici le celle vengono collegate per raggiungere valori di tensione e corrente desiderati: il collegamento in serie permette di sommare la tensione delle celle, mentre il collegando le celle in parallelo si sommano le correnti. I pannelli commerciali sono costituiti da 60 celle collegate tutte in serie, in modo da produrre una tensione di circa 30V e una potenza di picco dell'ordine di 270 W.

Ogni pannello è dotato di un inverter, un dispositivo elettrico per la trasformazione della corrente continua in alternata, solitamente provvisto di un MPPT (Maximum Power Point Tracker) che massimizza la produzione elettrica inseguendo il funzionamento ottimale di una cella equivalente, introducendo un ulteriore fattore di perdita dovuta al fatto che l'ottimo non è valido per tutte le singole celle (perdita di mismatch).

### 1.1.3 Effetti dell'ombreggiamento

Talvolta può succedere che una cella si danneggi o venga parzialmente ombreggiata, compromettendo la produzione dell'intera serie di celle e creando una situazione potenzialmente pericolosa, poiché la cella può assorbire potenza e surriscaldarsi; per questo motivo ogni una o due stringhe viene inserito un diodo di bypass che permette di escludere la stringa contenente la cella non funzionante.

Nella Figura 1.7 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** si vede in dettaglio il funzionamento del diodo di bypass: il diodo permette alla corrente in eccesso di aggirare la stringa in quantità proporzionale all'area ombreggiata.

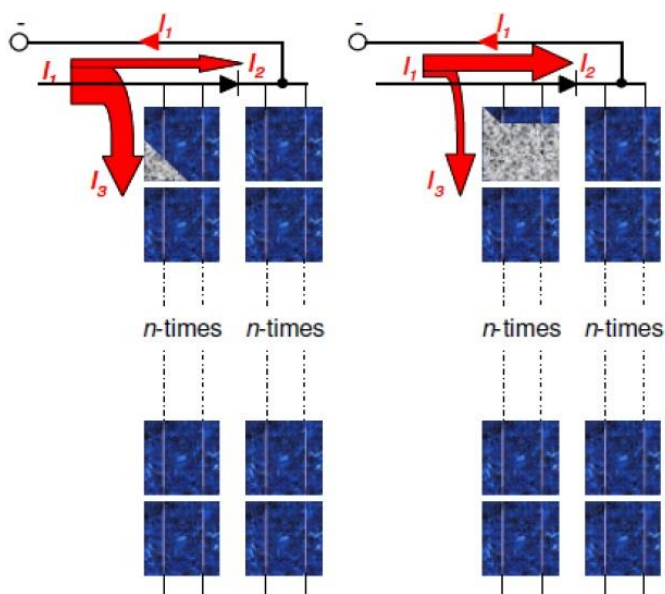


Figura 1.7 - Schema di funzionamento del diodo di bypass

Naturalmente un numero maggiore di diodi di bypass permette il funzionamento di un maggior numero di celle, migliorando il rendimento; dall'altro lato il costo del pannello aumenta.

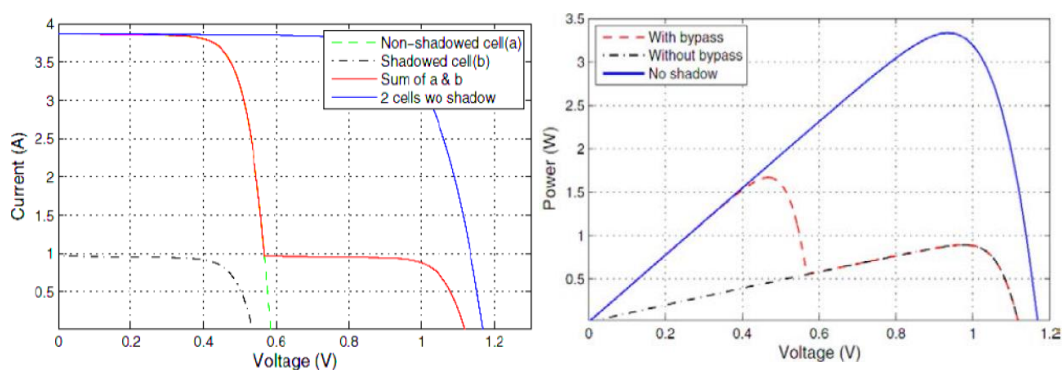


Figura 1.8 - Funzionamento del diodo di bypass

In Figura 1.8 si può vedere come cambiano le prestazioni di due celle in serie, quando una delle due (linea tratteggiata) viene ombreggiata: grazie al diodo di bypass si evita la polarizzazione inversa della cella danneggiata.

## 1.2 Solare termico

Un collettore solare termico può essere considerato come uno scambiatore tra l'ambiente e un fluido termo vettore, che trasforma la radiazione solare in calore. Ai fini della conversione, il collettore è in grado di sfruttare sia la radiazione diretta sia la radiazione diffusa. Nella descrizione seguente si prenderanno in esame i collettori solari piani, sistemi che trovano applicazione nella produzione di acqua sanitaria e riscaldamento degli edifici in bassa temperatura.

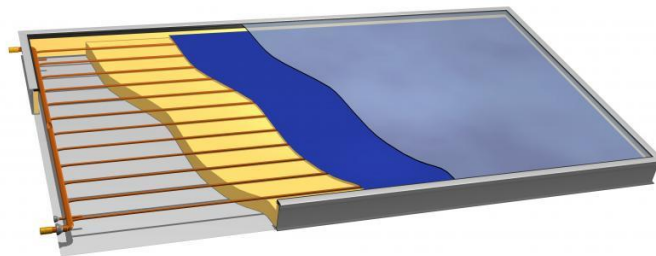


Figura 1.9 - Sezione di un collettore solare piano

La parte principale di un collettore solare termico (Figura 1.9) è costituita da un superficie scura, detta assorbitore, realizzata con un materiale selettivo (TiNOX) ottenuto combinando uno strato superiore antiriflesso, con una buona assorbanza nelle lunghezze d'onda del visibile, e uno strato inferiore basso emissivo nel campo infrarosso. A contatto con l'assorbitore viene posta una serpentina in rame al cui interno passa il fluido, in genere una miscela di acqua e glicole, responsabile dell'asportazione di calore. La copertura in vetro oltre a offrire una resistenza meccanica, limita le dispersioni di calore e mantiene una intercapedine d'aria tra il vetro e l'assorbitore. Al di sotto dei tubi saldati invece è presente un riempimento isolante in lana di roccia o schiuma poliuretanicca che contiene le dispersioni per conduzione.

### 1.2.1 Bilancio Energetico

La descrizione del funzionamento di un collettore solare termico in condizioni di stato stazionario viene fornita da un bilancio di energia [2]: l'energia utile asportata dal fluido da un collettore di area  $A_c$  è data dalla differenza tra un termine di generazione ( $S$ ), che indica la radiazione solare assorbita al netto delle perdite ottiche, e le perdite termiche.

$$Q_u = A_c [S - U_L (T_p - T_a)] \quad (3)$$

Le perdite termiche possono essere espresse come il prodotto tra un coefficiente di perdita globale  $U_L$  [W/m<sup>2</sup>K], che tiene conto di tutti gli scambi conduttivi, convettivi e radiativi del collettore, e la differenza  $(T_p - T_a)$  tra la temperatura media dell'assorbitore e la temperatura ambiente.

Le perdite di efficienza di un collettore solare piano possono essere distinte in perdite termiche e ottiche. Per quanto riguarda le perdite termiche, le cause di inefficienza sono:

- scambio convettivo e radiativo tra la copertura in vetro e l'ambiente
- scambio convettivo e radiativo tra la piastra dell'assorbitore e il vetro
- perdite per scambio conduttivo

Le inefficienze per cause ottiche sono dovute a:

- riflessione della radiazione da parte della copertura
- riflessione da parte dell'assorbitore
- assorbanza non nulla della copertura in vetro.

Proprio a causa della presenza di tali inefficiente ottiche, il termine di generazione  $S$  (espresso in W/m<sup>2</sup>) non deve essere confuso con la radiazione totale incidente. Infatti solo una parte della radiazione incidente sulla copertura del collettore arriva all'assorbitore: come mostrato nella Figura 1.10, solo la frazione  $\tau$  della radiazione totale  $G_T$  attraversa la copertura in vetro e tale frazione viene riflessa tra il vetro e l'assorbitore fino all'estinzione.

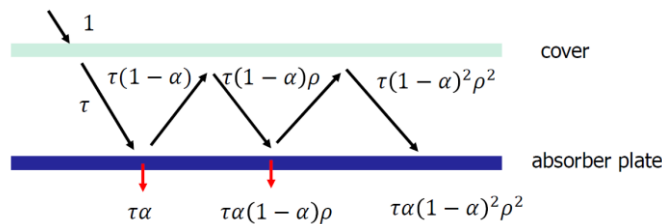


Figura 1.10 - Prodotto trasmissanza-assorbanza

Questo effetto complessivamente è noto come prodotto  $\tau\alpha$  e dipende dalle caratteristiche di ciascun collettore e dalla radiazione incidente: esso viene calcolato sia per la componente diffusa  $(\tau\alpha)_d$  sia per la diretta  $(\tau\alpha)_b$ , in particolare quest'ultima si può esprimere in funzione della trasmissività  $\tau_v$  e della riflettività  $\rho_v$  del vetro e dell'assorptività  $\alpha_p$  dell'assorbitore

$$(\tau\alpha)_b = \frac{\tau_v \alpha_p}{1 - (1 - \alpha_p) \rho_v} \quad (4)$$

Come anticipato  $(\tau\alpha)_b$  è una funzione dell'angolo di incidenza della componente diretta e la dipendenza varia da collettore a collettore: maggiore è l'angolo di incidenza, minore è il prodotto  $(\tau\alpha)_b$ . Tale dipendenza è nota come IAM (Incidence Angel Modifier), e analiticamente mette in relazione il prodotto  $(\tau\alpha)_b$  per un certo angolo di incidenza  $\theta_b$  e il prodotto  $(\tau\alpha)_n$ , dove il pedice  $n$  sta a indicare che l'angolo di incidenza è nullo:

$$K_{\tau\alpha}(\theta_b) = \frac{(\tau\alpha)_b}{(\tau\alpha)_n} \quad (5)$$

Tornando al termine di generazione  $S$ , un'espressione che può esprimere in maniera semplificata la radiazione assorbita, come frazione della radiazione totale incidente  $G_T$ , è la seguente:

$$S = 0.96(\tau\alpha)_b G_T \quad (6)$$

$$Q_u = A_c [0.96(\tau\alpha)_b G_T - U_L(T_p - T_a)] \quad (7)$$

### 1.2.2 Definizione del rendimento

Le prove per la misura del rendimento di un collettore si svolgono esponendo il pannello alla radiazione solare, misurando la temperatura in ingresso e in uscita, il valore di portata  $\dot{m}$  e calcolando successivamente la potenza termica asportata come segue:

$$Q_u = \dot{m} C (T_{out} - T_{in}) \quad (8)$$

Assieme a queste informazioni, anche i dati di temperatura ambiente, velocità e direzione del vento, e irradianza solare devono essere registrati, per correlare le performance ottenute dal collettore alle condizioni ambientali che le hanno determinate. In genere le misure vengono condotte in condizioni di radiazione diffusa bassa, e radiazione diretta nettamente prevalente. Il rendimento istantaneo del collettore è definito dal rapporto tra la potenza termica utile asportata per unità di superficie e la radiazione solare incidente totale:

$$\eta_i = \frac{Q_u}{A_c G_T} = \frac{\dot{m} C (T_{out} - T_{in})}{A_c G_T} \quad (9)$$

Per correlare l'Equazione 7 con il rendimento istantaneo appena definito è necessaria una premessa: nell'utilizzare l'equazione di bilancio si riscontra una difficoltà insita nella misura e nella stima della temperatura media dell'assorbitore  $T_p$ , dal momento che essa è una funzione della geometria del collettore, della radiazione solare incidente, e delle condizioni di ingresso del fluido vettore. Per questo motivo si preferisce utilizzare un'altra formulazione che introduce un fattore di rimozione del calore  $F_R$  così da permettere di



utilizzare la temperatura in ingresso  $T_{in}$  al posto di  $T_p$  (la consuetudine Europea utilizza un fattore di rimozione medio  $F_{AV}$  e la temperatura media del fluido tra ingresso e uscita,  $T_{mf}$ ):

$$\eta_i = \frac{Q_u}{A_c G_T} = F_{AV} 0.96 (\tau \alpha)_b - F_{AV} U_L \frac{(T_{mf} - T_a)}{G_T} \quad (10)$$

$$F_{AV} = \frac{2}{1 + e^{-\frac{F' A_c U_L}{m c_p}}} \cdot \frac{m c_p}{A_c U_L} \left( 1 - e^{-\frac{F' A_c U_L}{m c_p}} \right) \quad (11)$$

$$F_R = \frac{m c_p}{A_c U_L} \left( 1 - e^{-\frac{F' A_c U_L}{m c_p}} \right) \quad (12)$$

Nelle Equazioni 11 e 12  $F'$  rappresenta il fattore di efficienza del collettore, e riassume la capacità di trasferire calore dalla piastra al fluido. L'Equazione 10 può essere scritta più sinteticamente in funzione della temperatura ridotta  $T_R$ :

$$\eta_i = \eta_o - a_1 T_R \quad (13)$$

Con:

$$T_R = \frac{(T_{mf} - T_a)}{G_T} \quad (14)$$

dove il rendimento ottico  $\eta_o$  rende conto di come il collettore assorbe la radiazione incidente, e il coefficiente  $a_1$  indica come avvengono le perdite termiche. Nel caso in cui il collettore lavori ad alte temperature, l'espressione (13) ha anche un termine della temperatura ridotta di secondo grado, che ai fini del lavoro svolto può essere trascurato, perché le temperature raggiunte dai sistemi studiati (pannelli a copertura in vetro singolo), rimangono dell'ordine di 60°C [2].



## Capitolo 2

### Sistemi termo-fotovoltaici

Un sistema solare ibrido termo-fotovoltaico (in seguito chiamato PVT per brevità) è un sistema che combina la tecnologia del solare fotovoltaico con un recupero termico realizzato con un sistema simile al solare termico. In questo modo un modulo PVT produce contemporaneamente energia termica ed elettrica prodotta da un'unica area captante, con un unico dispositivo integrato; non rientrano in questa categoria i pannelli che producono separatamente elettricità e calore, seppur operando in contemporanea e all'interno dello stesso sistema. Esistono diverse possibilità di realizzazione di un PVT in base: la scelta del fluido (aria o acqua), il tipo di silicio (monocristallino, policristallino, amorfo, a film sottile), configurazione piana o a concentrazione, la copertura (in vetro o scoperto), i meccanismi di circolazione (naturale o forzata e così via). I tipi di installazione spaziano dal riscaldamento di aria o acqua calda, alla produzione di acqua calda con pompa di calore assistita.

Il sistema ibrido PVT nasce con l'intento di raffreddare la temperatura di funzionamento della cella fotovoltaica, asportando calore con un fluido, per migliorarne il rendimento elettrico, ottenendo benefici maggiori se il calore asportato viene sfruttato per alimentare un'utenza [3].

#### 2.1 Tipologie di pannelli termo-fotovoltaici

Dal punto di vista costruttivo un pannello PVT è realizzato a partire dagli strati superiori da una copertura in vetro, celle fotovoltaiche, materiale sigillante, e un assorbitore che asporta il calore nella parte inferiore.

Una prima classificazione dei pannelli ibridi si basa sulla tipologia di fluido utilizzato per il raffreddamento.

##### 2.1.1 PVT raffreddato ad aria

I pannelli raffreddati ad aria presentano basse prestazioni di scambio termico a causa dei bassi valori di densità, calore specifico e capacità termica del fluido.

Inoltre i costi di movimentazione dell'aria sono maggiori, a causa della presenza del ventilatore, che richiede un assorbimento elettrico elevato.

I pannelli ad aria possono essere ulteriormente suddivisi a seconda della configurazione e del percorso seguito dall'aria per raffreddare l'assorbitore. La classificazione più comune è riportata nell'immagine sottostante (Figura 2.1) [3]:

## Capitolo 2

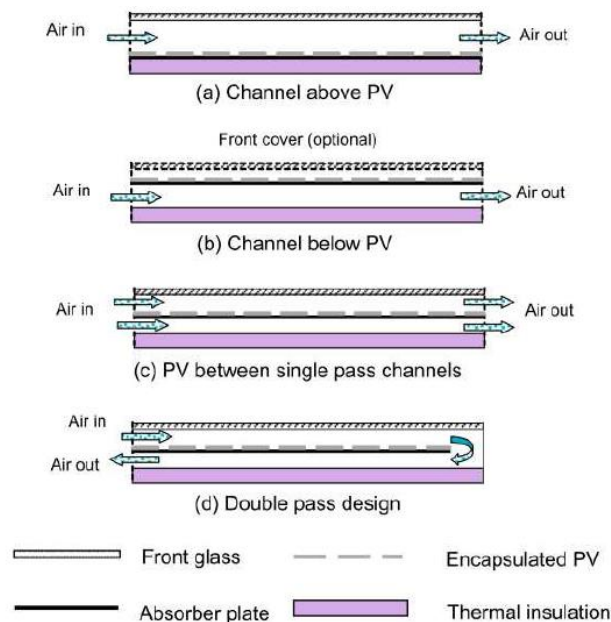


Figura 2.1 - Classificazione PVT ad aria

### 2.1.2 PVT raffreddato ad acqua

I pannelli raffreddati ad acqua presentano il vantaggio di migliorare lo scambio termico rispetto ai pannelli ad aria [4], e consentono di ridurre i costi per la movimentazione grazie al minor assorbimento elettrico della pompa rispetto al ventilatore. Analogamente al caso precedente, la classificazione si basa sulla configurazione dei circuiti di raffreddamento. Si distinguono in quattro categorie, mostrate in Figura 2.2 [5]:

- sheet-and tube collector: trattasi della tipologia più comune dei PVT ad acqua. Un pannello fotovoltaico è attaccato alla parte superiore di un assorbitore saldato ad un tubo a serpentina o ad una fila di tubi in parallelo in cui scorre acqua;
- channel collector: al di sopra del pannello PV vi è un canale in cui scorre l'acqua oppure un fluido differente. È necessario che il fluido utilizzato abbia uno spettro di assorbimento diverso da quello del pannello PV per permettere a quest'ultimo di ricevere la radiazione. Viene realizzato anche nella variante con il flusso d'acqua sotto il pannello;
- free-flow collector: simile al channel collector, viene eliminata una copertura e si hanno maggiori dispersioni rispetto al caso 2 anche a causa dell'evaporazione dell'acqua;

- two-adsorber collector: l'acqua scorre al di sopra di un PV trasparente che funge da assorbitore primario e prosegue al di sotto della comune piastra assorbente nera (assorbitore secondario);

I PVT ad acqua risultano più costosi di quelli ad aria a causa della necessità di un ottimo contatto termico tra il tubo (laddove presente) e la superficie posteriore del modulo, e l'utilizzo di materiali anti-corrosione.

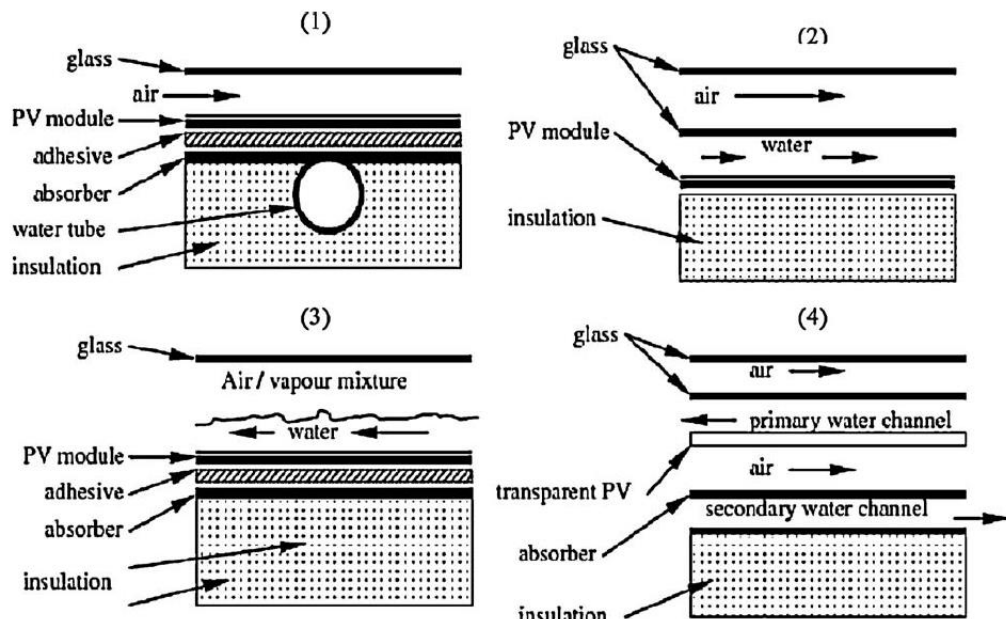


Figura 2.2 - Classificazione PVT ad acqua

### 2.1.3 PVT raffreddato a fluido refrigerante

Il vantaggio di questa tipologia di PVT consiste nella possibilità di scegliere il fluido che meglio si adatta alle esigenze dell'applicazione, e ottimizzare in questo modo lo scambio termico e le perdite di carico. Le possibili configurazioni prevedono di far scorrere il fluido all'interno di tubi o micro-canali saldati sotto il modulo.

I PVT a fluido refrigerante rappresentano una recente innovazione ancora oggetto di studio.

### 2.1.4 PVT bi-fluid

Il Malaysian Fundamental Research Group in collaborazione con il Solar Energy Research Lab, dell'università di Perlis in Malaysia [6], ha proposto una soluzione di raffreddamento bi-fluido a flussi incrociati. A differenza dei moduli classici, questa configurazione non prevede coperture in vetro. La struttura comprende un serpentino in cui scorre acqua e un

## Capitolo 2

canale singolo in cui transita perpendicolarmente aria. Al fine di aumentare i coefficienti di scambio si ricorre a superfici corrugate o alettature. La superficie adiacente al flusso di aria include il serpentino e la copertura posteriore in tedlar. Il raffreddamento dei componenti elettrogeni è reso più efficace grazie al doppio flusso di calore in uscita. Gli studi effettuati utilizzano un metodo numerico e mostrano prestazioni superiori ai sistemi a singolo fluido.

### 2.2 Lavori sperimentali

Alcune prove sperimentali condotte a Riyadh su collettori PVT ad acqua [3], hanno mostrato che le alte temperature raggiunte in Arabia Saudita possono determinare una perdita di efficienza elettrica del 30%, mentre le prestazioni termiche rimangono buone. Al contrario nel periodo invernale il lato fotovoltaico migliora le prestazioni, e il lato termico peggiora. Dal punto di vista pratico, il PVT ad acqua di tipo sheet-and-tube rappresenta la soluzione più promettente per le applicazioni di sfruttamento del calore di recupero per la produzione di acqua calda sanitaria per utenze domestiche. Sempre per la configurazione sheet-and-tube, di interesse per le applicazioni di cui nei capitoli successivi si andrà a parlare, Zondag e altri [7] hanno sviluppato dei modelli dinamici e stazionari, supportati poi da prove sperimentali, che illustrano come a temperatura ridotta zero, il rendimento del collettore a copertura singola sia del 58%. Inoltre Zakherchenko e altri [3] nel loro studio hanno messo in evidenza l'importanza di un buon contatto termico le celle PV e l'assorbitore, tale da concludere che un prodotto PV tradizionale commerciale non dovrebbe essere usato tal quale per le applicazioni PVT, se si vuole ottenere la massima resa. Se l'obiettivo è massimizzare il recupero termico il PVT dovrebbe essere parzialmente coperto dal modulo PV, che in questo caso produce la corrente necessaria per la movimentazione del fluido. Se invece si vuole massimizzare la resa elettrica, le celle PV devono coprire totalmente il pannello.

### 2.3 Applicazioni

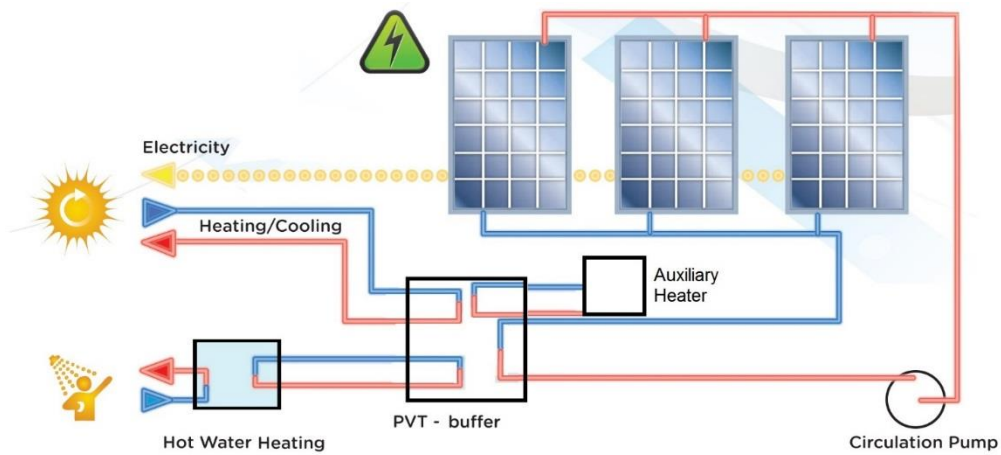
Nei paragrafi successivi verranno descritte alcune applicazioni principali dei collettori PVT, tra quelli trovati in letteratura.

Attualmente, nonostante vi sia un discreto numero di produttori nel mondo, la tecnologia PVT è ancora alle prime fasi del suo sviluppo e la disponibilità commerciale è limitata.

#### **Riscaldamento parziale di acqua calda sanitaria o acqua per riscaldamento ambienti**

L'applicazione della tecnologia PVT di più facile realizzazione consiste nell'utilizzare il flusso di calore per il riscaldamento parziale di acqua calda sanitaria o del fluido che opera

il riscaldamento ambiente. Spesso è utile inserire nell'impianto un accumulo termico che permette una non perfetta sincronizzazione fra fornitura e prelievo di calore. L'accumulo viene riscaldato tramite un serpentino o uno scambiatore esterno ad opera del fluido circolante nel PVT. Si rende necessario l'utilizzo di una caldaia tradizionale per l'integrazione del calore disponibile quando le condizioni di irraggiamento non sono adeguate alla richiesta. L'accumulo provvede al riscaldamento di acqua calda sanitaria e/o del fluido che riscalderà gli ambienti dell'edificio tramite radiatori o, ancora meglio, pannelli radianti. Una schematizzazione semplificata viene riportata in Figura 2.3:



**Figura 2.3 - Schema semplificato di un impianto con PVT utilizzati per il riscaldamento ambiente e di acqua calda sanitaria**

Matuska [8] ha eseguito uno studio confrontando le prestazioni di PVT utilizzati per la produzione di acqua calda sanitaria ed energia elettrica, con pannelli solari termici e PV tradizionali occupanti complessivamente la stessa area di 100 m<sup>2</sup> (metà occupata dai termici e metà dai PV). I risultati rivelano come il passaggio ad una configurazione ibrida porti ad un miglioramento del rendimento elettrico dell'8,4% e del rendimento termico del 48,7% (calcoli eseguiti sulla base dei dati di risparmio elettrico e di riscaldamento acqua). I rendimenti sono calcolati in modo tradizionale come effetto utile diviso per il flusso termico entrante per irraggiamento solare.

### **Macchine ad assorbimento per il condizionamento/riscaldamento di aria ambiente**

È possibile utilizzare il fluido che assorbe calore all'interno del PVT per alimentare il generatore di una macchina ad assorbimento a mezzo effetto, secondo quanto schematizzato in Figura 2.4. Il calore  $Q_{evap}$ , sottratto dall'evaporatore ad una sorgente, provoca il raffreddamento della stessa.

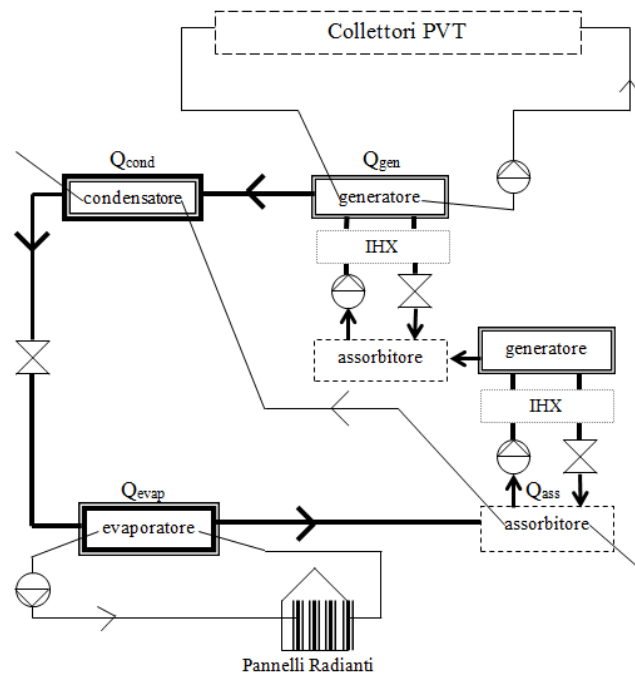


Figura 2.4 - PVT integrato a macchina ad assorbimento a mezzo effetto

Le macchine ad assorbimento a mezzo effetto sono meno efficienti delle tradizionali a effetto singolo ma permettono lo sfruttamento di calore a temperatura inferiore, quale quello reso disponibile generalmente dai collettori PVT.

Se l'obiettivo è il raffreddamento dell'aria ambiente, il fluido circolante nell'evaporatore, al quale viene sottratto calore, deve alimentare successivamente dei pannelli radianti.

Raramente il calore disponibile è in grado di provvedere alla potenza frigorifera richiesta. È possibile quindi un'integrazione di tale calore oppure un'integrazione separata della potenza frigorifera. Ancora una volta è possibile ricorrere ad un accumulo termico per provvedere alla non perfetta sincronizzazione fra domanda e offerta di calore e per limitare il funzionamento a carichi parziali, poco tollerato dalla macchina.

Se il fluido che alimenta i pannelli radianti è, invece, quello che viene riscaldato dalla coppia assorbitore-condensatore, l'impianto può essere utilizzato, con medesima configurazione, per il riscaldamento ambiente. I sistemi SHC (Solar Heating and Cooling) permettono proprio un utilizzo a fasi alternate della macchina ad assorbimento, in modo da operare, a seconda delle necessità, riscaldamento o raffreddamento degli ambienti.

Calise et al [9] hanno ipotizzato la realizzazione di un sistema trigenerativo che genera elettricità, condizionamento ambiente e acqua calda sanitaria. Il sistema studiato ha come componenti base i collettori PVT, una macchina ad assorbimento a singolo effetto, un accumulo termico e un sistema di riscaldamento ausiliario. Si basa sull'integrazione di PVT di media e alta temperatura (che si differenziano in base alla portata circolante e ai meccanismi di isolamento) con tecnologie per riscaldamento e raffreddamento ambiente.





## Capitolo 2

Si ottengono così dei rendimenti di cella superiori e anche un COP della pompa di calore migliore, grazie alla maggior temperatura a cui avviene l'evaporazione rispetto ad uno scambiatore ad aria. Su questo principio di funzionamento Ito e altri [3] hanno realizzato una pompa di calore SAHP con un PVT policristallino, avente un recuperatore in alluminio roll bond, in grado di raggiungere un COP 6 e con l'acqua al condensatore a 40°C. Si è inoltre visto che la presenza del PV influenza poco le prestazioni termiche della pompa di calore.

In letteratura esistono molti studi teorici e sperimentali sui sistemi PVT, ma rimangono scarse le prove di monitoraggio su lungo periodo e su larga scala, che riportino situazioni operative e problemi riscontrati nelle installazioni reali, e le installazioni di PVT commerciali rimangono contenute. I PVT possono essere installati sia in ambiente chiuso sia all'aperto. Le misure svolte all'aperto richiedono che queste vengano fatte in condizioni stazionarie dal punto di vista meteorologico: in condizioni di bel tempo la stazionarietà può essere raggiunta durante le ore di picco solare, con il cielo limpido e vento assente. In Europa soprattutto nelle regioni del nord tali condizioni sono infrequenti e le misure possono richiedere sei mesi per ricavare la curva di rendimento. Le prove condotte al chiuso invece permettono di ridurre i tempi e di fare delle misure ripetibili.

Le potenzialità di mercato maggiori per i PVT rimangono nel settore residenziale, a servizio delle unità familiari, bifamiliari, ma anche per utenze maggiori. Anche l'integrazione architettonica nelle facciate esposte al sole rappresenta una prospettiva promettente.

Al momento il collo di bottiglia per la produzione su larga scala è la mancanza di una certa standardizzazione e di garanzie e certificazioni sulle performance.

La tecnologia PVT ha un payback period molto più breve del fotovoltaico tradizionale, per cui ci si aspetta che diventi presto competitivo sul mercato, [3] soprattutto considerando che tutti gli autori citati concordano nel sostenere che se le celle PV e l'assorbitore termico vengono integrati in un unico pannello si ottengono prestazioni migliori rispetto alla separazione dei due.

## Capitolo 3

### Apparato sperimentale

#### 3.1 Descrizione dei PVT analizzati

Durante il periodo di studio in laboratorio, si è avuto modo di studiare diversi tipi di collettori, e di metterli a confronto tra le varie versioni degli stessi pannelli e con la serie di PVT Fototherm. In questo paragrafo si vuole fornire un elenco e una descrizione di tutti i modelli oggetti di studio e dei PVT Fototherm usati come riferimento. I pannelli analizzati sono di due tipologie: una serie di tegole fotovoltaiche e termiche, e tre diversi tipi di pannelli fotovoltaici con un recupero termico di tipo roll bond applicato sotto il modulo fotovoltaico.

In

Tabella 3.1 è illustrato un riassunto delle diverse configurazioni che ha assunto l'impianto nei vari mesi di lavoro, mentre nella Tabella 3.2 si riportano tutte le denominazioni degli inverter connessi ai vari pannelli per il funzionamento e l'acquisizione della parte elettrica:

INSTALLAZIONE	RIMOZIONE	RAMO 1	RAMO 2
21 Luglio 2014	14 Novembre 2014	Tegola PVT con pasta isolante (Tegola_1)	Tegola PVT (Tegola_2)
14 Novembre 2014	23 Gennaio 2015	Roll Bond 1° generazione	Tegola solo termica (Tegola_TH)
23 Gennaio 2015	25 Febbraio 2015	Roll Bond 2° generazione	Tegola solo termica (Tegola_TH)
25 Febbraio 2015	10 Marzo 2015	Roll Bond 2° generazione	Serie 2 Tegole PVT
10 Marzo 2015	Attuale	Roll Bond 2° generazione	Roll Bond 3° generazione

Tabella 3.1 - Schema riassuntivo delle configurazioni dell'impianto

## Capitolo 3

DATA INSTALLAZIONE	MODULO	DENOMINAZIONE INVERTER
30/07/2014	TEGOLE PVT	B6 F9
14/11/2014	ROLL BOND 1	B6 F9
09/12/2014	ROLL BOND 1	7E B1
23/01/2015	ROLL BOND 2	7E B1
25/02/2015	SERIE DUE TEGOLE PVT	F3 B4
10/03/2015	ROLL BOND 2	7E B1
10/03/2015	ROLL BOND 3	F3 B4
	PVT FOTOTHERM 1	5E 2C
	PVT FOTOTHERM 2	5F 65
	PVT FOTOTHERM 3	7F 87
	PVT FOTOTHERM 4	7F B4

**Tabella 3.2 - Denominazione degli inverter connessi ai PV e PVT analizzati**

### 3.1.1 Tegola PVT

I primi moduli PVT studiati sono stati due tegole ibride, mostrate in Figura 3.1.

Le tegole sono state concepite per essere installate direttamente sulla falda al posto delle tegole tradizionali, sostituendosi alle stesse per minimizzare l'impatto architettonico e gli effetti visivi. La copertura con le tegole ibride può avvenire in totale sostituzione delle tegole precedenti, oppure integrarsi con le tegole esistenti mediante elementi di collegamento in alluminio verniciato. In generale, se la sostituzione è totale, non c'è bisogno di realizzare strutture di fissaggio, poiché le tegole possono essere collegate mediante un innesto idraulico a pressione. In Figura 3.2 è mostrato un esempio di installazione.



Figura 3.1 - Tegole PVT

Il pannello è costituito da 28 celle di silicio monocristallino, disposte su due file, e collocate su un telaio in alluminio color terracotta per ridurre l'impatto visivo dell'installazione. In Allegato 1 si trova una sezione trasversale della tegola, in cui si possono distinguere i materiali costruttivi: sotto il modulo fotovoltaico si trova una lastra in alluminio estruso, visibile nella Figura 3.2, e fissata alle celle fotovoltaiche con un incollaggio butilico. Una serpentina in rame sagomata a U viene saldata alla lastra di alluminio. Il pannello viene chiuso da un fondo in forex, e riempita di una schiumatura poliuretano isolante. Con queste caratteristiche la tegola ha una dimensione di circa 200x50x2,8 cm.

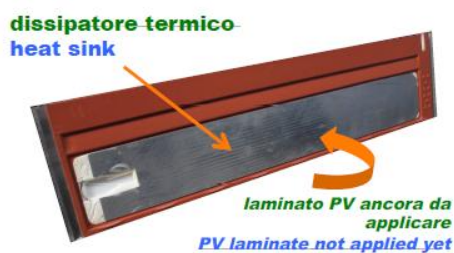


Figura 3.2 - A sinistra dettaglio dell'assorbitore applicato sotto il modulo PV della tegola, a destra esempio di installazione delle tegole PVT

## Capitolo 3

Negli ultimi mesi è stato possibile installare anche due tegole montate in serie e connesse idraulicamente. Quando le due tegole vengono montate una va parzialmente a coprire l'altra, con l'effetto di aiutare l'isolamento termico nella parte superiore, che invece nella configurazione utilizzata in laboratorio sarebbe scoperta. Si nota in Figura 3.1 che l'innesto idraulico è sulla parte superiore della tegola, il quale va ad incastrarsi ad un innesto posizionato sulla parte inferiore della tegola successiva. Il particolare della connessione idraulica è fornito dalla Figura 3.3

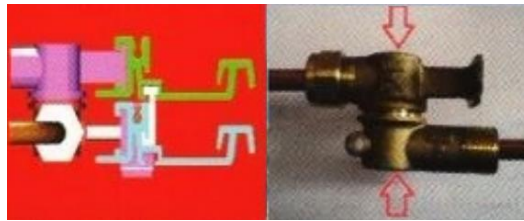


Figura 3.3 - Dettaglio dell'innesto idraulico tra una tegola PVT e la successiva

### 3.1.2 Tegola termica

Nel periodo invernale è stata connessa al circuito una tegola solo termica (Figura 3.4), delle stesse dimensioni e caratteristiche di quella ibrida, ma con l'unica differenza di avere l'assorbitore direttamente esposto alla radiazione ed è priva del modulo PV.

### 3.1.3 PVT con scambiatore in alluminio Roll Bond

La seconda tipologia di pannelli PVT testati è costituita da tre collettori fotovoltaici aventi un recupero termico applicato sul retro realizzato tramite uno scambiatore di tipo roll-bond. I tre PVT che si sono succeduti nell'installazione, hanno caratteristiche leggermente differenti tra loro, e per distinguerli sono stati denominati per ordine cronologico di montaggio ROLL-BOND\_1, ROLL-BOND\_2, ROLL-BOND\_3.

#### Roll Bond di 1° generazione

Il roll bond di prima generazione, denominato anche ROLL-BOND\_1 e osservabile in Figura 3.4, è costituito da un modulo fotovoltaico con celle di silicio policristallino, delle stesse dimensioni di ingombro e stessa area di apertura dei PVT Fototherm, i pannelli utilizzati come riferimento e descritti al paragrafo successivo. L'area di apertura è stata misurata in 1,58 m<sup>2</sup>.





**Figura 3.4 - A partire da sinistra: tegola termica e roll-bond di prima generazione**

Sul retro del modulo PV, come si può notare dalle immagini di Figura 3.5, è incollato uno scambiatore particolare e il pannello non viene chiuso con materiali isolanti e di rifinitura.



**Figura 3.5 - Dettaglio dello scambiatore roll-bond del pannello di 1° generazione**

## Capitolo 3

Lo scambiatore è in alluminio roll-bond serigrafato. Il processo di produzione consiste nella laminazione di due fogli di alluminio, attraverso una lavorazione a pressione applicata da due rulli rotanti (rolling). Attraverso una stampa serigrafica, su uno dei due fogli di alluminio viene tracciato il percorso voluto delle canalizzazioni, posando uno speciale inchiostro che evita localmente la giunzione nella successiva fase di saldatura tra i due fogli (bonding). Si crea in questo modo un sandwich tra i due fogli di alluminio contenente delle zone dissaldate, che vengono sollevate con l'aria compressa, creando le canalizzazioni mostrate in figura. Il roll-bond ottenuto viene applicato al modulo PV con una colla a base di polimeri silanici, avente una conduttività termica di 0.2-0.3 W/mK, e infine viene applicata una verniciatura nera isolante.

### Roll Bond di 2° generazione

Il secondo roll-bond analizzato presenta uguali caratteristiche per le celle PV di silicio policristallino, e realizzazione e geometria dello scambiatore, mentre sono stati cambiati l'adesivo e la verniciatura.

La colla utilizzata è a base di resina epossidica dalle buone proprietà conduttive (conduttività termica di 1,5 W/mK), la verniciatura è di colore bianco dalle proprietà isolanti (conduttività termica di 0.05 W/mK).

### Roll Bond di 3° generazione

Il roll bond di terza generazione è realizzato sempre con PV policristallino, e con l'adesivo utilizzato per il ROLL-BOND\_1 ma presenta un aspetto più compatto grazie all'aggiunta di un pannello che isola lo scambiatore ed esternamente verniciato con il rivestimento termico visto con il ROLL-BOND\_2. Il pannello aggiunto contiene un composto copolimero e una resina paraffinica aventi la proprietà di transitare di fase quando si trova in un range di temperatura tra i 18°C e i 22°C. Tali pannelli sono utilizzati in edilizia per aumentare la massa termica di quegli edifici che hanno bassa inerzia, come i prefabbricati, allo scopo di ridurre i picchi di temperatura e limitare i consumi per il riscaldamento e il raffrescamento. Vengono applicati al roll-bond per i medesi di scopi, di aumentare l'inerzia del pannello: durante il riscaldamento del pannello, il polimero passa di fase e accumula calore, durante il raffreddamento rilascia il calore accumulato. Con tale applicazione si vuole cercare di rendere più stabili le oscillazioni di temperatura durante il giorno, e di rallentare il raffreddamento nelle ore pomeridiane. Alcune informazioni tecniche si possono trovare in Tabella 3.3:

Proprietà termiche	
Paraffina	60%
Punto di fusione paraffina	21.7°C
Capacità di immagazzinamento calore latente (0°C - 30°C)	>70 kJ/kg
Capacità totale di immagazzinamento calore (14°C - 30°C)	140 kJ/kg



Proprietà fisiche	
Conducibilità fase solida	0.18 (W/mK)
Conducibilità fase liquida	0.14 (W/mK)
Flash Point paraffina	148°C

Tabella 3.3 - Proprietà termiche e fisiche del composto polimerico (40%) e paraffina (60%)

### 3.1.4 PVT Fototherm di riferimento

Come anticipato in precedenza, per tutti i confronti sperimentali che verranno svolti nei capitoli successivi, viene preso come riferimento un collegamento di quattro pannelli termo-fotovoltaici Fototherm della serie AL (FT245AL), connessi in serie idraulicamente (Figura 3.6), e aventi invece un collegamento elettrico con inverter indipendenti.



Figura 3.6 - Collegamento in serie di quattro pannelli PVT Fototherm

Precisamente gli inverter hanno denominazione, in ordine di percorso del fluido vettore all'interno della serie dall'ingresso all'uscita 5E-2C, 5F-65, 7F-87, 7F-B4; la posizione è meglio comprensibile nell'Allegato 2. I pannelli sono costruiti con moduli monocristallini della Aleo serie s79 e si tratta di un prodotto commerciale consolidato sul mercato, dalle buone prestazioni: il costruttore dichiara una potenza nominale di 245W<sub>e</sub>, per una

## Capitolo 3

efficienza elettrica del 14,9% e un rendimento termico del 58% (in condizioni STC e riferite all'area di apertura).

Il modulo termo-fotovoltaico è basato sul modulo monocristallino Aleo solar serie s79 "all black".

### 3.1.5 Effetti del collegamento in serie

L'effetto del collegamento idraulico in serie è evidentemente l'innalzamento della temperatura di uscita, di conseguenza il salto termico che si ottiene dal collegamento di quattro collettori è di circa 15° C. Ne segue che i pannelli a valle ottengono via via un recupero termico minore, per aumento delle dispersioni termiche e diminuzione del delta T disponibile.

Ai fini dell'analisi termica, la serie di quattro PVT viene considerata come se fosse un unico collettore, in quanto le misure disponibili sono quelle fornite dalle termoresistenze in uscita e in entrata della serie, mentre le misure di temperatura intermedia tra un pannello e l'altro non sono disponibili. In sede di elaborazione dei dati dunque si tiene conto della differenza di area, che è quattro volte il pannello singolo.

Ai fini dell'analisi elettrica invece si è cercato di considerare sempre l'inverter del primo pannello che il fluido incontra in ingresso alla serie, il 5E-2C, in modo da confrontare i PVT alla stessa temperatura di ingresso del fluido. Non per tutti i giorni è stato possibile, talvolta le acquisizioni dei dati elettrici non vanno a buon fine; in tali circostanze si utilizzano i dati dell'inverter 5F-65.

## 3.2 Acquisizione dei dati meteo

Una volta analizzato il metodo per calcolare correttamente l'irradianza perpendicolarmente al collettore, si vede nel seguente paragrafo il sistema di acquisizione dei dati meteo.

Sul tetto del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, è collocato il laboratorio SolarTech su cui sono installati diversi pannelli PV e i pannelli ibridi PVT oggetto dello studio. Accanto ai moduli su un sostegno verticale è collocata una centralina meteo (Figura 3.7) dotata di diversi strumenti di misura:

- un pluviometro per la misura della quantità di precipitazione piovosa, costituito da un cilindro metallico graduato
- un termoigrometro che misura la temperatura dell'aria, fornendo un valore minimo e un valore massimo, e fornisce anche la misura dell'umidità atmosferica
- anemometro a coppe per la misura della velocità del vento, dotato di una banderuola che ne determina la direzione
- piranometro o radiometro globale: misura la radiazione globale, che racchiude la somma delle componenti della radiazione diretta, diffusa e riflessa. Si tenga

presente che la pavimentazione del laboratorio è costituita da una grata e, nell'impossibilità di esplicitarla analiticamente, la componente riflessa viene inglobata nella componente della radiazione diffusa. Il principio di funzionamento del piranometro consiste nella misura della differenza di temperatura tra un disco nero che assorbe la radiazione e il corpo del piranometro stesso. Questa differenza di temperatura, sfruttando l'effetto Seebeck, viene convertita in un segnale di corrente compreso tra 0 e 20 mA. Il disco è protetto da una copertura a cupola in vetro, che lascia passare la radiazione visibile e scherma gli infrarossi, oltre a eliminare le perdite termiche per convezione.

- eliofanometro, o radiometro diretto senza puntamento: misura la radiazione diretta senza dispositivi di puntamento (Figura 3.8). Questa caratteristica ha il vantaggio di evitare riposizionamenti periodici, e lo strumento può funzionare senza ulteriori interventi. Il principio di funzionamento consiste in un insieme di sensori che rileva l'illuminamento di una piccola sfera ricevente la radiazione proveniente da una fascia anulare alta  $90^\circ$  e avente come equatore il cerchio equinoziale del luogo in cui è posizionata. Attorno al sensore, ruota una banda che ombreggia periodicamente il sole: per ogni rotazione si hanno due misurazioni, una effettua la misura della radiazione totale e al passare della banda oscurante viene misurata la radiazione senza l'apporto del disco solare. La radiazione diretta viene misurata quindi come differenza tra le due misure, e viene definita presente quando è maggiore di  $120 \text{ W/m}^2$ .
- piranometro schermato: lo strumento è uguale al piranometro sopra descritto, con l'aggiunta di un anello metallico che scherma lo strumento escludendo la radiazione diretta del disco solare. La misura così ricavata corrisponde alla radiazione diffusa.

Oltre agli strumenti elencati, la stazione meteorologica è dotata di un data logger LSI-Lastem per l'acquisizione dei dati, in abbinamento al software 3DOM installato sul PC del laboratorio, attraverso il quale è possibile configurare gli strumenti e scaricare i dati dall'acquisitore archiviandoli in un database.

In conclusione, all'interno del database è possibile recuperare i dati di interesse per il lavoro descritto in seguito: la temperatura dell'aria (TempARIA,  $^\circ\text{C}$ ), la velocità del vento (VELVento, m/s), la direzione del vento (DIRVento), la radiazione diffusa (RGlobBANDA,  $\text{W/m}^2$ ), la radiazione totale (RadGLOBale,  $\text{W/m}^2$ ), la radiazione diretta (RadDIRetta,  $\text{W/m}^2$ ).

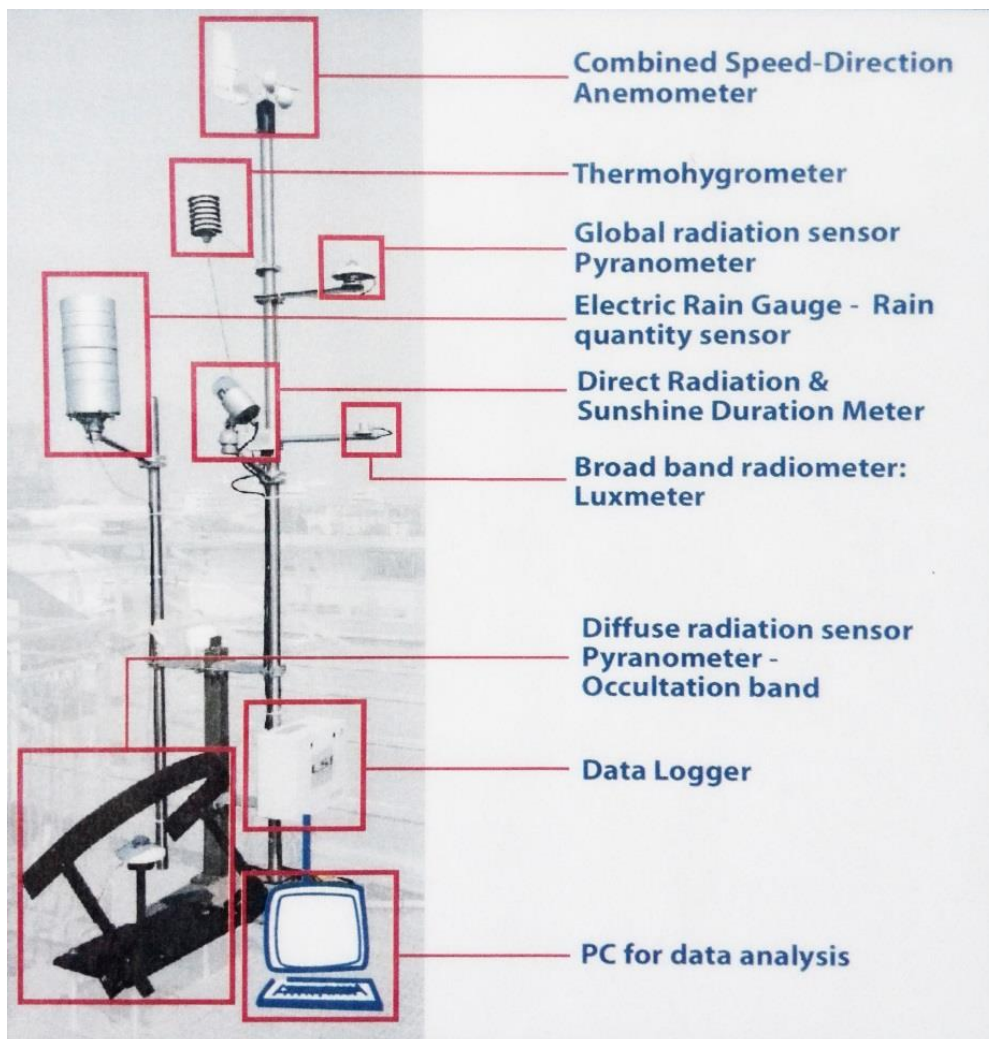


Figura 3.7 - Schema della centralina meteo

I dati vengono salvati ogni 10 minuti, e per ogni grandezza si dispone del valore minimo, del valore massimo, della media, e della deviazione standard. Si deve prestare attenzione al periodo estivo poiché l'orologio dell'acquisitore, pur registrando i dati in ora locale standard, non esegue il passaggio all'ora legale: i dati estivi in sostanza vengono registrati un'ora indietro rispetto all'ora UTC+1 con cui vengono acquisiti i dati del circuito idraulico. Di conseguenza di tutti i dati registrati da agosto fino al 25 ottobre 2014 (giorno del passaggio da ora legale a ora solare), si deve far corrispondere i dati in modo che le ore 12.00 della stazione meteo corrispondano con le ore 13.00 dell'acquisizione del circuito idraulico, con considerazioni analoghe per il calcolo degli angoli.



Figura 3.8 - Elioфанometro (destra) e Piranometro (sinistra)

Nel Paragrafo 4.3 dedicato alla determinazione dell'incertezza di misura vengono forniti alcuni dati tecnici di interesse sugli strumenti appena descritti.

### 3.3 Descrizione del circuito idraulico

Si vede ora la descrizione del circuito idraulico in cui sono stati connessi i PVT analizzati. Il laboratorio SolarTech oltre a numerosi moduli fotovoltaici tradizionali, ospita un circuito idraulico al quale vengono collegati i collettori termici e i moduli ibridi. Durante il periodo di studio si sono susseguite diverse configurazioni per far posto di volta in volta ai vari pannelli.

Il circuito idraulico, di cui si fornisce uno schema funzionale in Figura 3.9, è suddiviso in tre rami posti in parallelo. Su ciascun ramo si trovano installati:

- un misuratore di portata [l/min]
- un modulo PVT
- due termoresistenze che misurano la temperatura in ingresso e in uscita
- un misuratore di pressione differenziale tra l'ingresso e l'uscita
- una valvola di regolazione manuale
- una sonda di temperatura per il controllo della temperatura massima; se questa supera i 75°C un controllo spegne la pompa di circolazione

Il circuito composto dai tre rami viene chiuso con un circolatore, un vaso di espansione e un ventilatore che, in assenza di un'utenza in grado di sfruttare la produzione di acqua calda, dissipa la potenza termica con l'aria ambiente.

## Capitolo 3

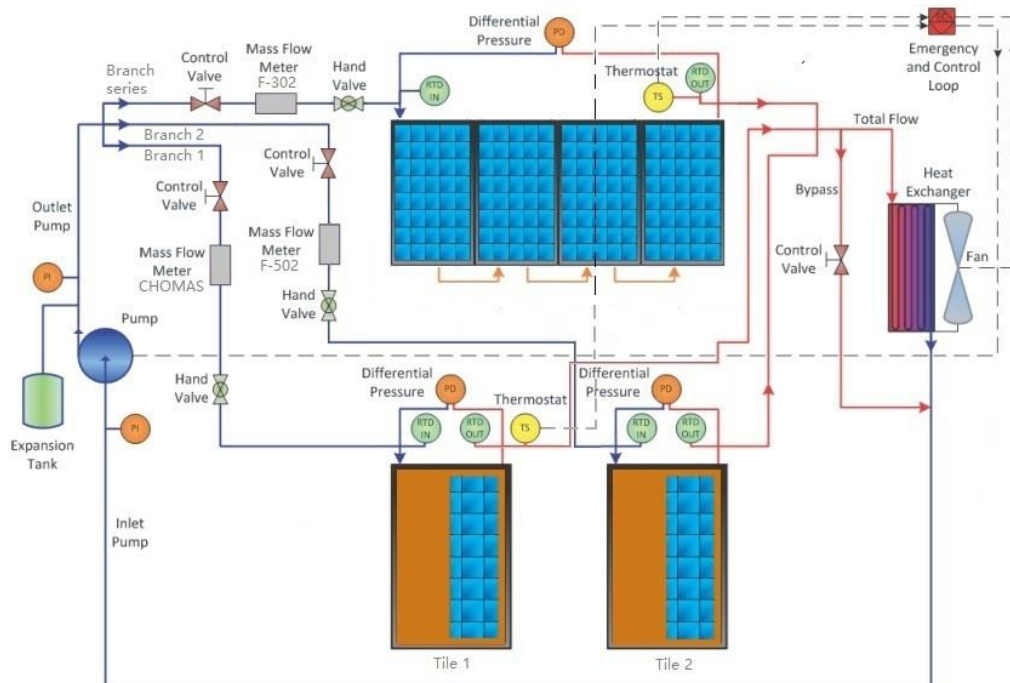


Figura 3.9 - Schema funzionale circuito idraulico

Anche in questo caso tutti gli strumenti sono collegati a un sistema di acquisizione dati, realizzato in Labview, e da cui è possibile vedere in tempo reale gli andamenti delle temperature e delle portate dei tre circuiti. Tramite un'interfaccia grafica è possibile impostare l'inverter del ventilatore e della pompa e farli lavorare a carico parziale. Il loop di acquisizione elabora i dati acquisiti ogni secondo e li memorizza una volta al minuto calcolandone la media e la deviazione standard.

I tre rami del circuito sono stati gestiti nel seguente modo: su due rami vengono di volta in volta installati singolarmente dei moduli PVT da analizzare, mentre sul terzo ramo sono installati in una configurazione fissa, che non è mai stata variata nei sei mesi di lavoro, n. 4 pannelli PVT Fototherm in silicio monocristallino collegati in serie. Di questi quattro PVT vengono misurate la temperatura in ingresso e in uscita dalla serie, senza possibilità di conoscere la temperatura intermedia tra un modulo e l'altro. Questi quattro moduli in serie sono stati presi come riferimento per confrontare le prestazioni dei PVT installati sugli altri due rami.

Durante il periodo invernale, in occasione del passaggio dalla prima configurazione alla seconda, è stato necessario aggiungere un certo quantitativo di glicole polipropilenico, per evitare il rischio gelo. La percentuale di glicole utilizzata è sempre rimasta attorno al 20% nonostante il circuito sia stato ricaricato in più occasioni.



# Capitolo 4

## Metodologia

### 4.1 Metodo di calcolo

#### 4.1.1 Ora solare e ora standard

Tutti i dati registrati dalla strumentazione del laboratorio, sia i dati della centralina meteo, sia i dati dell'impianto, sono memorizzati secondo l'ora standard, che è l'ora indicata su un comune orologio, che indicherà l'ora in base al fuso orario di appartenenza: il laboratorio dove si sono svolte le prove sperimentali è ubicato a Milano, a cui corrisponde UTC+1. Dall'altro lato, l'ora convenzionale utilizzata per il calcolo della posizione solare rispetto a un osservatore è nota come ora solare: ragionando in termini di ora solare, il mezzogiorno è il momento in cui il sole attraversa il meridiano dell'osservatore.

Si rende necessario quindi convertire tutti i minuti dell'ora standard in ora solare. La prima correzione da mettere in atto considera la differenza di longitudine tra il meridiano dell'osservatore locale ( $L_{loc}$ ) e il meridiano di riferimento per il calcolo dell'ora standard ( $L_{st}$ ). Il laboratorio SolarTech si trova sul tetto dell'edificio del Dipartimento dell'Energia a una longitudine di  $9,16^\circ$  Est, mentre il meridiano che individua l'ora standard si trova a una longitudine  $L_{st}=15^\circ$  Est. Si ricorda che per un osservatore terrestre il Sole impiega 4 minuti per percorrere un grado in senso longitudinale.

La seconda correzione è detta equazione del tempo  $E(t)$ , tiene conto di alcuni fenomeni derivanti dall'inclinazione dell'asse terrestre e dell'eccentricità dell'orbita della Terra intorno al Sole (Figura 4.1).

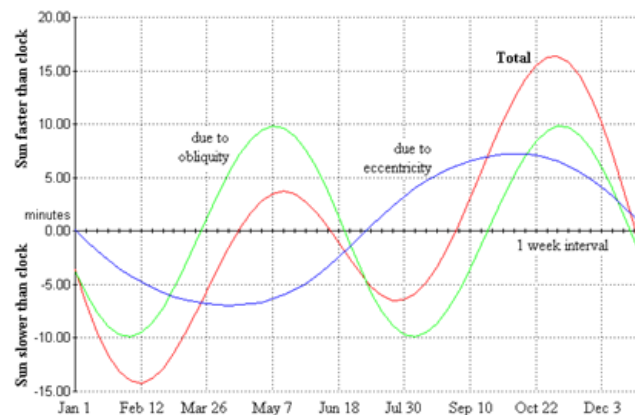


Figura 4.1 - Equazione del tempo

## Capitolo 4

Si può introdurre una terza correzione a seconda del periodo dell'anno, se ci si trova in ora legale o in ora solare. Durante il periodo estivo, che va dall'ultima domenica di marzo all'ultima domenica di ottobre, viene aggiunta un'ora all'ora standard, per cui in questi giorni dell'anno la formulazione corretta da utilizzare vede la sottrazione di un'ora:

$$\text{Solar time} = \text{Standard time} + \frac{4}{60} (L_{ST} - L_{loc}) + \frac{E(t)}{60} - 1 \quad (15)$$

Se invece ci si trova in periodo invernale, il -1 viene tolto.

Durante il periodo di svolgimento del presente lavoro si è avuto il passaggio da ora legale a ora solare il 26 ottobre 2014, e di nuovo il passaggio a ora legale il 29 marzo 2015. Nella realtà, come già anticipato nel Paragrafo 3.2, la stazione meteo acquisisce i dati senza effettuare il passaggio all'ora legale, perciò ai fini del calcolo dell'angolo di incidenza l'Equazione 15 viene applicata senza togliere l'ora. Nel momento in cui si dovrà far corrispondere i dati meteo con i dati dell'impianto bisognerà porre attenzione a spostare un'ora indietro i dati meteo, mantenendo nelle elaborazioni l'ora standard per evitare confusioni.

L'equazione del tempo è una funzione espressa in funzione del giorno dell'anno  $n$  e determina per ogni giorno dell'anno di quanti minuti è necessario correggere l'ora per calcolare correttamente l'ora solare. L'espressione ha una dimensione in minuti:

$$E(t) = 229.2 \cdot (0.000075 + 0.001868 \cdot \cos B - 0.032077 \cdot \sin B + -0.014615 \cdot \cos 2B - 0.04089 \cdot \sin 2B) \quad (16)$$

$$\text{Con } B = (n - 1) \cdot \frac{360}{365}$$

$B$  è espresso in gradi, e  $n$  indica il numero del giorno dell'anno.

### 4.1.2 Calcolo dell'angolo di incidenza

Tra gli strumenti della centralina meteo, si ha a disposizione un eliofanometro per la misura della radiazione diretta, che insegue la radiazione solare e riporta la misura con angolo di incidenza nullo. Per calcolare esattamente la radiazione incidente sul pannello, tenendo conto della posizione e inclinazione del modulo rispetto ai punti cardinali e della posizione del Sole che varia in modo continuo durante il giorno, si introducono una serie di angoli e relazioni geometriche.

La posizione del Sole durante il giorno rispetto a un osservatore terrestre viene descritta da due angoli che variano continuamente: l'angolo zenitale ( $\theta_z$ ) è l'angolo formato dalla



posizione del Sole con la verticale, e l'angolo azimutale ( $\gamma_s$ ) formato dalla posizione del Sole con il Sud. L'angolo zenitale si ricava dall'equazione:

$$\cos \theta_z = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta \quad (17)$$

Dove  $\varphi$  indica la latitudine (a Milano  $45^\circ 30'$ ),  $\omega$  è l'angolo orario, calcolabile con la relazione:

$$\omega = 15 (\text{Solar time} - 12) \quad (18)$$

L'angolo orario è l'angolo che la Terra deve compiere con la sua rotazione per portare il meridiano dell'osservatore terrestre direttamente sotto il sole. Lo spostamento angolare che la Terra compie con la propria rotazione rappresenta il tempo; per l'osservatore che da Terra guarda lo spostamento del sole l'angolo solare orario è un'espressione del tempo misurato come un angolo. Al mezzogiorno solare, alla longitudine dell'osservatore sulla Terra, l'angolo orario è di zero gradi, mentre il tempo prima di mezzogiorno solare è espresso in gradi negativi, e dopo il mezzogiorno in gradi positivi. La Terra con la propria rotazione compie ogni ora  $15^\circ$  intorno al proprio asse.

$\delta$  è noto come angolo di declinazione, uguale alla latitudine dell'osservatore che si trova nel punto in cui alle 12:00 (ora solare) il Sole è sullo zenit, alla stessa longitudine del luogo dove è collocato il pannello. Una equazione per il calcolo dell'angolo di declinazione in funzione del giorno dell'anno è fornita da Cooper (1969):

$$\delta = 23.45 \sin \left( 360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (19)$$

L'angolo azimutale solare si calcola invece con l'equazione:

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \frac{\cos \theta_z \sin \varphi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \varphi} \right| \quad (20)$$

Il segno dell'angolo azimutale è dato dalla posizione del Sole rispetto al Sud: se si trova nell'emisfero Est è convenzionalmente negativo, nell'emisfero Ovest è positivo.

Una volta definita la posizione del Sole nella volta celeste si definisce la posizione del pannello in base all'inclinazione  $\beta$  rispetto al piano di falda, e in base all'angolo azimutale  $\gamma$  del pannello, cioè l'angolo formato dalla proiezione del vettore normale sul piano orizzontale con il Sud. I pannelli installati sul tetto del Dipartimento di Energia sono tutti rivolti verso Sud con un angolo  $\gamma = -7^\circ$  (verso Est)

In Figura 4.2 sono riassunti tutti gli angoli appena definiti.

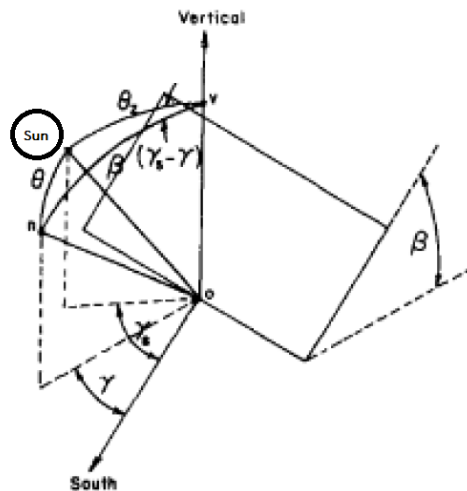


Figura 4.2 - Angolo di incidenza per una superficie inclinata

L'angolo di incidenza della radiazione solare su una superficie inclinata si ricava da:

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma - \gamma_s) \quad (21)$$

L'angolo di incidenza ha un valore minimo durante il mezzogiorno solare.

#### 4.1.3 Calcolo dell'irradianza totale incidente

La centralina meteo fornisce le misure di irradianza diretta e diffusa ogni dieci minuti, indicandole nel datasheet rispettivamente come RadDIRetta e RGlobBANDA. Per ricavare la radiazione totale incidente sul pannello, l'irradianza diretta viene moltiplicata per un fattore coseno, e sommata all'irradianza diffusa moltiplicata per un fattore di vista del collettore rispetto all'emisfero dal momento che il collettore non è orizzontale, ma si trova inclinato. I pannelli utilizzati come riferimento hanno una inclinazione di 30°, tutti gli altri collettori sono installati con una inclinazione di 25°.

$$G_T = RadDIRetta \cdot \cos \theta + RGlobBANDA \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (22)$$

#### 4.1.4 Calcolo del rendimento

L'apparato sperimentale del laboratorio SolarTech permette di registrare i valori di portata, temperatura in ingresso e in uscita da ogni collettore studiato. Inoltre su ogni pannello è installato un inverter che registra i dati di potenza elettrica prodotta istantaneamente dai

PVT, e fornisce anche i valori di energia. La potenza termica utile è espressa nell'Equazione 23 e il rendimento termico istantaneo viene definito con l'Equazione 24:

$$Q_u = \dot{m} C (T_{out} - T_{in}) \quad (23)$$

$$\eta_i = \frac{Q_u}{A_c G_T} = \frac{\dot{m} C (T_{out} - T_{in})}{A_c G_T} \quad (24)$$

## 4.2 Criterio di stabilità

Per valutare le prestazioni dei diversi pannelli è necessario restringere la grande mole di dati che raccolgono i data logger e definire un criterio di stabilità per limitare l'analisi a una condizione che sia il più possibile stazionaria, compatibilmente al fatto che l'impianto si trovi all'aperto. Innanzitutto i dati che verranno mostrati nei capitoli successivi si riferiscono esclusivamente a giornate in condizioni meteo favorevoli: si sono prese in considerazione giornate con una buona insolazione, e vento quasi assente. Si sono avute alcune giornate ventose, con cui sarà possibile mostrare quanto incide la ventosità sui PVT.

Si illustrano nel seguito i criteri che sono stati adottati, ricordando che nel momento in cui un dato di temperatura, o portata o radiazione, in un certo minuto non rispetta il criterio, l'intero minuto non viene considerato, anche se gli altri dati superano il criterio.

### Temperatura di ingresso e uscita del fluido:

Di tutti i dati di temperatura registrati ogni minuto, si scartano tutti i dati di temperatura che da un minuto al successivo subiscono una variazione troppo repentina, ovvero vengono presi in considerazione solo i dati che presentano una differenza inferiore a  $\Delta T$ :

$$|T_{\min(i)} - T_{\min(i+1)}| < \Delta T(^{\circ}C)^1$$

Per individuare l'intervallo di filtraggio idoneo, si sono provati alcuni valori di  $\Delta T$  e per ognuno si è guardato la cardinalità di dati filtrati, e ripetuto tale prova per alcuni giorni e per i tre moduli installati, che ad agosto e settembre erano: due tegole ibride e i quattro PVT di riferimento. A titolo esemplificativo si mostra quanto appena detto nel grafico di Figura 4.3 in cui sono illustrati i dati di temperatura in ingresso del fluido ai collettori per il giorno 4 agosto, e si vede graficamente la percentuale di dati che rimangono dopo il criterio di selezione al variare del criterio stesso: per esempio se si decide di eliminare i dati di temperatura che tra un minuto e il successivo subiscono una variazione maggiore di  $0,1^{\circ}C$  per il PVT di riferimento rimane il 54.3% di dati, per la tegola 1 il 40% e per la tegola 2 il

<sup>1</sup> I criteri utilizzati per la scelta dei dati significativi non verranno numerati

## Capitolo 4

65%. Già aumentando leggermente il  $\Delta T$  i dati che superano il criterio diventano superiori all'80%, ad eccezione per la tegola 1, per cui già avere un valore di  $\Delta T = 0,2^\circ\text{C}$  potrebbe essere troppo largo.

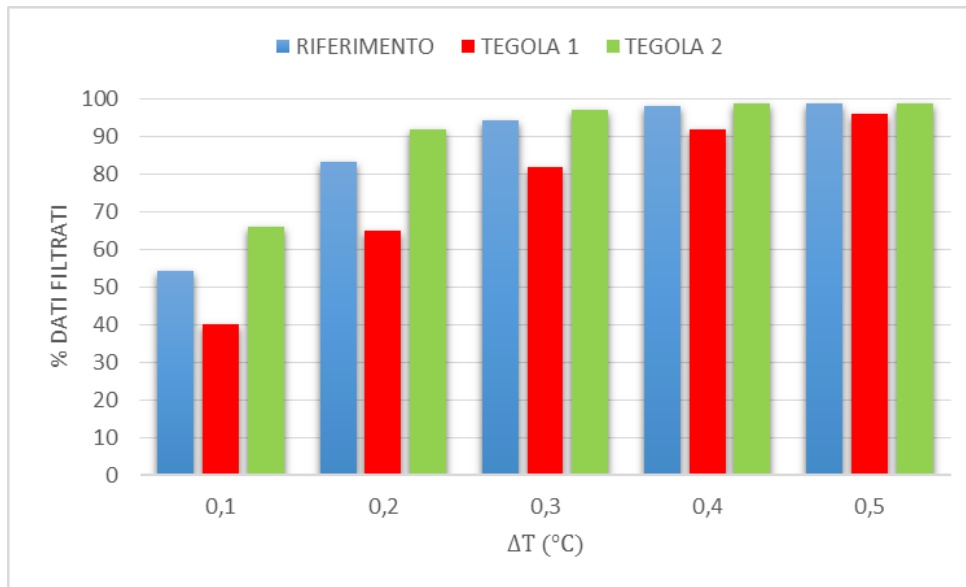


Figura 4.3 - Percentuale di dati che superano il criterio al variare del criterio di stabilità sulla temperatura del fluido per uno dei giorni di raccolta dati

Dopo aver contato quanti dati sono stati filtrati da un  $\Delta T$  pari a 0,1 – 0,2 – 0,3 - 0,4 – 0,5 $^\circ\text{C}$  si è scelto sia per le temperature in ingresso sia per le temperature in uscita di tenere un criterio di 0,1 $^\circ\text{C}$ . Tale criterio si è successivamente mostrato efficiente per eliminare tutti quei dati che sono dovuti a un transitorio di avviamento dell'impianto.

### Criterio di stabilità sulla portata

Per quanto riguarda la portata non si è applicato un criterio di variazione tra un minuto e il successivo dal momento che, a parte poche eccezioni, si è cercato di tenere l'inverter della pompa sempre al 100% e di non modificarlo durante la giornata per non variare la portata del circuito. Questo per riuscire a ricavare dopo una giornata di raccolta dati una curva caratteristica unica ed eventualmente unire i dati di più giornate in un'unica curva caratteristica, perché è noto che ogni curva caratteristica (retta che esprime il rendimento istantaneo in funzione della temperatura ridotta) è unica per ogni valore di portata: avere più valori di portata costringe a graficare i punti calcolati su rette diverse.

Il criterio di stabilità scelto per la portata quindi mira ad eliminare quei valori che sono prossimi allo zero e che denotano un malfunzionamento del misuratore di portata. Per tutto il periodo di lavoro infatti il misuratore posizionato sul ramo 2 ha dato problemi di avviamento, segnando un valore prossimo a zero o non valido per un periodo di circa 10-

30 minuti a partire dall'avviamento, dopo i quali inizia a funzionare correttamente. Per filtrare i dati si è scelto di non eliminare i dati di portata che rispettano il criterio:

$$\dot{m} > 0,9 \text{ l/min}$$

A titolo esemplificativo si riporta un grafico in Figura 4.4 con i dati sulla portata filtrati: si nota che sono stati scartati solo i valori che si avvicinano al fondo scala dello strumento che è appunto 0,9 l/min. I dati della portata che subiscono un grande cambiamento sono dovuti in parte al transitorio di accensione e in parte alla variazione di temperatura del fluido.

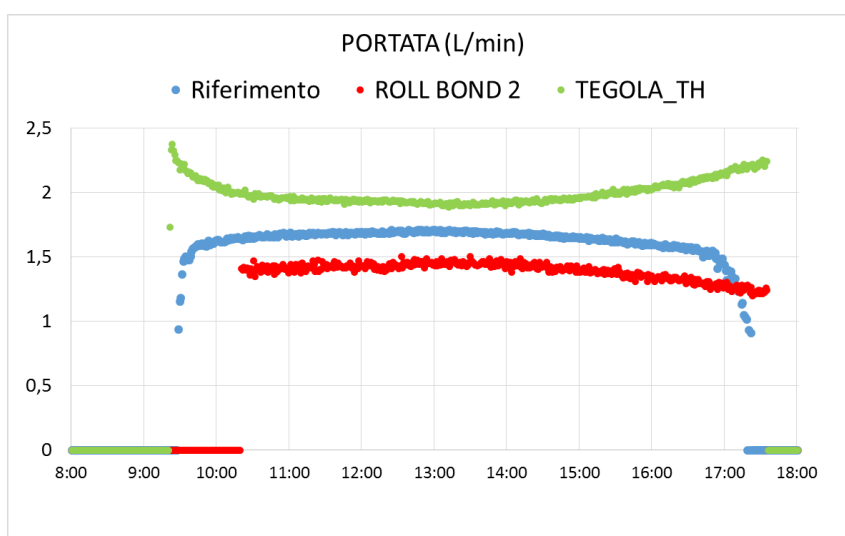


Figura 4.4 - Dati filtrati sulla portata per uno dei giorni di raccolta dati

Anche considerando la presenza di un piccolo transitorio iniziale all'accensione dell'impianto (avvenuto alle 9.22 del giorno in questione, ovvero il 12 febbraio 2015), si nota come la portata non rimane esattamente costante, nemmeno nelle ore di picco solare. Questo fa capire come la portata non sia indipendente dalla temperatura del fluido, ma un aumento della temperatura fa diminuire densità e viscosità dell'acqua così come per il glicole, con l'effetto di diminuzione delle perdite di carico nelle ore a maggiore insolazione e conseguente aumento della portata. Questo è vero per il pannello roll bond di 2° generazione, presente il 12 febbraio, e in particolar modo per il riferimento, che manifesta in modo più evidente la variazione della portata, essendo la perdita di carico legata a questo ramo del circuito prevalente per la presenza di quattro pannelli in serie: il costruttore indica una perdita compresa tra 536 - 887 mm<sub>H2O</sub> per ogni pannello. Il circuito della tegola termica ha molte meno perdite di carico, dell'ordine dei 30-40 mm<sub>H2O</sub>, perciò il ramo ha poca autorità rispetto agli altri due e anche graficamente si può notare che ha un comportamento contrario agli altri due.

Gli effetti appena descritti non vengono filtrati dal criterio di stabilità per la portata, ma i dati corrispondenti a quei minuti vengono già filtrati in maniera diversa dal criterio sulla temperatura e sulla radiazione.

### Stabilità sulla radiazione

I dati di radiazione devono subire due tipologie di selezione: la prima riguarda i momenti dove la DNI varia maggiormente e in cui l'effetto coseno incide molto sui dati, ovvero durante l'alba e il tramonto. La seconda riguarda eventuali passaggi nuvolosi che determinano una variazione brusca della radiazione o ombreggiamenti previsti o accidentali. Nella realtà non è ancora sufficiente questo passaggio, perché intervengono degli ombreggiamenti che si verificano sul pannello ma che sfuggono al criterio di stabilità dal momento che la centralina meteo si trova in una posizione tale per cui difficilmente va in ombra.

La stabilità nel caso dell'irradianza, a differenza delle temperature delle portate, presenta la complicazione di venire registrata ogni dieci minuti, di conseguenza non si riesce a valutare direttamente minuto per minuto se ci sono state variazioni importanti e rapide, per esempio variazioni della durata di pochi minuti, poiché la media sui dieci minuti non rende conto dell'entità e della durata della variazione. Per questo motivo si aggiunge un criterio anche sulla deviazione standard, anch'essa disponibile ogni dieci minuti.

Nel datasheet del file meteo, la radiazione normale incidente (DNI) viene indicata con  $RadDIRetta$  e se ne considera il valor medio ai fini di calcolo, ma ai fini dell'analisi di stabilità è utile considerare anche il valore minimo e massimo e la deviazione standard.

La radiazione viene reputata valida se rispetta i seguenti criteri:

- si sceglie un criterio sul valore medio della radiazione diretta, con cui si vuole cercare di filtrare sia passaggi nuvolosi sia le forti variazioni di intensità di radiazione che si hanno all'alba e al tramonto. Secondo il criterio la differenza percentuale del valor medio di radiazione diretta di dieci minuti in dieci minuti non deve superare il 3%:

$$\frac{|RadDIRetta_{\min(i)} - RadDIRetta_{\min(i+10)}|}{RadDIRetta_{\min(i)}} \leq 3\%$$

- per tenere conto di variazioni brusche, e minimamente prolungate nel tempo, della radiazione all'interno dei dieci minuti, superano il criterio i dati che presentano un valore di deviazione standard inferiore a  $25 \text{ W/m}^2$ :

$$|StDev_{RadDIRetta,\min(i)} - StDev_{RadDIRetta,\min(i+10)}| \leq 25 \text{ (W/m}^2\text{)}$$

- si è aggiunto un ulteriore filtro sulla radiazione totale incidente calcolata con i criteri visti al Paragrafo 4.1.3 e secondo cui la radiazione totale incidente sul pannello inclinato tra un minuto e il successivo non supera i 3 W/m<sup>2</sup>:

$$|G_{tot,min(i)} - G_{tot,min(i+1)}| \leq 3 \left( \frac{W}{m^2} \right)$$

A titolo esemplificativo in Figura 4.5 si mostra il confronto tra i dati prima e dopo il criterio di stabilità applicato alla radiazione:

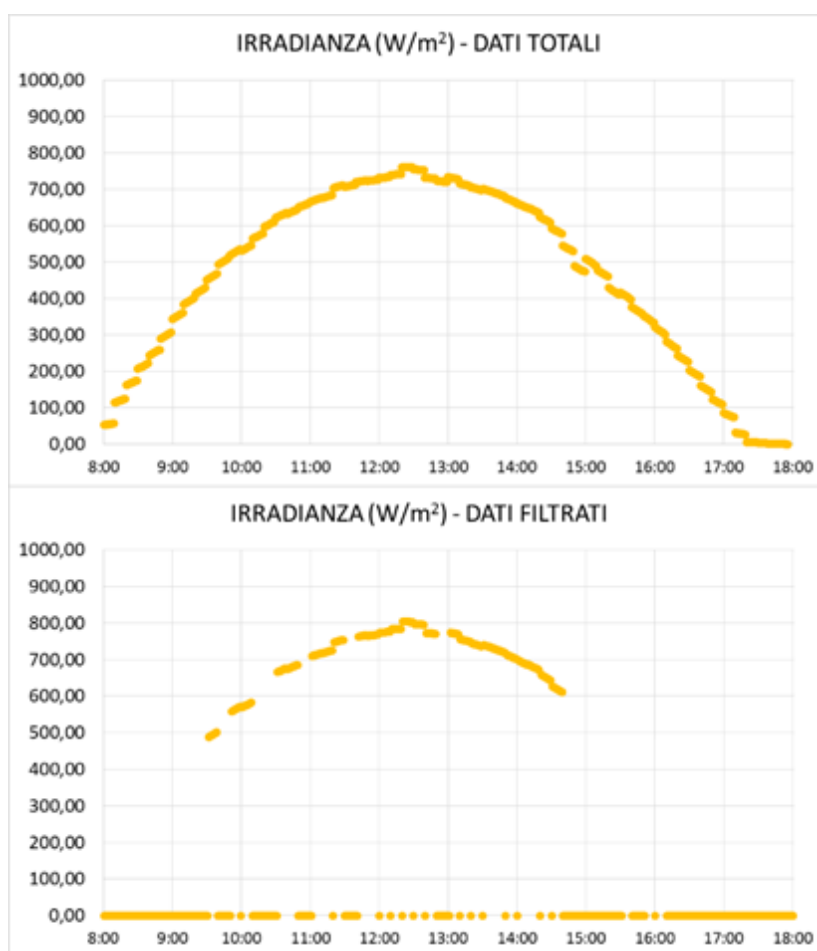


Figura 4.5 - Dati di irradianza prima (sopra) e dopo (sotto) il criterio di stabilità

Per la giornata del 1 febbraio, rappresentativa di una giornata favorevole con assenza di passaggi nuvolosi, i dati che rispettano il criterio sono il 45,3% sul totale dei dati presi dall'alba al tramonto.

## Capitolo 4

Il criterio percentuale è più selettivo nei momenti in cui la radiazione è bassa, che sono più critici dal punto di vista della stabilità e i più difficili da filtrare, mentre è meno selettivo sull'irradianza elevata che ci si aspetta durante il picco solare: su un'irradianza incidente di  $500 \text{ W/m}^2$  vengono eliminati i dati con più di  $15 \text{ W/m}^2$  di variazione, mentre durante il picco solare con  $850 \text{ W/m}^2$  vengono eliminati i dati con più di  $25,5 \text{ W/m}^2$  di differenza dal valore precedente.

### **Criterio sul vento**

Per quanto riguarda la ventosità non si è elaborato un criterio di stabilità automatizzato, ma data la rarità del fenomeno si è proceduto manualmente a considerare la validità dei dati raccolti. Nelle giornate del 22 e 23 ottobre 2014 si sono verificate raffiche di vento che hanno pesantemente condizionato le performance termiche dei PVT, come si vedrà in seguito, ma nei restanti giorni i fenomeni di vento mantengono valori compresi tra  $1 \text{ m/s}$  e  $3 \text{ m/s}$  con variazione standard non superiore a  $1 \text{ m/s}$ .

### **4.3 Determinazione dell'incertezza di misura**

Ogni qualvolta ci si trovi a misurare una certa grandezza, per quanto il procedimento adottato possa essere scrupolosamente condotto, non è possibile dire che il dato ricavato corrisponda al valore vero, ma c'è sempre una componente di errore, seppur piccola, che rende la misura dubbia o incerta. Si rende perciò necessario valutare la qualità della misura ottenuta, attraverso una procedura che produca un risultato di tipo quantitativo che esprima tale qualità. Il passaggio è necessario per rendere il dato valutabile da terzi, in modo da giudicarne l'attendibilità, e senza il quale non è possibile confrontare la misura tra più prove ripetute, né verificare il rispetto di normative o limiti imposti.

Nel seguente paragrafo viene definito un metodo per esprimere la qualità delle misure effettuate dagli strumenti del laboratorio, e delle grandezze ricavate da successivi passaggi analitici.

Si possono distinguere due tipi di misure: diretta e indiretta. Si dice che la misura è diretta quando per effettuarla si ricorre all'uso di strumenti opportunamente tarati, cioè ad una operazione che consente di leggere direttamente il risultato. La misura si dice indiretta quando per ricavare il risultato si passa attraverso una relazione algebrica: è il caso delle grandezze derivate, la cui misura si ricava dalla misurazione diretta delle grandezze fondamentali che la compongono e dal successivo calcolo con la relazione che la definisce. In entrambi i casi viene definito un valore di incertezza che quantifica la qualità della misura diretta o indiretta.

Il motivo che porta una misura ad essere incerta, risiede nel fatto che durante il processo inevitabilmente si commettono errori: lo scopo è comprenderne la natura e ridurli per quanto possibile. Gli errori sono principalmente imputabili alla strumentazione utilizzata, al comportamento dell'operatore o a condizioni esterne, alcune cause d'errore possono



essere limitate, altre sono intrinseche al processo e non possono essere eliminate. Durante il lavoro è bene indagare queste cause, che possono essere dovute a:

- taratura dello strumento: in particolare gli strumenti, nonostante siano funzionanti, se sono lasciati per qualche tempo inutilizzati possono fornire una misura erronea e non coerente con la sollecitazione ricevuta. In questo caso è opportuno procedere ad una nuova taratura, operazione che è stata eseguita su due termoresistenze del circuito e che verrà mostrata in seguito.
- malfunzionamento dello strumento, dovuto a condizioni ambientali sfavorevoli. Il circuito essendo installato all'esterno è perennemente esposto ai fenomeni atmosferici, che nei mesi invernali possono essere severi, come variazioni repentine della temperatura ambiente, condizioni di forte umidità, e precipitazioni.
- usura dello strumento, dovuta al tempo, e che rende necessario un intervento di sostituzione
- sensibilità dello strumento, il quale può fornire una misurata errata se la grandezza da misurare è troppo grande o piccola in relazione al fondo scala
- tempi di risposta dello strumento, dipendente dalla costante di tempo della risposta a una sollecitazione a gradino
- errori di lettura, se compiuti da un operatore può capitare una lettura erronea della misura
- errori di trasmissione dei dati dallo strumento al data logger

Nell'errore di misura risiedono due componenti, una casuale e una sistematica, che non sono distinguibili. La natura dell'errore sistematico è costante, nel senso che incide sulla misura sempre in eccesso o in difetto rispetto al valore vero. La causa è da ricercare nel funzionamento dello strumento, che può avere lo zero di scala disallineato, può essere danneggiato o risentire delle condizioni di umidità e temperatura esterne. Gli errori sistematici se si è in grado di riconoscerli sono eliminabili. Gli errori casuali invece agiscono in modo aleatorio sulla misura, a volte in eccesso a volte in difetto e per questo è difficile individuarne l'entità e soprattutto l'origine. Se la misura è ripetibile l'errore casuale può essere evidenziato con metodi statistici [11].

Dal punto di vista normativo, la UNI EN 13005 indica che l'incertezza può essere definita in due modi, a seconda del metodo con cui è stata determinata [12]:

- valutazione di categoria A dell'incertezza tipo: è un metodo di valutazione dell'incertezza mediante l'analisi statistica di una serie di osservazione o misure
- valutazione di categoria B dell'incertezza tipo: è un metodo di valutazione dell'incertezza che comprende metodi diversi dall'analisi statistica di una serie di osservazioni

Il metodo A prevede che vengano ripetute le prove N volte, di cui si calcola la media, la stima dello scarto tipo ed esprimere la misura come la media delle prove e la cui incertezza è espressa dallo scarto tipo della media.

## Capitolo 4

Nel presente lavoro sperimentale le misure, anche se avvengono con una frequenza di una rilevazione al secondo, non sono prove ripetute ma sono misure istantanee e singole di una situazione in evoluzione, con condizioni esterne che non sono mai identiche e tantomeno ripetibili. Per cui il metodo utilizzato per l'analisi dell'errore sarà di tipo B.

L'obiettivo è ottenere una stima  $x_i$  delle grandezze misurate  $X_i$  che come detto non sono ottenute con prove ripetute, e valutare l'incertezza  $u(x_i)$  attraverso un giudizio scientifico che si basa sulle informazioni che si hanno a disposizione sulla variabilità della grandezza  $X_i$ . [uni pgg 17-21] Tali informazioni possono essere:

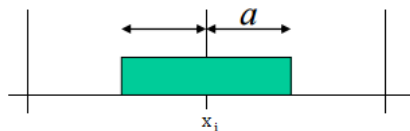
- dati su misurazioni precedenti
- conoscenza del comportamento del sistema o delle proprietà dei materiali e degli strumenti di interesse
- specifiche tecniche fornite dal costruttore
- dati ricavati da certificati di taratura
- incertezze assegnate a valori di riferimento da manuali

Nel caso del presente studio, per le grandezze misurate direttamente, si è fatto riferimento alle schede tecniche degli strumenti utilizzati. In questo caso il costruttore fornisce un valore di accuratezza  $a$  della misura tramite un valore percentuale da applicare al fondo scala FS: l'accuratezza così fornita è un'espressione dell'estremo superiore dell'errore che si commette utilizzando lo strumento calibrato.

$$a = \frac{d \cdot FS}{100} \quad (25)$$

Si ricorda che la UNI EN 13005 definisce l'accuratezza come il "grado di concordanza tra il risultato di una misurazione e un valore vero del misurando".

Nella UNI EN 13005 viene indicata una procedura di calcolo della varianza nel caso appena descritto in cui il costruttore fornisca un valore di accuratezza nella scheda tecnica, ovvero il caso in cui il valore della grandezza  $X_i$  si assume essere compreso all'interno di un intervallo  $[a_-; a_+]$  con probabilità 1. In assenza di una conoscenza specifica di come  $X_i$  si distribuisca all'interno dell'intervallo è lecito assumere che la distribuzione di probabilità sia uniforme, ovvero  $X_i$  può giacere in qualunque punto dell'intervallo con uguale probabilità per ogni punto.



Allora il valore atteso  $x_i$  ha una varianza associata

$$u^2(x_i) = \frac{a^2}{3} \quad (26)$$

e un valore di incertezza tipo:

$$u(x_i) = \frac{a}{\sqrt{3}} \quad (27)$$

$$u(x_i) = \frac{d \cdot FS}{100 \sqrt{3}} \quad (28)$$

Oltre a quanto appena illustrato, si vuole tener conto di un altro contributo all'errore di misura. L'incertezza tipo ricavata in formulax infatti non viene applicata direttamente ad ogni misura, ma a una media di 60 misure: in altre parole il sistema di acquisizione effettua una misura ogni secondo, e ne memorizza solo un valore ogni minuto, sul quale si vuole applicare l'errore di misura. Per tenere conto di questo passaggio si aggiunge all'incertezza tipo suddetta:

$$u(x_i) = \frac{d \cdot FS}{100 \sqrt{3}} + t_{95}(60) \cdot StDev(x_i) \quad (29)$$

Dove il valore  $t_{95}(60)$  della distribuzione t-Student con 60 gradi di libertà assume il valore 2 e definisce un intervallo comprendente il 95% della distribuzione. Il valore  $t_{95}(60)$  moltiplica il valore della deviazione standard delle misure acquisite, memorizzate ogni minuto.

Si vede ora nel dettaglio come si sono calcolate le incertezze sulle misure dirette effettuate dagli strumenti.

### **Incerteza sulla portata**

Ogni ramo del circuito ha un misuratore di portata subito dopo l'uscita della pompa e la ramificazione. I sensori del ramo corrispondente alla serie e del ramo 2 sono sensori Huba Control 210. Il modello, visibile nell'immagine, corrisponde al 210-8-08-3: ha un diametro nominale DN 8 corrispondente a un campo di misura della portata compreso tra 0,9 l/min e 15 l/min, convertito in uscita in un segnale in tensione compreso tra 0-10 V. Nello schema di Figura 3.9 il misuratore della serie corrisponde al FI-302.

Nelle schede tecniche il costruttore dichiara che il misuratore di portata ha un'accuratezza del 1% del valore di fondo scala, per valori di portata inferiori al 50% della portata nominale. La portata del circuito nei singoli rami non supera mai i 3-4 l/min, perciò come previsto dal metodo di valutazione B descritto in precedenza, si calcola un valore di incertezza:

$$u = \frac{0.01 \cdot 15 \text{ l/min}}{\sqrt{3} \cdot 60 \text{ s/min}} = 0.0014 \frac{\text{l}}{\text{s}} \quad (30)$$

## Capitolo 4

Nella realtà tale valore di incertezza non si applica alla singola misura, perché si ricorda che nell'elaborazione al Labview le singole misure vengono temporaneamente registrate in un array per 60 secondi, dopo i quali il sistema memorizza la media delle 59 misure e la deviazione standard. Per cui l'incertezza è stata applicata alla media delle 59 misure, non al valore singolo.

Per il ramo 2 si applica lo stesso valore di incertezza, poiché come detto il misuratore è uguale nei due rami. Nella realtà, a causa di un errore contenuto nel ciclo Labview, per tutti i dati registrati fino a novembre e solo per i valori di portata (non per le temperature) l'incertezza 0.0014 l/s va applicata ai dati del ramo 1, poiché in fase di acquisizione le portate nei due rami sono invertite: la portata del ramo 2 sull'interfaccia Labview corrisponde fisicamente alla portata del ramo 1 e viceversa. In seguito si è provveduto a creare una versione 3 del file Labview con cui si rimedia a tale scambio, e i dati successivi a novembre hanno una corrispondenza corretta tra interfaccia e circuito fisico.

Sul ramo 1 del circuito è invece installato un misuratore di portata volumetrico CHOMAS, avente una range di portata compreso tra 0.25 l/min e 9.16 l/min e che trasmette i valori misurati con segnali in corrente tra 0,4 mA e 20 mA, convertiti nuovamente in valori di portata con l'interfaccia Labview. Il misuratore è dotato anche di un display dal quale possono essere impostate alcune configurazioni ed è possibile visualizzare i valori istantanei di portata, prima che questi vengano trasmessi al data logger. In Figura 4.6 il misuratore corrisponde all'immagine di sinistra. Sempre nella scheda tecnica il costruttore indica che il misuratore ha un'accuratezza di +/- 1% del valore letto. Quindi a differenza del misuratore precedente, il valore di incertezza non è fisso: prendendo un valore tipico di portata del ramo 1, ad esempio 1.5 l/min, l'ordine di grandezza dell'incertezza è:

$$u = \frac{0.01 \cdot 1.5 \text{ l/min}}{\sqrt{3} \cdot 60 \text{ s/min}} = 0.00014 \frac{\text{l}}{\text{s}} \quad (31)$$



Figura 4.6 - Misuratori di portata installati sul ramo 1 (sinistra) e sul ramo 2 (destra)

### Incerteza sulle temperature di ingresso e uscita del fluido dai pannelli

All'inizio del lavoro sperimentale, ottobre 2014, sui tre rami erano installate tre coppie, una RTS in ingresso e una RTD in uscita da ciascun PVT, di termoresistenze diverse tra loro:

- sul ramo 1 sono installate delle RTD Conax
- sul ramo 2 sono installate RTD Emerson
- sul ramo della serie sono installate delle RTD di classe B

A partire da novembre 2014 in occasione del cambio dalla prima alla seconda configurazione del circuito (si veda la Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.), si è proceduto a sostituire le termoresistenze del ramo 2 con RTD Conax (Figura 4.7) ritenute più precise nella misurazione, e anche dal punto di vista dell'analisi degli errori la situazione è migliorata.

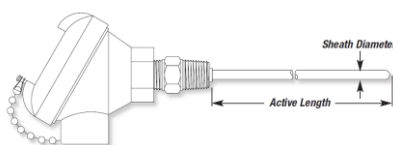


Figura 4.7 - RTD Conax

Per quanto riguarda l'accuratezza degli strumenti appena elencati, si riportano i dati forniti dal costruttore. Le RTD Emerson sono di classe B e nella scheda tecnica viene fornita nella Tabella 4.1 l'accuratezza della misura al variare della temperatura:

TABLE 2. Series 65 Interchangeability

Standard Series 65 IEC-751 Class B	Temperature
$\pm 0.80$ °C ( $\pm 1.44$ °F)	-100 °C (-148 °F)
$\pm 0.30$ °C ( $\pm 0.54$ °F)	0 °C (32 °F)
$\pm 0.80$ °C ( $\pm 1.44$ °F)	100 °C (212 °F)
$\pm 1.80$ °C ( $\pm 3.24$ °F)	300 °C (572 °F)
$\pm 2.30$ °C ( $\pm 4.14$ °F)	400 °C (752 °F)
Series 65 with IEC-751 Class A Option	Temperature
$\pm 0.35$ °C ( $\pm 0.63$ °F)	-100 °C (-148 °F)
$\pm 0.15$ °C ( $\pm 0.27$ °F)	0 °C (32 °F)
$\pm 0.35$ °C ( $\pm 0.63$ °F)	100 °C (212 °F)
$\pm 0.75$ °C ( $\pm 1.35$ °F)	300 °C (572 °F)
$\pm 0.95$ °C ( $\pm 1.71$ °F)	400 °C (752 °F)

Tabella 4.1 - Accuratezza di misura delle RTD di classe B al variare della temperatura, secondo gli standard IEC 751

## Capitolo 4

Avendo a disposizione le accuratze per 0°C e 100°C si sceglie di fare un'interpolazione tra 0 e 100 per ricavare più precisamente il valore di accuratezza alla temperatura del circuito, che oscilla tra i 10°C e i 45°C. La retta di interpolazione ricavata e il valore dell'incertezza che ne deriva sono:

$$a = 0.005 T(^{\circ}C) + 0.3^{\circ}C \quad (32)$$

$$u = \frac{a}{\sqrt{3}} \quad (33)$$

Dove nella variabile T si immette il valore di temperatura mediato ogni minuto, in ingresso e in uscita del fluido dal pannello.

Per quanto riguarda il ramo 1, le RTD Conax 43 V2, nella scheda tecnica è indicato che esse sono di classe B/3 e che l'accuratezza a 0°C è di +/- 0,1°C, per cui si applica un valore di incertezza:

$$u = \frac{0,1^{\circ}C}{\sqrt{3}} = 0.058^{\circ}C \quad (34)$$

Oltre al valore di incertezza associato all'accuratezza dello strumento di misura, si aggiunge un fattore di incertezza dovuto alla deviazione standard delle misure acquisite ogni secondo e definito precedentemente.

$$u = \frac{a}{\sqrt{3}} + 2\delta \quad (35)$$

Le termoresistenze sul ramo della serie sono anch'esse di classe B, e in assenza di ulteriori informazioni, si fa riferimento agli standards DIN IEC 751 (reference platinum precision resistance thermometers), che indicano a 0°C un'accuratezza di 0.3°C, e a 100°C un'accuratezza di 0.8°C. In altre parole la retta di interpolazione è uguale a quella utilizzata per le Emerson del ramo 2.

### **Radiazione**

Il contributo della radiazione è dato dalla radiazione diretta e diffusa, per cui per ricavare il valore dell'incertezza della radiazione totale si dovrà ricorrere successivamente alla propagazione degli errori. Dalla scheda tecnica dell'eliofanometro si apprende che la tolleranza sulla misura è del 5% sul valore misurato, mentre per il radiometro globale, che misura la radiazione diffusa, la tolleranza è del 2%. L'incertezza da applicare, supponendo di avere ad esempio una radiazione diretta di 900 W/m<sup>2</sup>, risulta:

$$u = \frac{0.05 \cdot 900 \frac{W}{m^2}}{\sqrt{3}} = 26 \frac{W}{m^2} \quad (36)$$

### Determinazione dell'incertezza combinata sul rendimento termico

Una volta definito come ricavare l'incertezza di tutte le grandezze misurate con metodi diretti, si vuole determinare come tali incertezze si ripercuotono sul rendimento termico dei pannelli, dato che il rendimento viene ricavato indirettamente dalle grandezze misurate. In generale, quando si ha una funzione dipendente da un certo numero di variabili  $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$  di cui si conosca l'incertezza di ciascuna,  $x_i \pm \delta x_i$  e se le variabili non sono correlate tra di loro ma possono essere considerate indipendenti, si può calcolare l'incertezza combinata come:

$$\delta f = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left( \frac{\partial f}{\partial x_i} \cdot \delta x_i \right)^2} \quad (37)$$

L'incertezza combinata viene calcolata a partire dalla Equazione 22 che esprime la radiazione totale  $G_T$  come una funzione dipendente da due variabili, radiazione diretta e diffusa, di cui sono note le incertezze.

$$G_T = RadDIRetta \cdot \cos \theta + RGlobBANDA \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (38)$$

Se la radiazione diretta e la radiazione diffusa vengono considerate indipendenti l'una dall'altra, si può ricavare l'incertezza combinata della radiazione totale:

$$\delta G_T = \sqrt{\left( \frac{\partial G_T}{\partial RGlobBANDA} \cdot \delta RGlobBANDA \right)^2 + \left( \frac{\partial G_T}{\partial RadDIRetta} \cdot \delta RadDIRetta \right)^2} \quad (39)$$

$$\delta G_T = \sqrt{\left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \cdot \delta RGlobBANDA \right)^2 + (\cos \theta \cdot \delta RadDIRetta)^2} \quad (40)$$

L'incertezza combinata della potenza termica estratta dal pannello:

$$\delta Q_{th} = \sqrt{\left( \frac{\partial Q_{th}}{\partial m} \cdot \delta m \right)^2 + \left( \frac{\partial Q_{th}}{\partial T_{out}} \cdot \delta T_{out} \right)^2 + \left( \frac{\partial Q_{th}}{\partial T_{in}} \cdot \delta T_{in} \right)^2} \quad (41)$$

## Capitolo 4

$$\delta Q_{th} = \sqrt{(c(T_{out} - T_{in}) \cdot \delta m)^2 + (mc \cdot \delta T_{out})^2 + (mc \cdot \delta T_{in})^2} \quad (42)$$

L'incertezza combinata del rendimento termico:

$$\begin{aligned} \delta \eta_{th} &= \sqrt{\left(\frac{\partial \eta_{th}}{\partial m} \cdot \delta m\right)^2 + \left(\frac{\partial \eta_{th}}{\partial T_{out}} \cdot \delta T_{out}\right)^2 + \left(\frac{\partial \eta_{th}}{\partial T_{in}} \cdot \delta T_{in}\right)^2 + \left(\frac{\partial \eta_{th}}{\partial G_T} \cdot \delta G_T\right)^2} \\ &= \sqrt{\left(\frac{c(T_{out} - T_{in})}{A \cdot G_{tot}} \cdot \delta m\right)^2 + \left(\frac{mc}{A \cdot G_{tot}} \cdot \delta T_{out}\right)^2 + \left(-\frac{mc}{A \cdot G_{tot}} \cdot \delta T_{in}\right)^2 + \left(-\frac{mc(T_{out} - T_{in})}{A \cdot G_{tot}^2} \cdot \delta G_{tot}\right)^2} \quad (43) \end{aligned}$$

Si riportano i risultati dell'incertezza sul rendimento e sulla potenza termica (Figura 4.8 e Figura 4.9) per una giornata invernale, il 12 febbraio 2015, caratterizzata da condizioni meteo favorevoli, soleggiata e senza passaggi nuvolosi, ma tipica invernale, per cui la radiazione pur presentando un andamento stabile raggiunge solamente 650 W/m<sup>2</sup> di picco.

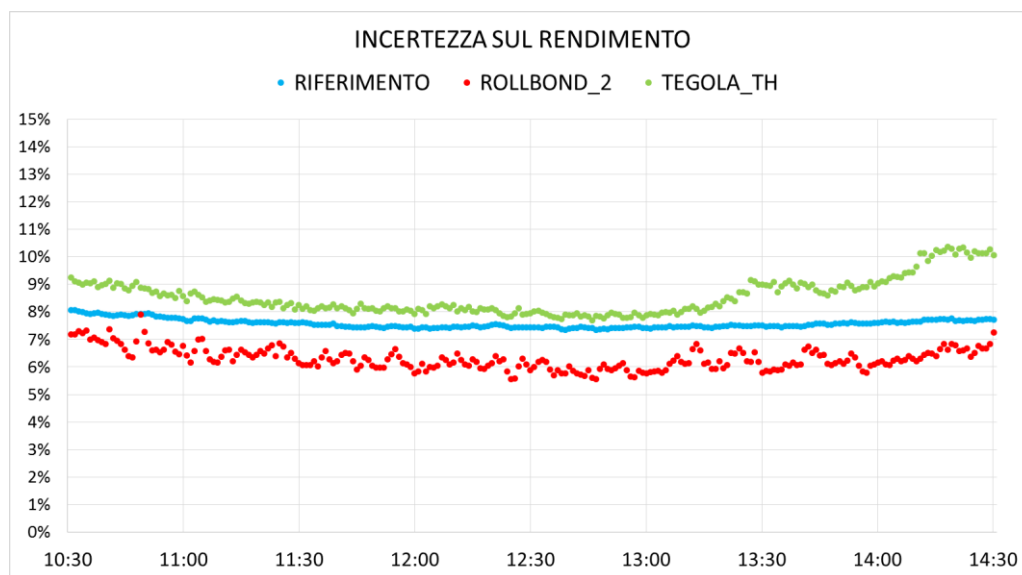


Figura 4.8 - Incertezza sul rendimento per il 12 febbraio



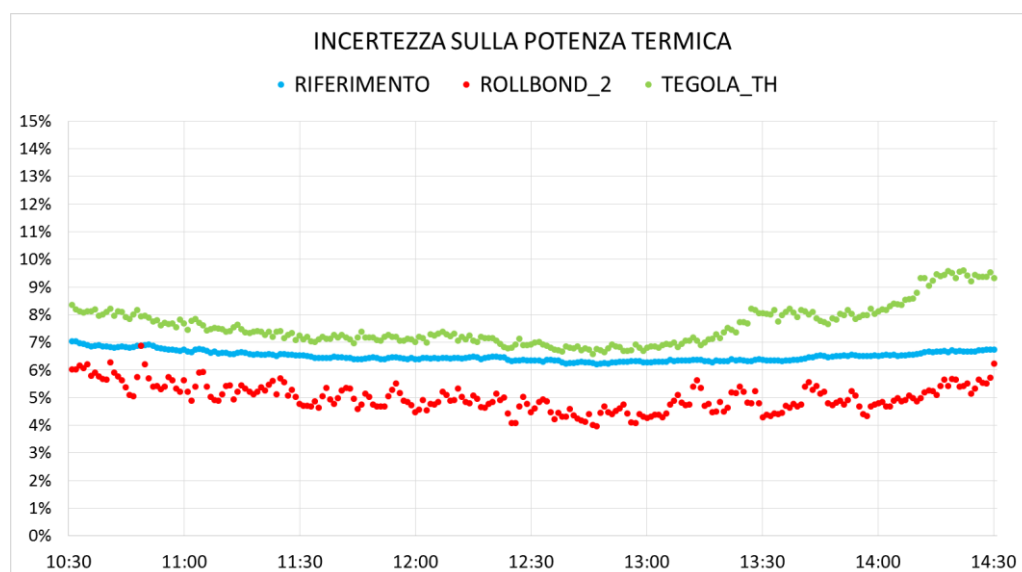


Figura 4.9 - Incertezza sulla potenza termica per il 12 febbraio

Per meglio comprendere quali sono i contributi all'incertezza si riportano in Tabella 4.2 i contributi dei vari termini elevati al quadrato della formula 4.3. Tali contributi sono una media dei dati compresi tra le h12 e le h14:

	RIFERIMENTO	ROLL BOND 2	TEGOLA_TH
<b>m</b>	1,95E-05	1,44E-05	8,18E-05
<b>Tout</b>	8,21E-05	5,19E-06	7,07E-04
<b>Tin</b>	7,70E-05	5,01E-06	7,07E-04
<b>Gt</b>	1,18E-04	6,56E-04	6,58E-04

Tabella 4.2 - Contributi dei singoli termini elevati al quadrato dell'incertezza combinata sul rendimento

Si nota che i contributi maggiori all'incertezza sono attribuibili alle temperature che sono misurate da strumenti di class B (riferimento e tegola termica) e agli errori molto grandi che si hanno sulla radiazione totale.

Si riportano in Tabella 4.3 i dati tecnici principali degli strumenti utilizzati.

## Capitolo 4

GRANDEZZA MISURATA	PRODUTTORE	MODELLO	RANGE DI MISURA	INCERTEZZA
<b>CENTRALINA METEO</b>				
INTENSITÀ DI RADIAZIONE DIRETTA	Lsi-Lastem	DPD504	<2000 W/m <sup>2</sup>	5%
INTENSITÀ DI RADIAZIONE DIFFUSA	Lsi-Lastem	DPA253	<2000 W/m <sup>2</sup>	5%
VELOCITÀ DEL VENTO	Lsi-Lastem	DNA 024	0-60 m/s	0.1 m/s ±1%RV
TEMPERATURA AMBIENTE	Lsi-Lastem	DMA875	-30°C/70°C	1/3 DIN
<b>IMPIANTO IDRAULICO</b>				
TEMPERATURE IN/OUT RAMO 1	Conax	Pt-100	-250°C/600°C	Classe B
TEMPERATURE IN/OUT RAMO 2 (fino a 14/11/2014)	Emerson	Pt-100	-50°C/450°C	Classe B
TEMPERATURE IN/OUT RAMO 2 (dopo il 14/11/2014)	Conax	Pt-100	-250°C/600°C	1/3 DIN
TEMPERATURE IN/OUT RAMO SERIE	Conax	Pt-100	-250°C/600°C	Classe B
PORTATA RAMO 1	Flomec	0M0085001-211	15-550 l/h	±1%RV
PORTATA RAMO 2	Huba Control	210-8-08-3	0.9-150 l/min	< 1% FS
PORTATA RAMO SERIE	Huba Control	210-8-08-3	0.9-150 l/min	< 1% FS

**Tabella 4.3 - Dati tecnici degli strumenti utilizzati**

# Capitolo 5

## Analisi dei risultati

Nel seguente capitolo si vanno ad analizzare i risultati ottenuti dalle prove sperimentali eseguite sulle varie tipologie di collettori PVT con gli strumenti a disposizione nel laboratorio e i metodi descritti nel Capitolo 4, nel quale si è definito il rendimento termico istantaneo. Nel Paragrafo 5.1 vengono invece specificati come vengono calcolati e gestiti i valori medi delle grandezze di interesse, in modo da ottenere parametri che siano riassuntivi delle prestazioni di una giornata di acquisizione e le correzioni che vengono applicate per rendere confrontabili i collettori.

### 5.1 Metodi di analisi e confronto

#### 5.1.1 Effetti dell'inerzia termica e calcolo dei valori medi

Al termine dei procedimenti descritti dal Capitolo 4, si hanno numerosi valori di rendimento istantaneo, filtrati secondo il criterio di stabilità, di cui si vuole calcolare un valore medio, per il quale è necessario tenere in considerazione un aspetto non trascurabile: l'inerzia termica dei moduli. Nelle ore successive al picco solare l'irradianza inizia a diminuire di circa 100/150 W/m<sup>2</sup> in un'ora, ma l'inerzia dei moduli PVT rallenta il raffreddamento, e il pannello rimane caldo a lungo, causando un aumento significativo del rendimento termico istantaneo nel pomeriggio. Per confrontare i collettori in modo omogeneo, soprattutto in considerazione del fatto che i Fototherm si trovano in una serie di quattro collettori, si vuole cercare di eliminare il contributo dell'inerzia, con il criterio che si va ad illustrare.

Per un determinato giorno (in Figura 5.1 si riporta a titolo esemplificativo le temperature di pannello avute il 19 febbraio 2015) si parte dal grafico con i valori filtrati dell'andamento nel tempo della temperatura media del pannello  $T_p$ , ottenuta come media di ingresso e uscita dal collettore del fluido. Si sceglie un intervallo temporale in cui la temperatura media del pannello assume un certo valore, aumenta di temperatura per effetto dell'irradianza e infine diminuisce fino al valore iniziale scelto. Sempre guardando alla Figura 5.1 per un esempio di calcolo, si sceglie per il PVT di riferimento l'intervallo temporale a partire dall'istante in cui la temperatura di pannello supera i 23°C (h 11:44) fino all'istante pomeridiano in cui la temperatura torna sotto i 23°C (h 14:35). In questo arco temporale si calcola l'integrale dell'irradianza solare incidente sulla superficie e l'integrale della potenza termica specifica asportata, e facendone il rapporto si ricava il rendimento medio:

$$\bar{\eta}_{TH} = \frac{\int_{t_{init}}^{t_{fin}} \dot{Q}_{TH} \cdot dt}{\int_{t_{init}}^{t_{fin}} G_T \cdot dt} \quad (44)$$

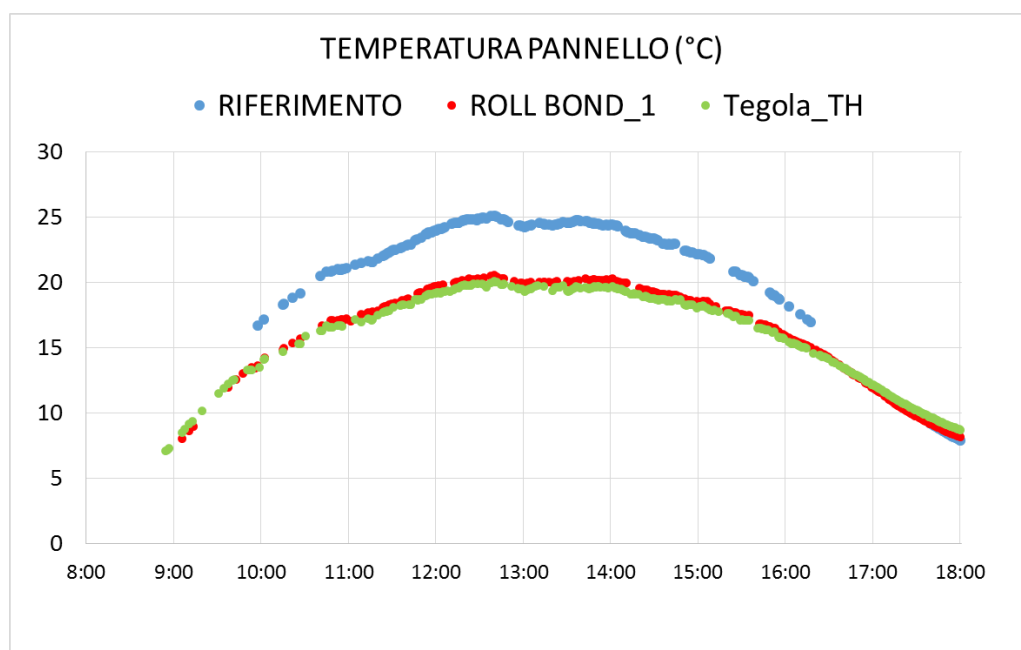


Figura 5.1 - Andamento della temperatura media dei pannelli durante il giorno 19 febbraio (dati filtrati)

Una volta calcolato il rendimento medio, si ricava la potenza termica media specifica calcolandone la media di quei valori di potenza che appartengono al medesimo intervallo di tempo considerato (11:44 - 14:35), e sempre analogamente si calcola la media della temperatura del pannello. In questo modo ad ogni valore di potenza media si ha la temperatura media a cui si riferisce il calore estratto.

### 5.1.2 Confronto delle prestazioni a diverse temperature e correzione del rendimento

Si pone ora il problema di confrontare tra loro tecnologie che differiscono tra loro principalmente per le diverse temperature di lavoro raggiunte dai PVT, determinate dalle dimensioni molto differenti dell'area captante. Le tegole hanno un'area di circa un terzo le dimensioni comuni, e questo limita il salto termico a circa 1.5°C - 2°C. Inoltre il fatto di essere state realizzate per l'installazione diretta sulla falda rende molto diversa l'area del modulo PV dall'area della copertura in vetro, a sua volta diversa dall'area totale di

ingombro. Il Fototherm ha un'area più simile alle dimensioni che si trovano sul mercato, ma il collegamento in una serie di 4 moduli senza misurazioni intermedie rende obbligatorio analizzarli come se fossero un pannello unico equivalente, con area quadrupla. Il risultato più evidente del collegamento in serie è il salto termico, compreso tra i 15°C e i 20°C circa nelle giornate più favorevoli.

Per rendere dunque confrontabili le tre tipologie si è scelto di adimensionalizzare per riportare il rendimento ad una temperatura comune a tutte.

Nel caso del confronto tra uno dei pannelli e la serie dei Fototherm, si usa la curva caratteristica del rendimento in funzione della temperatura ridotta in Figura 5.2. Nel grafico, vengono riportati i dati filtrati di rendimento istantaneo in funzione della temperatura ridotta, dei giorni 4,5 agosto e 2 settembre: si nota come i punti del rendimento siano lontani dalla curva caratteristica del costruttore, che indica un valore di rendimento ottico di 0,58 e una pendenza  $a_1 = -6.31$ .

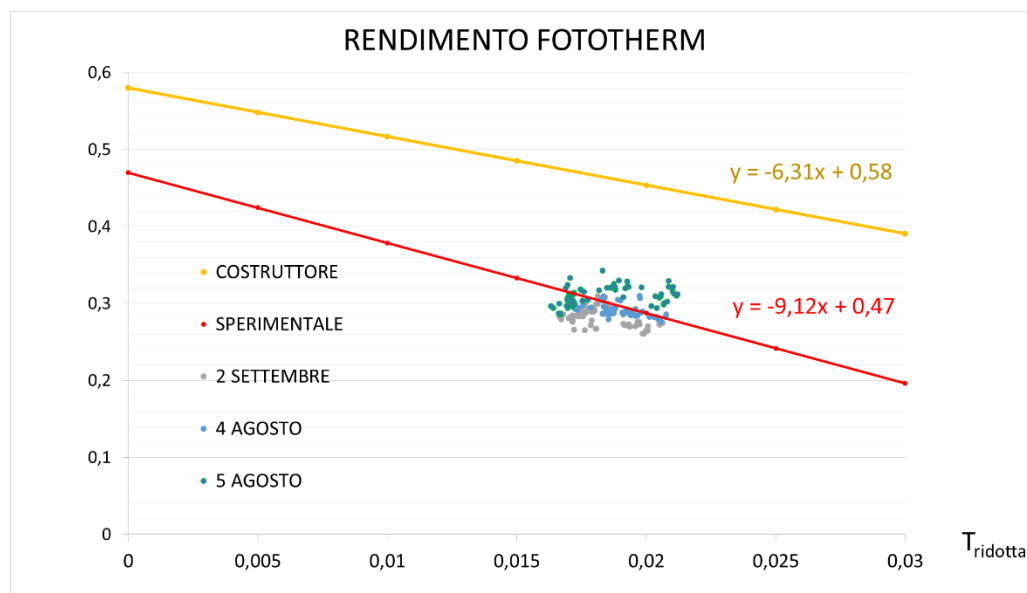


Figura 5.2 - Curva caratteristica del costruttore e curva caratteristica sperimentale dei moduli PVT Fototherm di riferimento per la correzione del rendimento

Si sceglie di utilizzare:

- un valore di pendenza  $a_1 = -9.12$ , ricavato da un lavoro precedente in cui è stata ottenuta la curva caratteristica da misure sperimentali su un solo pannello Fototherm, installato singolarmente (quindi non in serie con altri) sul circuito idraulico del laboratorio SolarTech e utilizzando la stessa strumentazione descritta nel Capitolo 3 (con qualche piccola differenza). Si ritiene che tale pendenza sia più adatta per la correzione del rendimento rispetto alla pendenza fornita dal costruttore, perché ottenuta in condizioni operative e reali di funzionamento

- un valore di intercetta di 0.47 diverso da quello fornito dal costruttore, che tenga conto dello sporco dei pannelli e quindi più basso di 0,58. La scelta del valore 0.47 è stata determinata dall'impossibilità di ottenere una curva caratteristica sperimentale specifica per il caso dei quattro pannelli in serie: con tale configurazione, non è stato possibile allargare il campo di temperatura oltre l'intervallo [0.016;0.022] visibile in Figura 5.2, rendendo difficile l'ottenimento di una interpolazione lineare accettabile. Il valore 0.47 è l'intercetta della retta che meglio interpola i dati di rendimento istantaneo ottenuti dalla serie.

Una volta definita la retta da utilizzare per la correzione del rendimento, si procede definendo la temperatura ridotta:

$$T_R = \frac{T_P - T_{AMB}}{G_T} \quad (45)$$

Nell'equazione si definisce la temperatura del pannello  $T_P$  come la temperatura a cui si vuole riportare il rendimento corretto per il confronto. Quando ad esempio si confronteranno tegole e Fototherm, nel paragrafo successivo, sarà la media tra le temperature di pannello della Tegola 1 e della Tegola 2, indicate in Tabella 5.3.

Si calcola la temperatura ridotta per ogni dato istantaneo che superi il criterio di stabilità, ma sempre compreso nell'intervallo di tempo definito per la correzione dell'inerzia termica, con  $T_{AMB}$  la temperatura ambiente, e  $G_T$  l'irradianza totale incidente relativi all'istante considerato. In questo modo si ottiene una approssimazione della temperatura ridotta che si avrebbe se i quattro pannelli Fototherm lavorassero alla temperatura di funzionamento delle tegole o di uno dei pannelli roll-bond.

## 5.2 1° Configurazione: Tegole termo-fotovoltaiche

La configurazione iniziale del circuito, rimasta tale fino a Novembre 2014, consiste di un tegola PVT installata sul ramo 2 e di una seconda tegola PVT posizionata sul ramo 1; quest'ultima tra l'assorbitore di alluminio e il laminato fotovoltaico possiede una pasta termica di incollaggio tra le due parti che dovrebbe favorire l'asportazione del calore dal modulo PV. Primo obiettivo dell'analisi è osservare se sperimentalmente la Tegola 1 è in grado di raffreddare meglio le celle, o in altre parole se presenta un rendimento termico migliore della Tegola 2, che al contrario è priva di pasta termica.

Per tutta la durata delle osservazioni sono stati osservati i seguenti parametri:

- Portata di 1.5 l/min per la Tegola 1 e 2
- Per la serie di PVT di riferimento è stata tenuta una portata fissa a 1,6 l/min
- Velocità della pompa al 100%, inverter del ventilatore al 70%
- La temperatura in ingresso ai tre rami del circuito è stata fatta variare tra i 34.5°C e i 37°C

Ai fini del calcolo del rendimento e della potenza termica specifica invece, si è fatto riferimento ai seguenti valori:

- Il fluido vettore utilizzato nei mesi estivi (fino a Novembre) è acqua
- Densità dell'acqua  $1000 \text{ kg/m}^3$
- Calore specifico dell'acqua  $4187 \text{ J/kg K}$
- Area di apertura delle Tegole PVT  $0.52 \text{ m}^2$
- Area di apertura dei PVT Fototherm di riferimento  $1.58 \text{ m}^2$

Le giornate analizzate sono elencate in Tabella 5.1 insieme ad alcuni parametri del circuito e meteorologici:

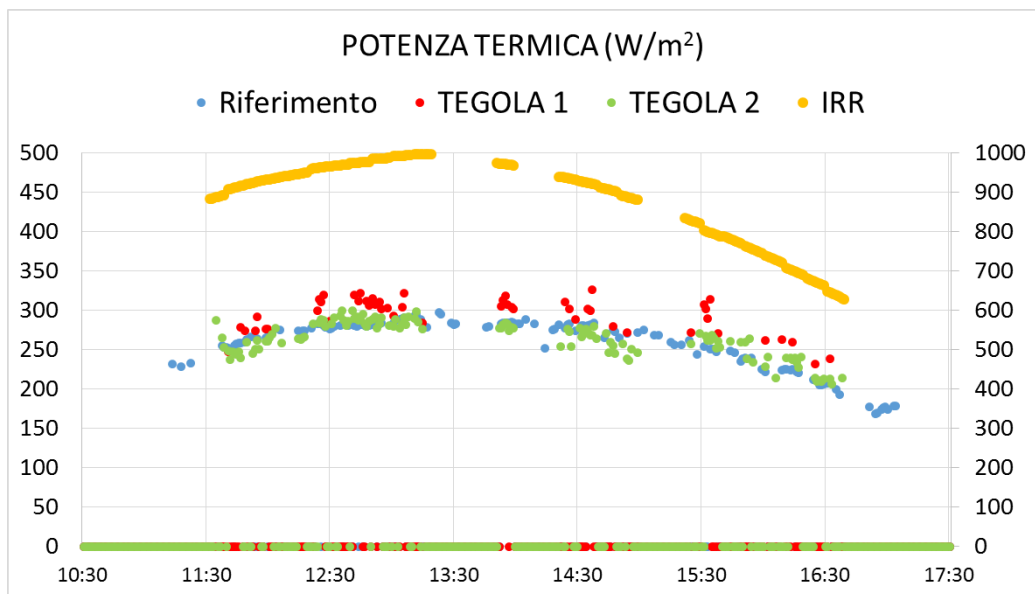
DATA	POMPA	VENTILATORE	PORTATA (l/min)	T <sub>amb</sub> (°C)	IRR (W/m <sup>2</sup> )
04/08/2014	100	70	1,5	26,4	909,9
05/08/2014	100	90	1,5	27,9	876,9
02/09/2014	100	75	1,2	25,3	939,3
17/10/2014	70	70	1,1	23,0	745,7
23/10/2014	100	75	1,2	21,0	819,8
24/10/2014	100	75	1,2	20,5	792,8

**Tabella 5.1 - Condizioni operative durante le misurazioni della 1° Configurazione**

Nel Paragrafo 3.1.1 si è visto che le tegole PVT una volta installate vanno parzialmente a sovrapporsi una sull'altra, lasciando scoperto solo il modulo PV. Questa posizione ha un effetto isolante sulla tegola, che dissipa meno calore per convezione con l'aria portando ad un aumento del rendimento termico. Per riprodurre tale effetto in laboratorio si è deciso di coprire parzialmente la tegola con uno strato di polistirolo. Gli effetti dell'aggiunta del polistirolo sono visibili all'interno della stessa giornata del 4 agosto, durante la quale nel pomeriggio intorno alle 15.00 è stato aggiunto l'isolante. Tali risultati sono esposti in Figura 5.3, in particolare mostrano:

- la potenza termica specifica estratta dalla Tegola 1, dotata di pasta termica
- la potenza termica specifica della Tegola 2 che non presenta invece la pasta termica
- la potenza termica specifica della serie di 4 pannelli PVT collegati in serie, presi come riferimento (si ricordi che tale potenza termica è estratta a temperatura più alta)

I dati presentati sono filtrati, ossia quelli illustrati nel grafico hanno superato i criteri di stabilità elencati nel Paragrafo 4.2.



**Figura 5.3 - Dati filtrati della potenza termica specifica del giorno 4 agosto 2014**

Come anticipato si può notare che i dati dopo le 15 presentano un miglioramento dal punto di vista termico, grazie all'aggiunta dell'isolante: la differenza si può notare grazie alla presenza del riferimento che, nonostante l'inerzia termica in raffreddamento del pomeriggio, diminuisce maggiormente la potenza termica asportata per unità di area captante, rispetto alla Tegola 1 e alla Tegola 2.

Tali risultati sono riscontrabili anche nel grafico del rendimento termico, in Figura 5.4.



## 5.2.1 Analisi termica e confronto tra le Tegole PVT

Nei risultati relativi al rendimento sono apprezzabili, ma non distinguibili, due effetti che si hanno nel pomeriggio: il primo, consiste come già detto nell'aggiunta dell'isolante, che migliora le prestazioni sia della Tegola 1 che della Tegola 2. Il secondo consiste nell'aumento del rendimento nelle ore pomeridiane per effetto dell'inerzia termica di tutti i collettori.

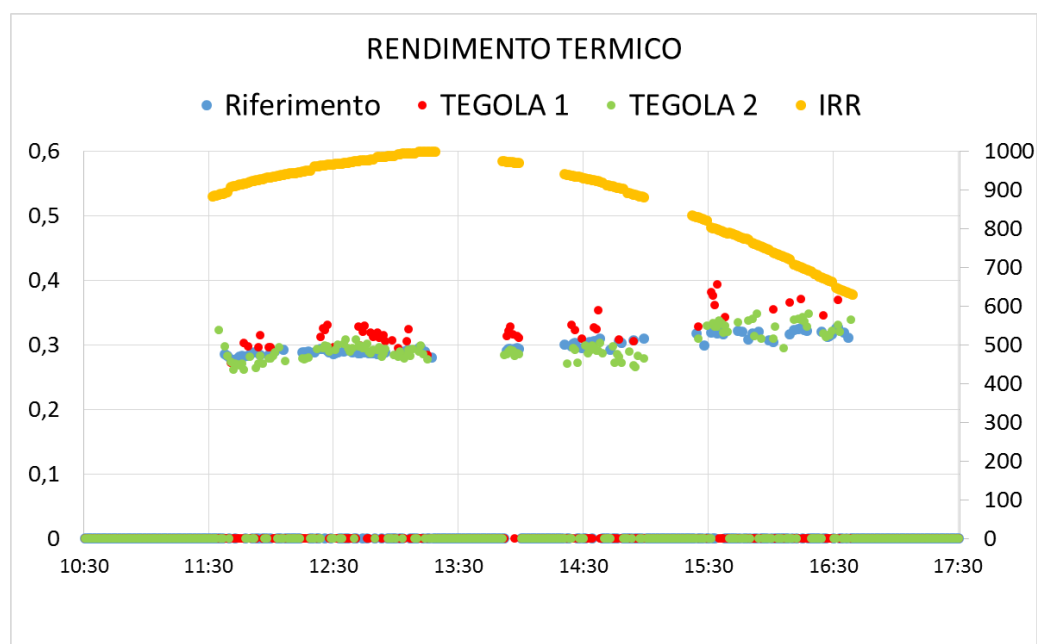


Figura 5.4 - Rendimento termico per il giorno 4 agosto 2014, dati filtrati, riferimento non corretto

Dai grafici di Figura 5.3 e Figura 5.4, è possibile apprezzare lungo tutta la giornata del 4 agosto i risultati migliori ottenuti dalla Tegola 1 rispetto alla Tegola 2, dovuti alla presenza della pasta conduttiva. La giornata del 4 agosto è stata presa a titolo esemplificativo, si riportano in seguito nel paragrafo i risultati di tutte le giornate di rilevamento dati, che presentano andamenti analoghi.

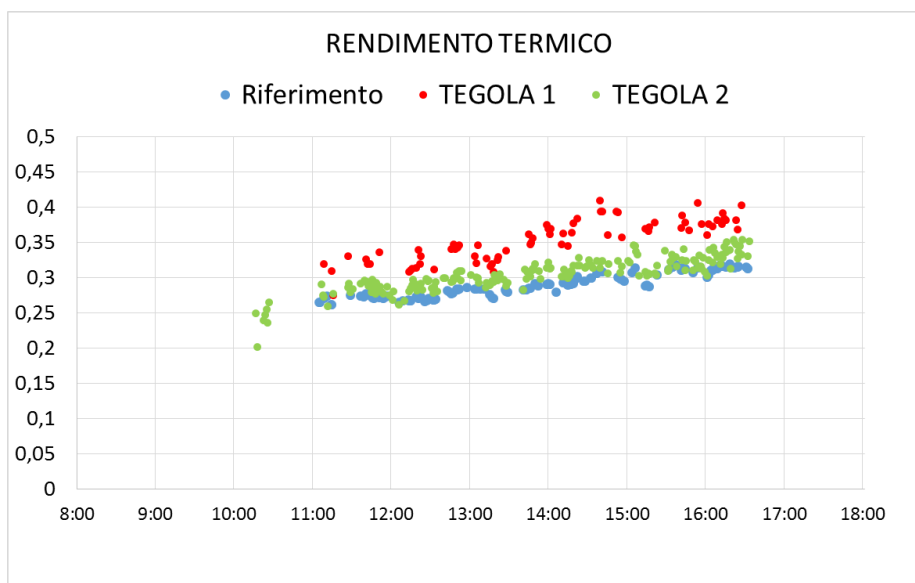


Figura 5.5 - Rendimento delle Tegole PVT a confronto con 4 PVT Fototherm di riferimento collegati in serie. La correzione sul rendimento del riferimento non è ancora stata applicata

Tra tutte le giornate avute a disposizione per il rilevamento dei dati, il giorno migliore per la configurazione 1, dal punto di vista della stabilità delle condizioni meteorologiche, è stato il 2 settembre. Si riportano quindi i risultati del rendimento del 2 settembre in Figura 5.5

Oltre ai risultati grafici, si riportano in Tabella 5.3 i risultati numerici ottenuti dalle elaborazioni spiegate nel Paragrafo 5.1. Nella Tabella 5.2 sono riportati i risultati di picco, vale a dire i risultati massimi che si sono avuti durante i sei giorni di prove sperimentali e sono risultati massimi tra i dati filtrati, in modo da non considerare eventuali picchi di rendimento termico dovuti a eventi non stazionari e poco significativi, come ad esempio un ombreggiamento temporaneo. Si riporta dunque la potenza termica specifica istantanea massima asportata durante una giornata, il rendimento termico istantaneo massimo, la temperatura massima di uscita e il salto termico massimo realizzato.

PARAMETRO	DATA	RIFERIMENTO	TEGOLA 1	TEGOLA 2
POTENZA DI PICCO (W/m <sup>2</sup> ) (massimo valore di potenza termica registrata)	04/08/2014	297,2	325,7	299,8
	05/08/2014	320,1	332,5	313,5
	02/09/2014	286,5	369,7	309,4
	17/10/2014	188,2	268,2	207,8
	23/10/2014	179,3	261,7	231,8
	24/10/2014	217,8	367,0	312,5

<b>RENDIMENTO IST di PICCO</b> (massimo valore di rendimento registrato)	04/08/2014	32,7%	39,3%	34,8%
	05/08/2014	34,3%	36,8%	35,0%
	02/09/2014	31,9%	40,9%	35,4%
	17/10/2014	23,5%	36,6%	26,9%
	23/10/2014	22,7%	32,3%	28,1%
	24/10/2014	27,4%	47,6%	40,2%
<b>TEMP. MAX OUT (°C)</b> (temperatura massima di uscita registrata)	04/08/2014	52,7	38,5	38,1
	05/08/2014	54,0	37,6	37,2
	02/09/2014	53,6	35,3	35,1
	17/10/2014	47,3	33,9	33,7
	23/10/2014	40,7	29,2	28,9
	24/10/2014	43,4	28,9	28,5
<b>SALTO TERMICO (°C)</b> (massimo salto termico)	04/08/2014	17,1	1,6	1,5
	05/08/2014	19,6	1,8	1,7
	02/09/2014	21,2	2,3	1,9
	17/10/2014	15,3	1,8	1,6
	23/10/2014	13,1	1,6	1,4
	24/10/2014	16,5	2,2	1,9

**Tabella 5.2 - Risultati prove sperimentali di picco della 1° configurazione**

I dati sono riportati per i sei giorni migliori dal punto di vista della stabilità meteorologica. Il giorno meno stabile è stato il 17 ottobre, caratterizzato da una certa variabilità nell'irradianza. Il giorno 23 ottobre è stato caratterizzato da forte vento, che ha pesantemente condizionato i risultati nonostante l'ottima insolazione: in Figura 5.6 è riportato l'andamento della velocità del vento registrato dalla stazione meteo durante la giornata.

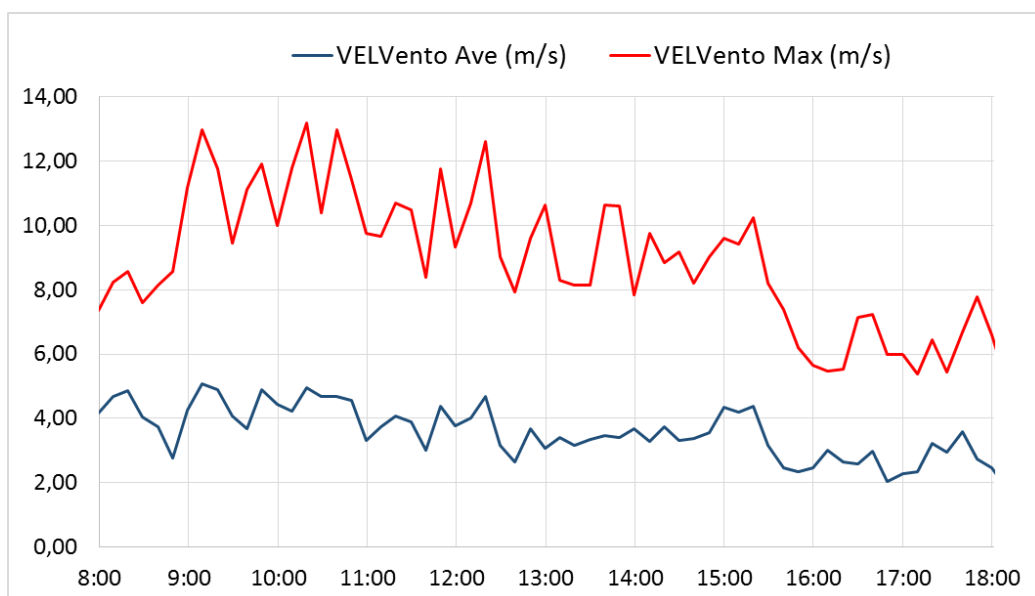


Figura 5.6 – Andamento della velocità media e massima del vento il 23 ottobre 2014

Nella Tabella 5.3 si riportano invece i dati medi, rappresentativi dell'intera giornata di raccolta dati. I risultati confermano quanto si poteva già vedere nei grafici: il rendimento termico della Tegola 1 con pasta termica è stato effettivamente migliore della Tegola 2 per tutte e sei le giornate. Sono riportati il rendimento medio e la potenza termica specifica media, con la temperatura media del pannello a cui si riferisce la potenza estratta.

PARAMETRO	DATA	RIFERIMENTO	TEGOLA 1	TEGOLA 2
<b>RENDIMENTO MEDIO</b>	04/08/2014	29,5%	32,3%	29,7%
	05/08/2014	31,4%	33,1%	29,9%
	02/09/2014	28,1%	34,4%	29,9%
	17/10/2014	23,5%	32,7%	25,0%
	23/10/2014	20,3%	28,8%	24,4%
	24/10/2014	26,1%	43,0%	33,9%
<b>POTENZA TH MEDIA (W/m<sup>2</sup>)</b>	04/08/2014	246,8	290,5	267,1
	05/08/2014	248,1	289,8	257,5
	02/09/2014	265,7	316,5	277,2
	17/10/2014	175,1	226,9	176,0
	23/10/2014	166,5	218,0	184,5

<b>TEMP. PANN. TP (°C)</b>  <i>(temperatura media del pannello, a cui si riferisce la potenza media)</i>	24/10/2014	206,8	314,2	249,8
	04/08/2014	44,5	36,1	35,9
	05/08/2014	44,5	35,7	35,5
	02/09/2014	42,3	33,5	33,4
	17/10/2014	38,6	32,2	32,1
	23/10/2014	33,1	27,4	27,3
	24/10/2014	35,3	27,3	27,2

**Tabella 5.3 - Risultati medi della prima configurazione**

La Tegola 1 oltre ad avere un rendimento termico migliore, asporta calore ad una temperatura di pannello sempre leggermente maggiore rispetto alla Tegola 2.

DATA	RIFERIMENTO	TEGOLA 1	TEGOLA 2
04/08/2014	37,3%	32,3%	29,7%
05/08/2014	38,9%	33,1%	29,9%
02/09/2014	39,1%	34,4%	29,9%
17/10/2014	35,8%	32,7%	25,0%
23/10/2014	39,9%	28,8%	24,4%
24/10/2014	39,2%	43,0%	33,9%

**Tabella 5.4 - Risultati della prima configurazione, con rendimento del riferimento corretto**

I dati di rendimento corretti del riferimento vengono così riassunti in Tabella 5.4.

Gli stessi risultati della Tabella 5.4 sono riportati graficamente in Figura 5.7:

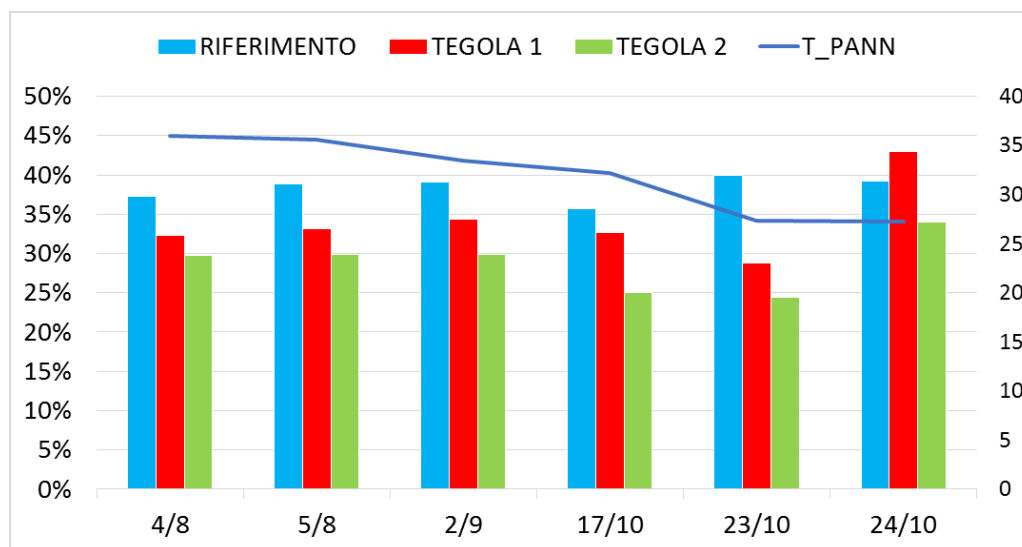


Figura 5.7- Risultati riassuntivi della prima configurazione

In conclusione dell'elaborazione termica della prima configurazione si può notare come la Tegola 1 abbia un rendimento termico compreso tra il 32% e il 34% per cento, mentre la Tegola 2 ha valori più bassi, che al massimo raggiungono una media del 30%.

Come accennato in precedenza, si nota come il 23 ottobre sia caratterizzato da un netto peggioramento delle prestazioni, dovuto alla presenza di forti raffiche di vento che influiscono notevolmente sullo scambio convettivo: il rendimento termico in tali condizioni subisce un calo del 15% su entrambe le tegole.

Per quanto riguarda la giornata del 24 ottobre, in apparenza sembrerebbe che le tegole abbiano raggiunto un rendimento minore, ma la temperatura della potenza termica estratta è inferiore a quella del caso estivo, e nel grafico di Figura 5.7 la qualità di tale rendimento è messa in evidenza dalla temperatura media del pannello.

## 5.2.2 Analisi elettrica

Per il confronto elettrico si usa come riferimento sempre il PVT Fototherm, in particolare è stato preso come riferimento il secondo PVT della serie, in ordine di ingresso del fluido nella serie, sul quale è installato l'inverter denominato 5F-65.

I dati analizzati provengono dal sistema di acquisizione collegato agli inverter, che memorizza le misure all'incirca ogni minuto: gli inverter del laboratorio non sono perfettamente sincronizzati, per cui i dati istantanei possono differire, ma le medie calcolate sono attendibili. Inoltre non per tutti i giorni le misure sono disponibili: durante le giornate di acquisizioni capitano distacchi tecnici che non permettono la registrazione dei dati, e in particolare per la 1° configurazione non sono disponibili i dati elettrici di ottobre, ma solamente quelli di seguito mostrati.

In Tabella 5.5 sono elencati: il valore di massima potenza elettrica istantanea registrata, un calcolo dell'energia elettrica prodotta in tutta la giornata, e il calcolo del rendimento elettrico ottenuto.

PARAMETRO	DATA	RIFERIMENTO	TEGOLA 1	TEGOLA 2
<b>POTENZA ELETTRICA (W)</b>				
(massima)	04/08/2014	206,2	64,2	64,2
	05/08/2014	198,1	60,8	60,8
	02/09/2014	201,3	59,4	59,4
<b>EN. ELETTRICA (kWh/g)</b>				
(totale della giornata)	04/08/2014	1,4800	0,3790	0,3790
	05/08/2014	1,4750	0,4460	0,4460
	02/09/2014	1,4734	0,4270	0,4270
<b>RENDIMENTO ELETTRICO</b>				
	04/08/2014	12,6%	11,7%	11,7%
	05/08/2014	12,8%	11,9%	11,9%
	02/09/2014	12,6%	11,6%	11,6%

**Tabella 5.5 - Sintesi dei dati elettrici per la 1° configurazione**

Si precisa che per rispettare i valori di tensione minima per il funzionamento dell'inverter, le tegole sono state collegate in serie elettricamente: i valori riportati in tabella sono quindi identici per la Tegola 1 e la Tegola 2, poiché le misure di potenza ed energia registrate sono state divise per due, senza possibilità di sapere se ci sono differenze elettriche tra una tegola e l'altra. Per il calcolo del rendimento elettrico è stata ricavata la potenza elettrica per unità di superficie di apertura, 1,58 m<sup>2</sup> per il riferimento e 0,519726 m<sup>2</sup> per la tegola, e divisa per l'irradianza specifica, e si è tenuto conto delle diverse inclinazioni dei moduli. Si sono ottenuti valori di potenza elettrica specifica di circa 130 W/m<sup>2</sup> per il riferimento e di 124 W/m<sup>2</sup> per le tegole, così pure i rendimenti ottenuti dalle tegole sono sempre inferiori al riferimento. Considerando la diversa temperatura a cui operano i due PVT, ci si dovrebbe aspettare un risultato contrario a quello ottenuto, ovvero che la tegola essendo ad una temperatura inferiore migliori la prestazione. Entrambi i PVT montano celle di silicio monocristallino, per cui il funzionamento peggiore della tegola si può ricercare nel calcolo della potenza elettrica per unità di area. La tegola infatti presenta una geometria molto differente dai comuni PVT commerciali, e in particolare presenta una percentuale di area passiva molto più grande sul totale dell'ingombro. L'area di apertura della tegola utilizzata per il calcolo è stata definita dal costruttore, ma l'area della superficie

vetrata è circa il 18% in più dell'area occupata dalle celle. Pertanto il rendimento inferiore potrebbe essere dovuto a una diversa definizione dell'area di apertura della tegola. In Figura 5.8 si riporta il rendimento elettrico per il 5 agosto.

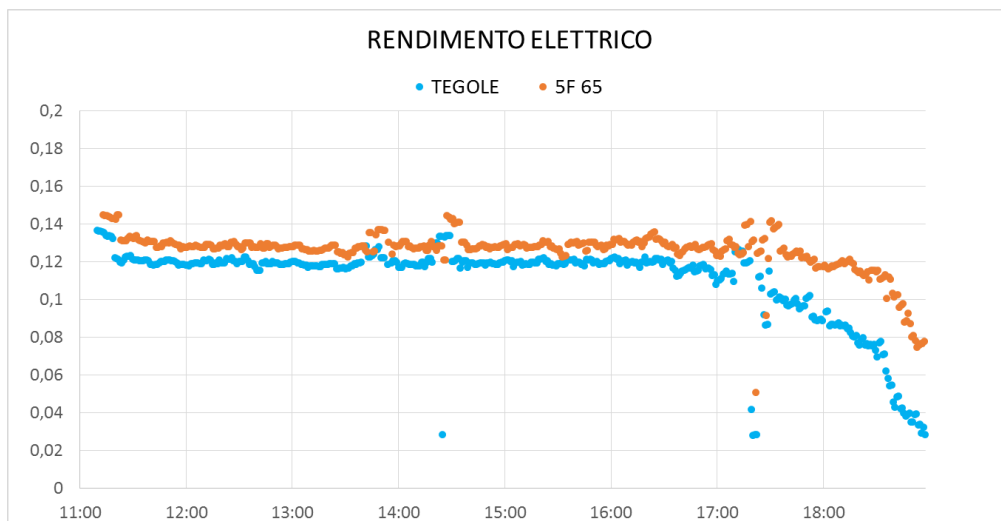


Figura 5.8 - Rendimento elettrico a confronto per le tegole PVT e il riferimento, nel giorno 5 agosto

### 5.3 2° Configurazione: Tegola termica e pannello PVT con scambiatore in alluminio ROLL-BOND

A partire dalla metà del mese di Novembre 2014, si sono effettuate delle modifiche al circuito:

- si è introdotta una miscela di acqua e glicole, diluito al 20%, per evitare la solidificazione del fluido
- sul ramo 2 si sono sostituite le termoresistenze Emerson con delle nuove termoresistenze Conax, di classe B/3 migliori dal punto di vista dell'accuratezza della misura
- si è sostituita la Tegola 2 con una tegola termica, in seguito denominata Tegola\_TH, dunque priva di modulo PV, posizionata sul ramo 2
- la Tegola 1 è stata sostituita da un modulo PVT con uno scambiatore in alluminio applicato sotto al sostegno delle celle fotovoltaiche, posizionato sul ramo 1, in seguito denominato ROLL-BOND\_1 ad indicare che si tratta di un primo tipo di pannello realizzato con tale tecnologia di recupero del calore e che è stato successivamente sostituito da altri due pannelli innovativi di tipo roll bond.

In Tabella 5.6 si riportano le condizioni del circuito e del meteo per i giorni analizzati.



Obiettivo di questa seconda configurazione, è analizzare dal punto di vista termico la tegola termica mentre per quando riguarda il modulo roll bond, si confronteranno le prestazioni termiche ed elettriche con i moduli commerciali Fototherm e con un modulo PV tradizionale.

DATA	POMPA	VENTILATORE	PORTATA (l/min)	T <sub>amb</sub> (°C)	IRR (W/m <sup>2</sup> )
19/12/2014	100	60	1,2-1,6	10,3	559,9
22/12/2014	80	40	1,2	4,8	600,8

**Tabella 5.6 - Condizioni operative durante le misurazioni della 2° Configurazione**

Durante la seconda configurazione si sono avute poche giornate a disposizione per ottenere misure valide: oltre alle condizioni meteo poco favorevoli, tipiche del periodo invernale, una serie di circostanze ha compromesso gran parte delle misurazioni della seconda configurazione, rimasta da metà novembre a metà gennaio:

- durante i mesi invernali, a causa della bassa altezza solare, i moduli posizionati sul ramo 1 e sul ramo 2 subiscono l'ombreggiamento da parte della centralina meteo e dei sistemi di acquisizione, costringendo a filtrare i dati dopo le ore 13
- dopo il primo mese di funzionamento dell'impianto, si sono avute tracce di perdita da parte dell'impianto che provocavano abbassamento continuo della pressione nel circuito, e sospette infiltrazioni di aria, che hanno costretto a spegnere l'impianto in via cautelativa

A un mese dalla messa in funzione dell'impianto, si è individuata una causa di perdita di miscela dell'impianto da parte del ROLL-BOND\_1: sul retro del modulo si potevano notare numerose formazioni di gocce di acqua mista a glicole che indicavano la presenza di diversi piccoli fori, sull'intera superficie dello scambiatore in alluminio. La causa del danneggiamento è stata ipotizzata nell'incompatibilità della compresenza dei tubi in rame, che costituiscono lo scambiatore sheet-and-tube della tegola termica, con il materiale di alluminio di cui è composto invece il roll-bond. Per questo nella successiva sostituzione con il ROLL-BOND\_2 si è collegato il pannello con un cavo per la messa a terra: dopo tale accorgimento non si sono più verificate forature di questo tipo.

### 5.3.1 Analisi termica

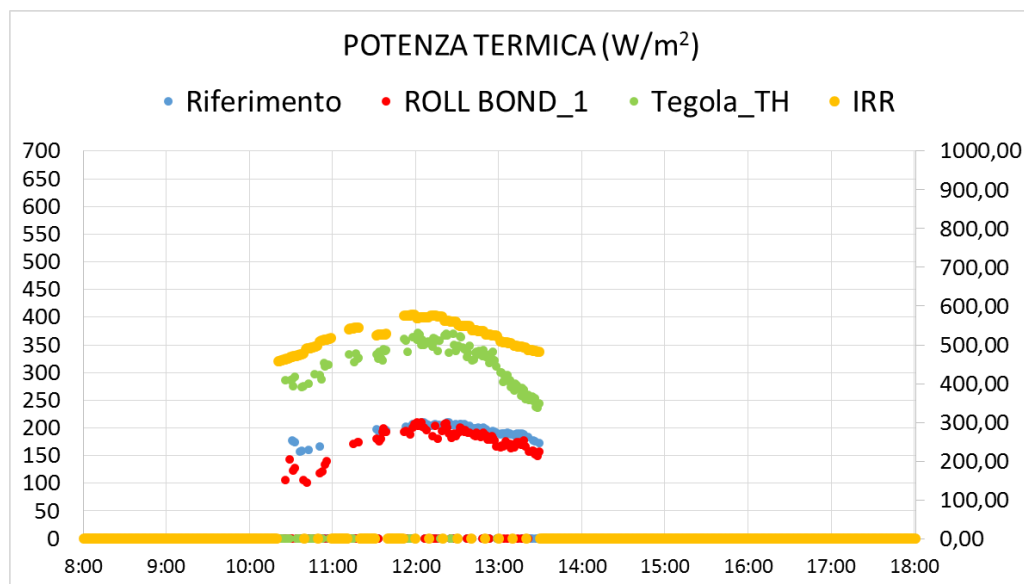
In seguito alle considerazioni appena esposte, si espongono i risultati di due sole giornate ritenute valide:

- il 19 dicembre 2014, giornata stabile dal punto di vista meteo e completa nei risultati dei tre rami del circuito;

il 22 dicembre, giornata più variabile di cui si riportano solamente i dati di una ristretta fascia oraria per garantire la stabilità. Oltre alla ristrettezza dei dati, sono mancanti i risultati

relativi al riferimento e alla tegola termica: per individuare la causa della perdita del circuito è stato infatti necessario escludere dall'analisi il riferimento e la tegola, chiudendo la valvola manuale sui relativi rami.

Si riportano quindi i risultati grafici disponibili relativi alla giornata del 19 dicembre, relativi alla potenza termica specifica in Figura 5.9, e al rendimento istantaneo in Figura 5.10



**Figura 5.9 - Potenza termica specifica istantanea per il giorno 19 dicembre, relativa alla tegola termica, al riferimento e al roll-bond 1**

Oltre ai dati grafici, si riporta in Tabella 5.7 e Tabella 5.8 anche i risultati medi e massimi ottenuti, mentre in Tabella 5.9 si riportano i risultati con i valori di rendimento del riferimento con una correzione per riportare i dati alla temperatura di pannello del ROLL-BOND\_1.

Anche se i dati si riferiscono ad una sola giornata, la tegola termica ha raggiunto quasi il 60% di rendimento termico medio a 20°C, consentendo al fluido di compiere un salto termico di circa 2°C in una giornata invernale, con una temperatura ambiente di circa 5°C. Le tegole PVT della prima configurazione hanno ottenuto rendimenti termici minori, intorno al 30%, ma con un salto di temperatura analogo e una temperatura in uscita maggiore, trattandosi di un caso estivo. Il confronto quindi tra le prestazioni termiche tra la tegola termica e la tegola PVT con le misure effettuate a dicembre non è molto significativo, considerando che la tegola termica è stata fatta funzionare in una giornata invernale molto fredda e con irradianza normale incidente non superiore ai 600 W/m<sup>2</sup>, mentre le tegole PVT sono state fatte funzionare in giornate estive, in condizioni di irradianza e temperatura ambiente superiori. La tegola termica ha invece ottenuto prestazioni significativamente migliori rispetto ai PVT Fototherm, considerando che le prestazioni del riferimento sono

state corrette per riportarle alla stessa temperatura della tegola, e che a tale temperatura il riferimento differisce di 20 punti percentuali.

Il ROLL-BOND\_1 nell'unica giornata completa di misure ha ottenuto un rendimento termico del 35% a una temperatura di 19°C. Nella giornata del 22 dicembre il rendimento è stato del 45% ma ad una temperatura di lavoro piuttosto bassa, intorno ai 12°C.

Le prestazioni termiche del ROLL-BOND\_1 sono state leggermente migliori rispetto ai PVT di riferimento, considerando che una correzione del rendimento dei Fototherm porta le prestazioni vicino al 32,8%, come mostrato in Tabella 5.9.

Si ricorda che il pannello roll bond presenta lo scambiatore in alluminio esposto all'aria, senza una chiusura posteriore con materiale isolante, per cui è probabile che tale scelta costruttiva penalizzi il rendimento termico. Inoltre l'area di apertura per il ROLL-BOND\_1 ma anche per i successivi roll-bond installati è stata misurata in 1,58 m<sup>2</sup>, le dimensioni sono dunque identiche ai PVT di riferimento. La differenza principale tra i pannelli roll-bond e i Fototherm, oltre alle differenti caratteristiche di isolamento della parte inferiore dei moduli, sta nella tipologia di celle PV, di silicio monocristallino per i Fototherm, policristallino per i roll-bond.

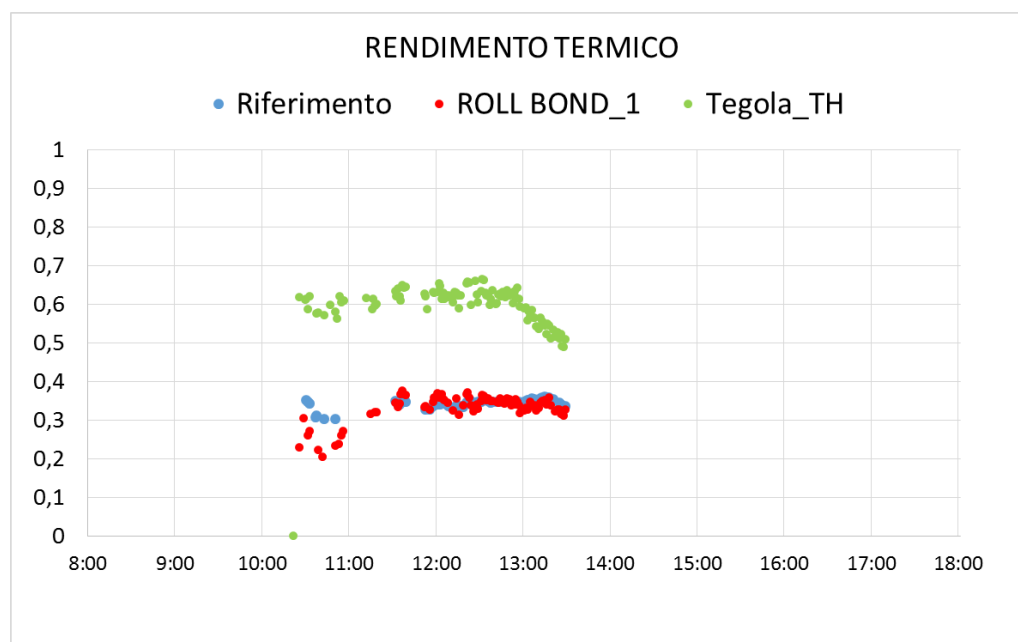


Figura 5.10 – Rendimento termico istantaneo per il giorno 19 dicembre, relativo alla tegola termica, al riferimento (senza correzione) e al roll-bond 1

		RIFERIMENTO	ROLL BOND_1	TEGOLA_TH
POTENZA DI PICCO (W/m <sup>2</sup> )	19/12/2014	210,0	210,8	372,3
	22/12/2014	assente	296,3	assente
RENDIMENTO IST di PICCO	19/12/2014	35,9%	37,6%	66,5%
	22/12/2014	assente	48,6%	assente
TEMP. MAX OUT (°C)	19/12/2014	29,8	21,3	20,7
	22/12/2014	assente	16,1	assente
SALTO TERMICO (°C)	19/12/2014	11,5	3,2	2,3
	22/12/2014	assente	5,2	assente

Tabella 5.7 - Risultati di picco della seconda configurazione

PARAMETRO	DATA	RIFERIMENTO	ROLL BOND_1	TEGOLA_TH
RENDIMENTO MEDIO	19/12/2014	32,8%	34,5%	59,2%
	22/12/2014	assente	45,3%	assente
POTENZA TH MEDIA (W/m <sup>2</sup> )	19/12/2014	194,3	180,2	307,4
	22/12/2014	assente	272,2	assente
TEMP. PANN. TP (°C)	19/12/2014	23,4	19,3	19,1
	22/12/2014	assente	12,3	assente

Tabella 5.8- Risultati medi della seconda configurazione

	RIFERIMENTO	ROLL BOND_1	TEGOLA_TH
19/12/2014	32,8%	34,5%	59,2%
22/12/2014	assente	45,3%	assente

**Tabella 5.9 - Risultati riassuntivi della seconda configurazione, valori di rendimento di riferimento corretti**

### 5.3.2 Analisi elettrica

Per quanto riguarda l'analisi elettrica, l'unico giorno disponibile è stato sempre il 19 dicembre. Per il confronto con il ROLL-BOND\_1 si sono considerati un pannello PV tradizionale, presente in laboratorio, senza il recupero termico, e uno dei quattro PVT di riferimento, in particolare è stato preso in considerazione l'inverter denominato 5F-65 che corrisponde al secondo pannello in ordine di ingresso del fluido e che di conseguenza, anche se non è possibile misurarne la temperatura intermedia, si trova ad una temperatura presumibilmente maggiore del roll-bond, essendo preceduto da un altro PVT che innalza la temperatura del fluido in ingresso al secondo pannello.

I risultati sono riportati in Tabella 5.10: il rendimento ottenuto dai pannelli PVT è leggermente superiore a un PV tradizionale, ma tutti e tre i moduli non presentano particolari differenze, e i vantaggi dell'asportazione di calore non sono evidenti, probabilmente a causa della bassa temperatura ambiente. Il rendimento del ROLL-BOND\_1 presenta 0.5% di rendimento in più, ma con un'unica giornata di misurazioni non è possibile confermare un effettivo vantaggio. I risultati sono comunque soddisfacenti considerando che il roll-bond ha le celle PV in silicio policristallino.

PARAMETRO	DATA	RIFERIMENTO	ROLL BOND_1	PV
POTENZA ELETTRICA (W)	19/12/2014	140,6	143,6	137,2
RENDIMENTO ELETTRICO	19/12/2014	14,5%	14,8%	14,3%

**Tabella 5.10 - Risultati elettrici del 19 dicembre a confronto**

Si riporta anche il grafico dell'energia elettrica prodotta durante la giornata, confermando quanto appena detto. ROLL-BOND\_1 e il fotovoltaico hanno prestazioni simili, il calo di produzione nel pomeriggio del roll-bond è giustificato dall'ombreggiamento parziale del modulo che nei mesi invernali non si riesce ad evitare.

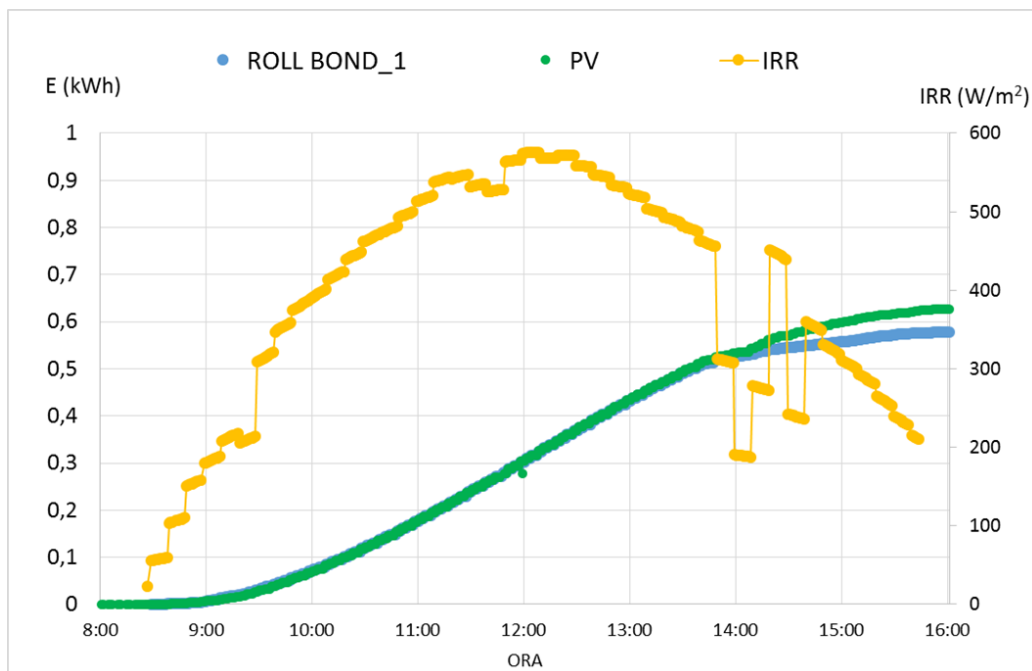


Figura 5.11 - Energia elettrica prodotta durante il 19 dicembre dal roll-bond di 1° tipo e un modulo fotovoltaico tradizionale

#### 5.4 3° Configurazione: Tegola termica e pannello PVT con scambiatore in alluminio di tipo ROLL-BOND di seconda generazione

Nel gennaio 2015 si è provveduto a sostituire il ROLL-BOND\_1 ormai danneggiato e non più utilizzabile, con un secondo tipo di pannello, costruttivamente simile al primo tipo, e denominato in seguito ROLL-BOND\_2. Nello stesso ramo del circuito è rimasta la tegola termica, il ROLL-BOND\_2 invece è stato connesso al ramo 1.

La configurazione descritta è stata mantenuta fino al 25 febbraio, per cui i dati che si vanno a presentare si riferiscono a una situazione invernale, con temperature medie dell'aria comprese tra i 5 e i 10°C.

I giorni ritenuti validi per le misurazioni sono elencati in Tabella 5.11 e sintetizzano alcune condizioni ambientali e del circuito a cui sono state effettuate le misure.

DATA	POMPA	VENTILATORE	PORTATA (l/min)	T <sub>amb</sub> (°C)	IRR (W/m <sup>2</sup> )
09/02/2015	100%	50%	1,4 -2	5,6	775,7
18/02/2015	100%	50%	1,4 -2	9,5	708,2
19/02/2015	100%	70%	1,4 -2	9,2	705,8

Tabella 5.11 - Giornate di rilevamento dati per la 3° configurazione e condizioni di misura

Durante il mese di febbraio si è potuto misurare meglio le prestazioni della tegola, anche se quest'ultima si trova in posizione tale per cui i dati dopo le 13.05 sono condizionati dall'ombreggiamento, e anche il ROLL-BOND\_2 pochi minuti dopo si trova parzialmente ombreggiato.

#### 5.4.1 Analisi termica

In Tabella 5.2 sono riassunti i dati termici indicanti il rendimento medio, la potenza termica media asportata dai moduli e la relativa temperatura media del pannello, in Tabella 5.13 i dati istantanei massimi raggiunti, e in Tabella 5.14 i risultati con il rendimento corretto a confronto.

PARAMETRO	DATA	RIFERIMENTO	ROLL BOND_2	TEGOLA_TH
<b>RENDIMENTO MEDIO</b>	09/02/2015	29,5%	27,5%	65,7%
	18/02/2015	31,8%	29,0%	67,0%
	19/02/2015	32,0%	30,9%	72,1%
<b>POTENZA TH MEDIA (W/m<sup>2</sup>)</b>	09/02/2015	228,9	203,4	487,0
	18/02/2015	225,0	204,7	478,7
	19/02/2015	226,1	209,7	486,6
<b>TEMP. PANN. T<sub>P</sub> (°C)</b>	09/02/2015	23,3	18,8	18,6
	18/02/2015	25,5	21,1	20,8
	19/02/2015	24,6	20,1	19,6

Tabella 5.12 - Dati termici medi della 3° configurazione

PARAMETRO	DATA	RIFERIMENTO	ROLL BOND_2	TEGOLA_TH
POTENZA DI PICCO (W/m <sup>2</sup> )	09/02/2015	250,0	237,7	551,0
	18/02/2015	242,8	244,1	565,1
	19/02/2015	242,5	232,6	569,4
RENDIMENTO IST di PICCO	09/02/2015	39,1%	31,0%	82,1%
	18/02/2015	34,6%	33,0%	74,2%
	19/02/2015	34,6%	39,0%	80,7%
TEMP. MAX OUT (°C)	09/02/2015	30,2	20,9	20,1
	18/02/2015	32,4	23,9	22,8
	19/02/2015	31,1	22,2	21,1
SALTO TERMICO (°C)	09/02/2015	12,5	3,3	2,1
	18/02/2015	12,3	3,7	2,1
	19/02/2015	12,4	3,5	2,1

Tabella 5.13 - Dati termici di picco della 3° configurazione

	RIFERIMENTO	ROLL BOND_2	TEGOLA_TH
09/02/2015	31,7%	27,5%	65,7%
18/02/2015	32,2%	29,0%	67,0%
19/02/2015	33,2%	30,9%	72,1%

Tabella 5.14 - Dati riassuntivi della 3° configurazione con correzione del rendimento di riferimento

In aggiunta si possono visualizzare gli stessi risultati graficamente in Figura 5.12.



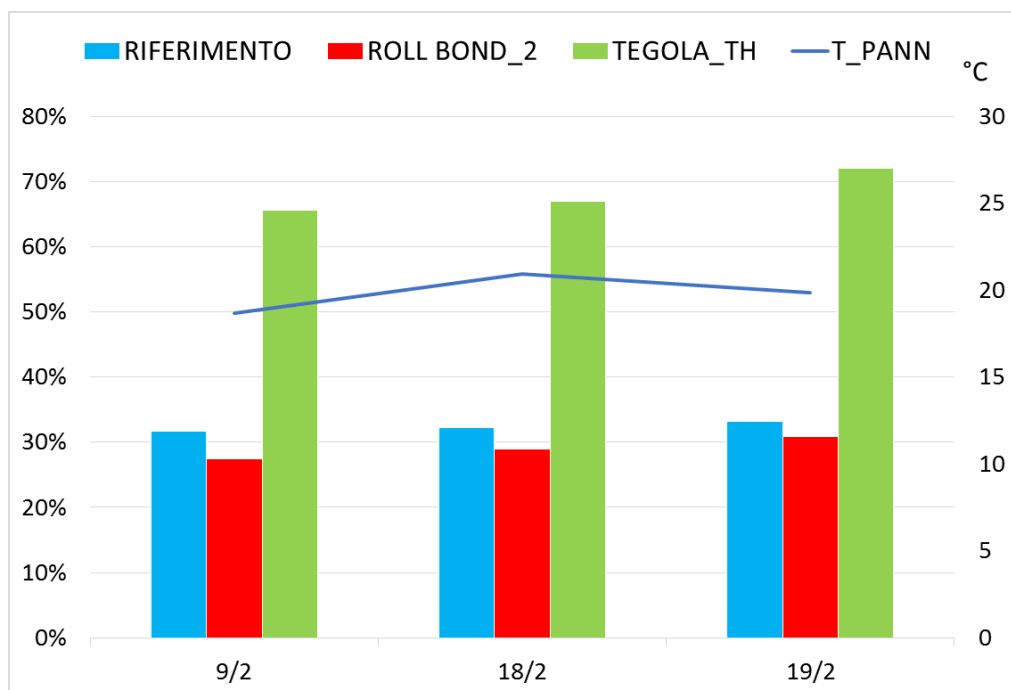


Figura 5.12 - Dati riassuntivi della 3° configurazione con correzione del rendimento di riferimento

Unendo i dati raccolti a dicembre e a febbraio sulla Tegola\_TH si può affermare che il rendimento termico sia stato tra il 60% e il 70%, ad una temperatura di pannello di circa 18-20°C e in grado di conferire al fluido un salto termico poco superiore ai 2°C, mentre si ricorda che tale risultato è stato ottenuto in giornate invernali e che le tegole PVT in estate raggiungono un salto termico inferiore, compreso tra 1,5°C e mai superiore ai 2°C.

Il ROLL-BOND\_2 ha raggiunto un rendimento termico di poco inferiore al 30%, ad una temperatura media della miscela intorno ai 20°C, e fatto un confronto con i risultati del rendimento di riferimento corretti alla stessa temperatura, risulta avere prestazioni termiche lievemente peggiori.

#### 5.4.2 Analisi elettrica

Le prestazioni elettriche del ROLL-BOND\_2 si sono dimostrate migliori sia rispetto ai pannelli PVT Fototherm, sia rispetto ad un modulo PV tradizionale.

In particolare si sono presi come riferimento i primi due PVT della serie: in ordine di ingresso del fluido il primo è il PVT 5E-2C, ed essendo il primo della serie è il modulo che lavora alla stessa temperatura ingresso, il secondo è il PVT 5F-65 che lavora ad una temperatura superiore. In entrambi i casi si sono avute prestazioni migliori, e il risultato è

particolarmente soddisfacente considerando che il ROLL-BOND\_2 monta un PV policristallino e non monocristallino come il riferimento.

		RIFERIMENTO		ROLL BOND_2
<b>POTENZA ELETTRICA (W)</b>	01/02/2015	PVT 5F 65	184,2	189,8
	09/02/2015	PV 85 87	183,0	197,1
	18/02/2015	PVT 5E 2C	188,0	195,5
	19/02/2015	PVT 5F 65	179,9	188,3
<b>RENDIMENTO ELETTRICO</b>	01/02/2015	PVT 5F 65	14,3%	15,6%
	09/02/2015	PV 85 87	14,1%	16,0%
	18/02/2015	PVT 5E 2C	14,9%	16,1%
	19/02/2015	PVT 5F 65	15,2%	16,6%

Tabella 5.15 - Risultati elettrici per la 3° configurazione

Vengono riportati anche i grafici in Figura 5.13 per la potenza elettrica misurata il 18 febbraio, dove è possibile notare il migliore risultato del ROLL-BOND\_2 rispetto al PVT di riferimento. Si nota che nel primo pomeriggio si ha un calo della potenza prodotta proporzionalmente all'estensione dell'area ombreggiata, e anche in Figura 5.14 la cumulata di energia prodotta è maggiore per il roll bond fintanto che il pannello non viene ombreggiato.

I dati di potenza non sono stati riportati per unità di area, dato che entrambi i pannelli contano la stessa area di apertura.

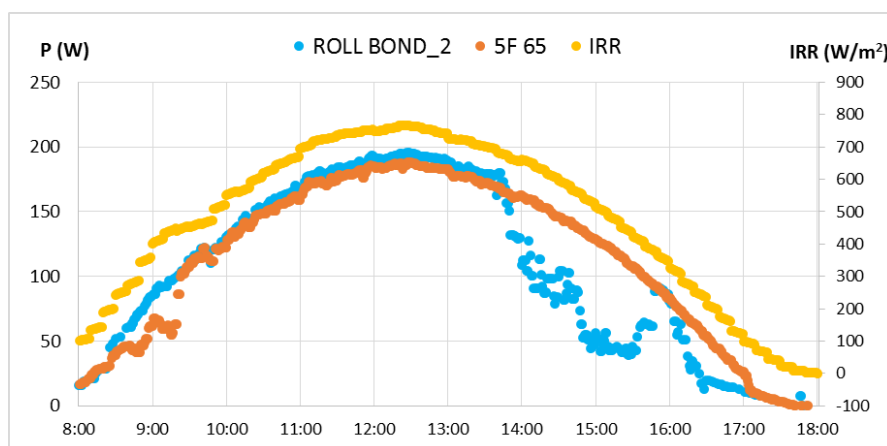


Figura 5.13 - Potenza elettrica a confronto per il ROLL-BOND\_2 e un PVT di riferimento

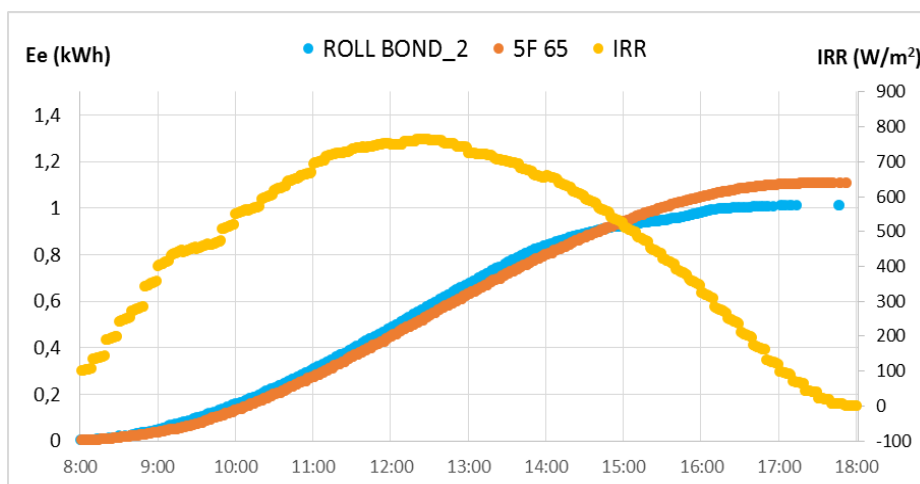


Figura 5.14 - Energia elettrica prodotta a confronto per il ROLL-BOND\_2 e un PVT di riferimento

## 5.5 4° Configurazione: ROLL-BOND di seconda e terza generazione

A partire dal 10 marzo 2015, si è provveduto a rimuovere la tegola termica per installare un nuovo pannello innovativo che verrà in seguito denominato ROLL-BOND\_3 per distinguerlo dai precedenti. Salvo alcuni inconvenienti, i giorni di acquisizione sono stati elencati in Tabella 5.16 insieme ad alcuni parametri del circuito e condizioni meteo:

DATA	POMPA	VENTILATORE	PORTATA (l/min)	T <sub>amb</sub> (°C)	IRR (W/m <sup>2</sup> )
12/03/2015	100	100	1,6	13,7	858,6
13/03/2015	100	100	1,6	13,9	760,3
01/04/2015	100	100	1,6	15,8	853,0
02/04/2015	100	100	1,6	15,3	868,8

Tabella 5.16 - Giornate di rilevamento dati per la 4° configurazione e condizioni di misura

Durante le prove di marzo e i primi giorni di aprile si sono avuti tuttavia una serie di inconvenienti che non hanno permesso di completare l'analisi:

- Il misuratore di portata sul ramo 1 è rimasto fuori uso per tutto il periodo, escludendo quindi dall'analisi dati il ROLL-BOND\_2. Tuttavia si è deciso di non modificare l'apertura della valvola manuale per continuare a raffreddare il pannello, in modo da poter utilizzare almeno i dati elettrici. Le portate tra il ramo 1 e il ramo 2, prima del guasto, erano state regolate in modo da essere simili tra il ROLL-BOND\_2 e il ROLL-BOND\_3, e il sistema di acquisizione ha comunque

registrato tutti i valori di ingresso e uscita delle temperature, ma i dati termici del ROLL-BOND\_2 non sono stati in ogni caso utilizzati.

- L'acquisizione dell'eliofanometro non ha funzionato correttamente comportando di fatto l'impossibilità di utilizzare i valori di RadDIRetta. Al posto della centralina meteo si è scelto di utilizzare i valori di DNI acquisiti tramite il Labview, di cui si hanno le misure mediate ogni minuto.
- Per un periodo di una settimana la termoresistenza in uscita dal ROLL-BOND\_3 ha avuto un problema nell'acquisizione, rendendo inutilizzabili una serie di giornate a fine marzo potenzialmente utili.

Tra i risultati del 12-13 e quelli del 1-2 aprile c'è stato il passaggio dall'ora solare all'ora legale, e l'angolo di altezza solare è aumentato riportando benefici dal punto di vista dell'ombreggiamento, che ancora una volta per le giornate del 12-13 marzo ha condizionato le prove.

### 5.5.1 Analisi termica

Si riportano i risultati medi ottenuti in

Tabella 5.17, ricordando che i risultati termici per il ROLL-BOND\_2 sono mancanti:

PARAMETRO	DATA	RIFERIMENTO	ROLL BOND_3
<b>RENDIMENTO MEDIO</b>	12/03/2015	33,8%	43,5%
	13/03/2015	32,5%	41,8%
	01/04/2015	25,7%	32,0%
	02/04/2015	29,9%	38,7%
<b>POTENZA TH MEDIA (W/m<sup>2</sup>)</b>	12/03/2015	264,5	361,6
	13/03/2015	246,7	343,3
	01/04/2015	218,8	281,9
	02/04/2015	259,9	329,0
<b>TEMP. PANN. T<sub>P</sub> (°C)</b>	12/03/2015	29,7	24,9
	13/03/2015	29,9	25,9
	01/04/2015	29,8	25,9
	02/04/2015	33,7	28,7

Tabella 5.17 - Dati termici medi della 4° configurazione

Come si può notare i risultati di marzo e di aprile sono abbastanza differenti tra loro. Confrontando vari parametri come l'irradianza, la temperatura dell'aria ambiente, la temperatura media del pannello, il salto termico e il vento si è potuto constatare che i risultati sono stati condizionati da due fattori principali: il vento e l'ombreggiamento.

Durante i giorni del 12 e 13 marzo si è avuta una velocità media del vento molto bassa, inferiore a 2 m/s e con velocità massime istantanee di 5 m/s, mentre una situazione molto diversa si è avuta il 1 aprile, con una media della velocità del vento durante le ore di misurazione di 4,8 m/s e frequenti valori massimi di 13,5 m/s. Come accaduto nei giorni di vento di ottobre il rendimento ha subito un calo di circa 8 punti percentuali. Per vedere la differenza, si riportano in Figura 5.15 e Figura 5.16 i rendimenti istantanei, ottenuti rispettivamente il 12 marzo dove si è avuta una condizione di vento particolarmente in quiete, e quelli invece relativi a una giornata opposta, il 1 aprile, dove si sono avute frequenti raffiche. I dati sono totali, non sono filtrati con il criterio di stabilità:

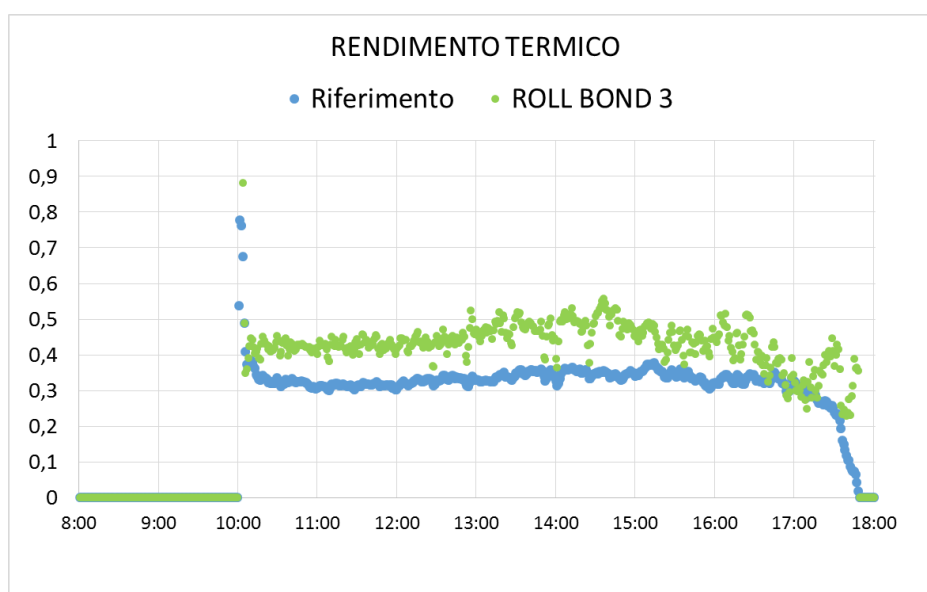


Figura 5.15 – Rendimento istantaneo di un giorno senza vento (12 marzo)

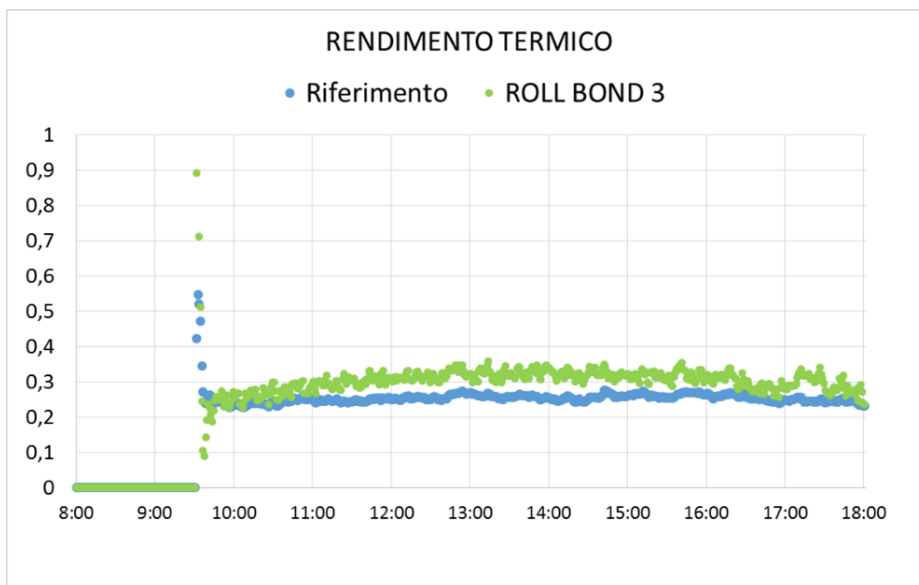


Figura 5.16 - Rendimento istantaneo di un giorno con raffiche di vento (1 aprile)

Il secondo fattore che ha condizionato l'analisi dei risultati, è stato l'ombreggiamento. Nel grafico di Figura 5.17 riportante la potenza elettrica prodotta dai roll-bond si può vedere chiaramente che il giorno 12 marzo, poco prima delle 13, il ROLL-BOND\_3 va parzialmente in ombra, dimezzando la produzione elettrica. Circa un'ora dopo anche il ROLL-BOND\_2 subisce l'ombreggiamento.

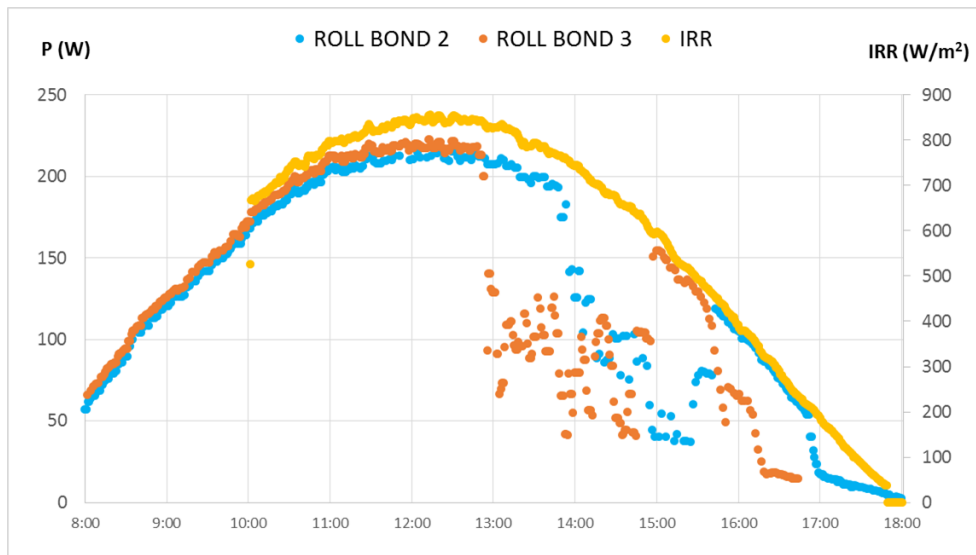


Figura 5.17 – Calo della potenza elettrica istantanea a causa dell'ombreggiamento

Di questa situazione si dovuto tener in conto nel calcolo del rendimento medio riportato precedentemente in

Tabella 5.17: la mancata produzione elettrica comporta un aumento non trascurabile della produzione termica nelle ore in cui avviene l'ombreggiamento, per cui applicando il metodo di calcolo del rendimento termico medio descritto nel Paragrafo 5.1.1 si otterrebbe un valore non veritiero del rendimento dato che si andrebbe a conteggiare anche la parte energia termica dovuta alla mancata produzione elettrica. Si è scelto quindi di applicare un metodo differente esclusivamente per le giornate del 12 e 13 dicembre, calcolando il rendimento medio come media dei valori istantanei, opportunamente filtrati secondo il criterio di stabilità, in un intervallo temporale compreso tra le 11.00 e le 12.50, per assicurare una certa stabilità di funzionamento ed evitare le ore ombreggiate. Per le giornate del 1 e 2 aprile invece la posizione del sole non provoca particolari problemi di ombreggiamento, per cui si è utilizzato il metodo consueto.

Si riportano i risultati riassuntivi, con i valori di correzione del rendimento di riferimento e la velocità del vento, in Tabella 5.18 e graficamente in Figura 5.18:

	<b>RIFERIMENTO</b>	<b>ROLL BOND_3</b>	<b>V<sub>VENTO</sub> (m/s)</b>
12/03/2015	35,1%	43,5%	1,6
13/03/2015	32,6%	41,8%	1,9
01/04/2015	36,2%	32,0%	4,8
02/04/2015	33,0%	38,7%	4,0

**Tabella 5.18 - Dati riassuntivi della 4° configurazione con correzione del rendimento di riferimento**

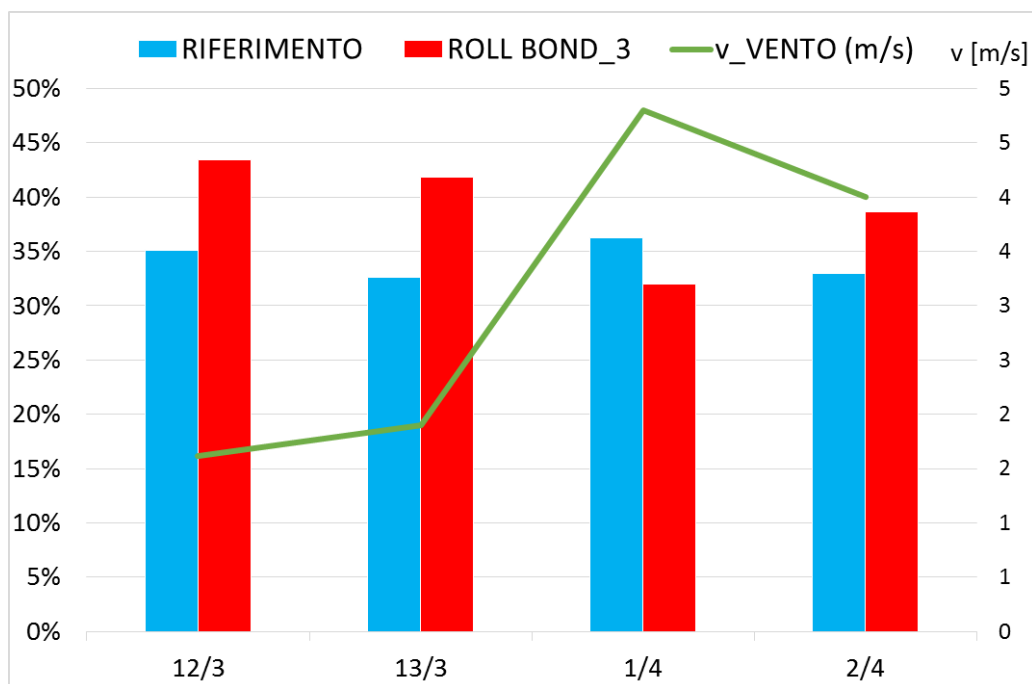


Figura 5.18 - Dati riassuntivi della 4° configurazione con indicazione della velocità del vento

Sulla correzione del rendimento di riferimento è necessaria una precisazione: il valore della correzione è soltanto una stima del valore di rendimento che si avrebbe ad una temperatura del pannello differente, con i limiti che ne conseguono: il calcolo tiene in considerazione solamente temperatura ambiente, temperatura del pannello e irradianza, per cui si ritiene che il valore del rendimento di riferimento del 43% calcolato il giorno 1 aprile sia poco veritiero. La correzione utilizzata non sembra risentire molto della velocità del vento, infatti se si guarda ai dati di rendimento prima della correzione si nota che anche i Fototherm di riferimento risentono degli effetti delle raffiche, ottenendo di fatto il valore più basso di tutte le giornate, il 25.7%. Per la precisione la velocità del vento condiziona la temperatura media del pannello e quindi indirettamente la correzione del rendimento dovrebbe risentirne perché cambia la temperatura ridotta. In realtà gli effetti sono poco visibili, considerando anche che la temperatura ambiente è più alta il 1 aprile.

Escludendo l'eccezionalità dei risultati condizionati dal vento, si può concludere che il ROLL-BOND\_3 ha presentato un rendimento termico medio del 40,3% che può essere considerato positivamente se confrontato con i PVT di riferimento che mediamente hanno realizzato il 33,6%.



## 5.5.2 Analisi elettrica

L'analisi delle prestazioni elettriche ha l'obiettivo di confrontare i risultati ottenuti dal ROLLO-BOND\_2, ROLL-BOND\_3 con il PVT Fototherm di riferimento e con le tecnologie PV tradizionali presenti in laboratorio. I risultati ottenuti sono riportati in Tabella 5.19

		PV(85-87)	RIFERIMENTO	ROLL BOND_2	ROLL BOND_3	
<b>POTENZA ELETTRICA (W)</b>	12/03/2015	197,1	5E 2C	201,7	212,4	218,8
	13/03/2015	188,8	5E 2C	197,8	212,3	205,7
	01/04/2015	197,1	5E 2C	219,9	238,5	239,6
	02/04/2015	193,4	5F 65	186,1	203,7	204,3
<b>RENDIMENTO ELETTRICO</b>	12/03/2015	14,7%	5E 2C	15,3%	16,1%	16,6%
	13/03/2015	14,3%	5E 2C	14,9%	15,8%	16,3%
	01/04/2015	14,5%	5E 2C	15,1%	16,2%	16,3%
	02/04/2015	14,8%	5F 65	15,4%	16,5%	16,6%

Tabella 5.19 – Risultati elettrici per la 4° configurazione

Il confronto tra il ROLL-BOND\_2 e il ROLL-BOND\_3 evidenzia un lieve vantaggio elettrico da parte del ROLL-BOND\_3, e il fatto che il modulo PV utilizzato sia identico in entrambi i pannelli fa supporre una migliore asportazione di calore da parte del ROLL-BOND\_3, e il risultato può essere confermato anche a livello termico.

In Figura 5.19 si mostra la potenza elettrica prodotta dai due tipi di roll-bond, aventi andamento analogo, salvo un lieve ombreggiamento sul ROLL-BOND\_3:

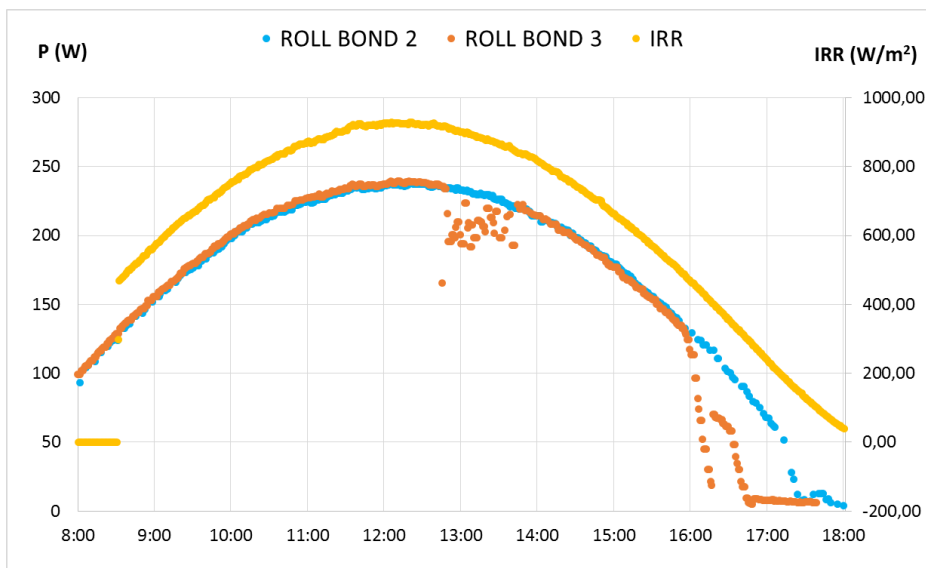


Figura 5.19 – Confronto tra la potenza elettrica generata tra il roll bond 2 e 3

In Figura 5.20 si confrontano il ROLL-BOND\_3 con un il PVT Fototherm di riferimento:

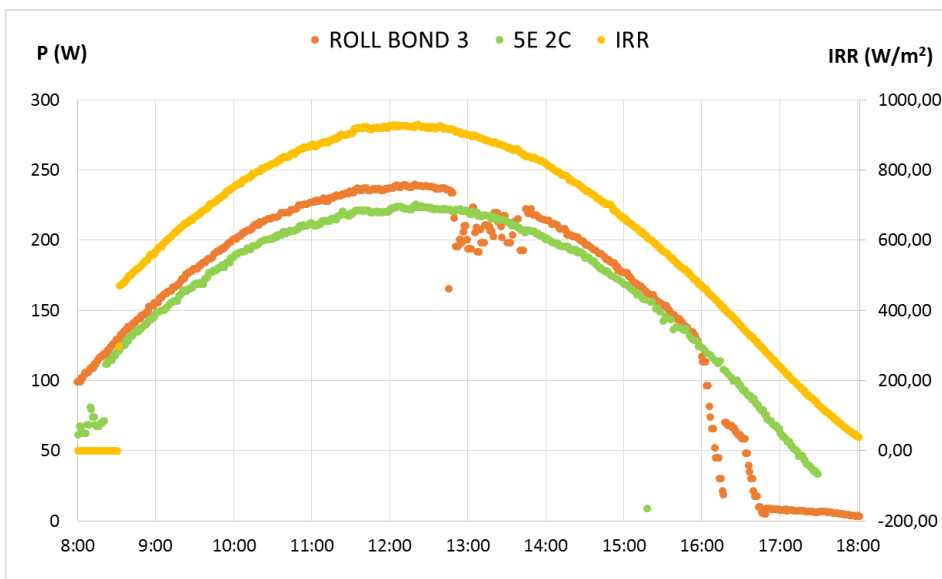


Figura 5.20 - Confronto tra la potenza elettrica generata tra il roll bond 3 e il PVT Fototherm

Quello che si può notare è che il roll-bond presenta dei vantaggi che sono evidenti nelle ore di picco solare, e questo potrebbe quindi confermare la migliore prestazione nell'asportazione del calore evidenziata nell'analisi termica, soprattutto in considerazione del fatto che il Fototherm 5E-2C lavora alla stessa temperatura di pannello del ROLL-BOND\_3 e che il Fototherm ha il modulo PV monocristallino.

Infine, in Figura 5.21 si confronta il ROLL-BOND\_3 con un pannello PV tradizionale:

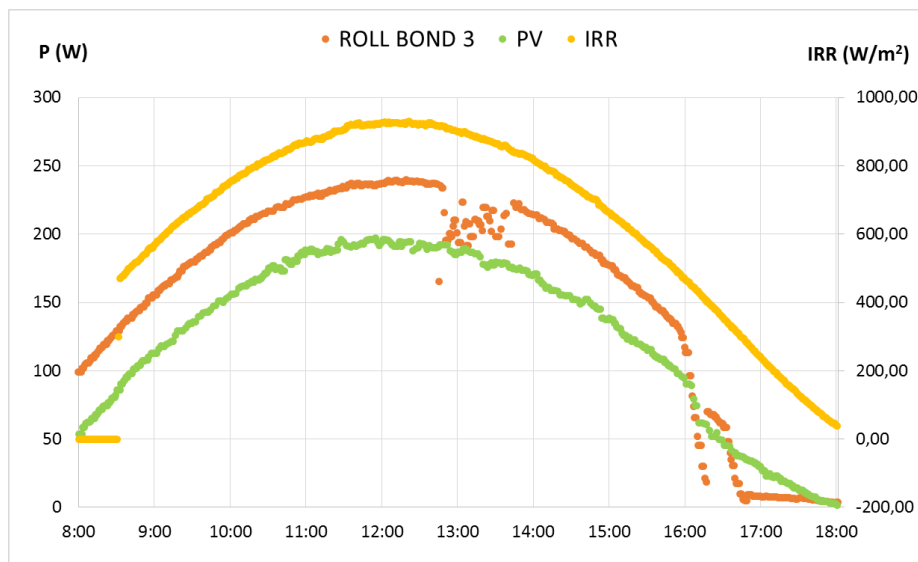


Figura 5.21 - Confronto tra la potenza elettrica generata tra il roll bond 3 e un PV tradizionale

L'aspetto più interessante sta nel fatto che il PV di Figura 5.21 è lo stesso pannello utilizzato nel confronto elettrico con il ROLL-BOND\_1 del 19 dicembre, un giorno tipico invernale in cui a causa delle basse temperature non si potevano apprezzare scostamenti significativi nella produzione elettrica tra PV e PVT, e i vantaggi di avere il raffreddamento erano annullati. (si veda Figura 5.11 e Tabella 5.10)

I vantaggi del raffreddamento sono invece evidenti già nel periodo primaverile durante il quale si sono effettuate le misure del ROLL-BOND\_3.

## 5.6 Confronto tra le tre tipologie di PVT con scambiatore di tipo roll bond

A conclusione dell'analisi svolta si vogliono confrontare le tre tipologie di roll bond analizzate nei mesi invernali e primaverili.

Per fare un confronto omogeneo tra le analisi condotte in periodi dell'anno diverso, che portano i pannelli ad avere temperature di funzionamento diverse, si dovrebbero riportare le curve caratteristiche di ciascun roll bond per correggere i rendimenti termici riportandoli ad una temperatura comune. Questo passaggio non è stato possibile, per gli stessi motivi per cui non si è potuto ricavare una curva caratteristica del riferimento. Tra tutte le elaborazioni effettuate e con le strumentazioni a disposizione nel laboratorio non si è potuto ottenere una retta che interpolasse i punti sperimentali in modo accettabile. Per mostrare un esempio di quanto appena detto si mostrano in Figura 5.22 e Figura 5.23 le migliori curve che è stato possibile ottenere per il ROLL-BOND\_2 e il ROLL-BOND\_3:

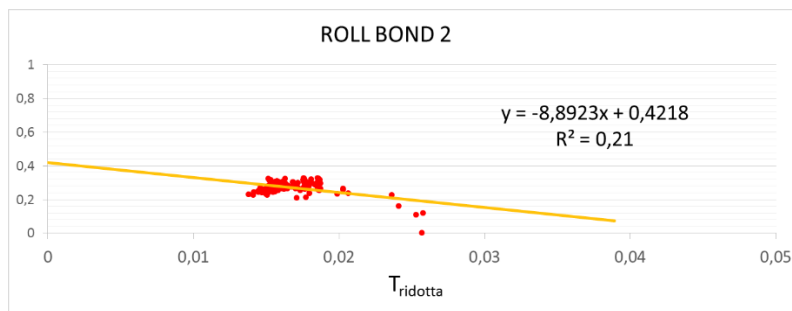


Figura 5.22 Curva caratteristica del Roll-Bond 2 ottenuta per il 18 febbraio

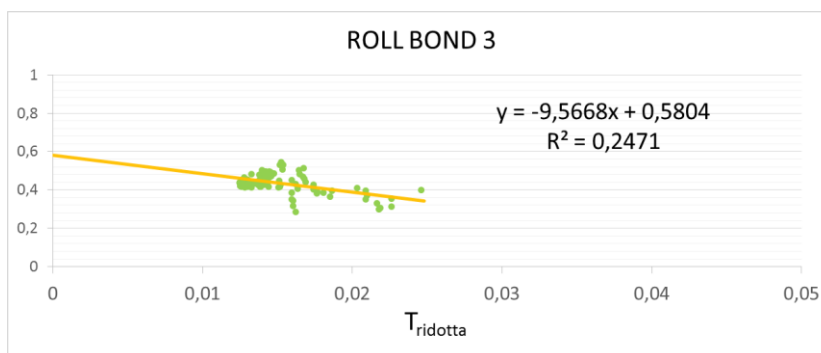


Figura 5.23 - Curva caratteristica del Roll-Bond 3 ottenuta per il 12 marzo

Per questo motivo si fa un confronto relativo tra il rendimento termico di ogni singolo roll bond con il rendimento termico del riferimento Fototherm, e non tra i vari tipi di roll bond. Tale confronto si può fare guardando alla Tabella 5.20:

DATA	RIFERIMENTO	ROLLBOND 1	ROLLBOND 2	ROLLBOND 3	T <sub>P</sub> (°C)
19/12/2014	32,8%	34,5%	-	-	19,3
09/02/2015	31,7%	-	27,5%	-	18,8
18/02/2015	32,2%	-	29,0%	-	21,1
19/02/2015	33,2%	-	30,9%	-	20,1
12/03/2015	35,1%	-	-	43,5%	24,9
13/03/2015	32,6%	-	-	41,8%	25,9
01/04/2015	36,2%	-	-	32,0%	25,9
02/04/2015	33,0%	-	-	38,7%	28,7

**Tabella 5.20 – Confronto relativo tra il rendimento termico medio del riferimento, corretto alla temperatura di funzionamento T<sub>P</sub> del roll bond considerato, e il rendimento termico medio raggiunto da ciascun roll bond.**

Dai dati disponibili si possono concludere alcune osservazioni.

Il ROLL BOND 1 ha ottenuto un rendimento termico apparentemente migliore rispetto al riferimento. Il fatto che si abbia un solo giorno di confronto e che i due rendimenti non abbiano un elevato scostamento relativo, fa concludere che i due PVT hanno rendimenti simili ma non è possibile dire se uno sia effettivamente più performante dell'altro

Il ROLL BOND 2 ha ottenuto rendimenti minori del riferimento per tutte le giornate analizzate, rivelando prestazioni simili ma comunque lievemente inferiori.

Il ROLL BOND 3 è l'unico PVT che ha mostrato rendimenti superiori in modo netto rispetto al riferimento e su cui si può concludere che sia stato effettivamente più performante.

Il rendimento del 1° aprile è poco significativo a causa della presenza di vento.

La caratteristica che contraddistingue il ROLL BOND 3 dai due pannelli precedenti è la presenza di un materiale avente la proprietà di transitare di fase a 18°C e di aumentare l'inerzia del pannello, e i risultati ottenuti mostrano che la presenza di tale materiale è in grado di dare un vantaggio sul lato termico.

DATA	PV	RIFERIMENTO	ROLLBOND 1	ROLLBOND 2	ROLLBOND 3
19/12/2014	14,1%	14,5%	15,0%	-	-
09/02/2015	-	14,1%	-	16,0%	-
18/02/2015	-	14,9%	-	16,1%	-
19/02/2015	-	15,2%	-	16,6%	-
12/03/2015	14,7%	15,3%	-	16,1%	16,6%
13/03/2015	14,3%	14,9%	-	15,8%	16,3%
01/04/2015	14,5%	15,1%	-	16,2%	16,3%
02/04/2015	14,8%	15,4%	-	16,5%	16,6%

**Tabella 5.21 - Rendimenti elettrici a confronto tra un PV tradizionale, un PVT di riferimento, e le tre tipologie di ROLL BOND**

In Tabella 5.21 sono riassunti tutti i rendimenti elettrici elaborati a confronto. L'aspetto da notare è che sia il PVT di riferimento sia il ROLL BOND 1 non hanno avuto vantaggi evidenti nel periodo invernale rispetto a un PV tradizionale: i vantaggi legati al raffreddamento non sono visibili a causa delle basse temperature.

Il ROLL BOND 2 si è invece dimostrato più performante sia rispetto al PV sia rispetto al PVT di riferimento, ottenendo quasi sempre rendimenti elettrici pari o superiori al 16%. Per sottolineare la resa migliore si ricorda che tutti i roll bond hanno stesse dimensioni dell'area di apertura e stesse caratteristiche di ingombro.

Il ROLL BOND 3 in particolare si è dimostrato ancora migliore, e tale risultato conferma quanto già messo in luce dai risultati termici: i tre roll bond sono realizzati con lo stesso tipo di modulo PV, e la differenza nel rendimento elettrico tra il ROLL BOND 2 e il ROLL BOND 3 evidenzia la maggior efficienza nell'asportazione di calore del ROLL BOND 3.

## Capitolo 6

### Conclusioni

Al termine di uno studio condotto dal periodo autunnale del 2014 alla primavera 2015, è stato possibile valutare le prestazioni delle tegole PVT e dei PTV roll bond e confrontarli con le tecnologie PV e PVT esistenti.

Le tegole PVT messe a confronto con una tecnologia PVT commerciale hanno ottenuto prestazioni termiche ed elettriche leggermente inferiori e nello specifico non si sono potuti evidenziare particolari effetti positivi del raffreddamento sul rendimento elettrico.

A fronte di un rendimento termico medio del 37.0-39.1% della tecnologia PVT di riferimento, le tegole hanno ottenuto un rendimento compreso tra il 29.8-34.4%, e un rendimento elettrico di circa l'11.8%, inferiore al rendimento del riferimento, compreso tra il 12.1-13.3%.

Il confronto è reso complesso dalla particolare geometria e dimensioni, pari a circa un terzo rispetto alle aree dei collettori in commercio, caratteristiche che comportano una temperatura di lavoro inferiore rispetto ai pannelli commerciali, circa 35°C in estate, e un salto termico di circa 1.5-2°C.

Per quanto riguarda i PVT roll bond, le prestazioni termiche sono state analoghe (o talvolta inferiori di 2-3 punti percentuali) rispetto a un PVT commerciale di riferimento per le prime due tipologie studiate. I vantaggi sono stati invece evidenti per la terza tipologia di roll bond analizzata, che ha raggiunto rendimenti termici tra il 35-40% ad una temperatura di 25-28°C, nettamente superiori rispetto ai valori del pannello di riferimento che si attestano nell'intorno del 32-33%.

Nel periodo invernale, non si sono riscontrate particolari differenze nella produzione elettrica tra il primo roll bond installato e i PV tradizionali, dove le basse temperature dell'aria ambiente non hanno prodotto i potenziali benefici dovuti al raffreddamento del pannello.

Al contrario, nella stagione primaverile, il terzo e ultimo roll-bond analizzato, il cui isolamento è costituito con un particolare materiale che ne aumenta l'inerzia termica, ha ottenuto rendimenti elettrici del 16.5% contro il 14.8% di un PV tradizionale e il 15.4% del PVT di riferimento. I benefici del raffreddamento sono più evidenti nelle ore di picco solare, durante le quali tale roll bond è in grado di produrre 40  $W_e$  in più rispetto a un comune PV.

Nonostante la metodologia di calcolo adottata per la validazione dei dati sperimentali raccolti, e nonostante la scelta di limitare l'analisi alle giornate più stabili e favorevoli dal punto di vista meteorologico, le prove condotte sui PVT portano a dei risultati fortemente

legati alle condizioni climatiche giornaliere. Si può constatare che il parametro che condiziona maggiormente le prestazioni dei moduli (oltre ovviamente alla temperatura ambiente) è la velocità del vento. Questa è infatti in grado di abbattere il rendimento termico fino al 15% in termini assoluti.

Si è inoltre evinto che attraverso la strumentazione a disposizione nel laboratorio Solar Tech non è stato possibile ricavare sperimentalmente le curve caratteristiche dei PVT roll bond: di conseguenza non si è potuto fare un confronto tra gli stessi, se non indirettamente attraverso il confronto relativo con il PVT di riferimento. Allo stesso modo, sarebbe opportuno affinare il controllo della temperatura in ingresso ai pannelli nei diversi rami attraverso l'inserimento di un controllo PID sulla velocità del ventilatore presente nel software di controllo Labview.

Infine per cercare di ridurre l'incertezza di misura sul rendimento termico è prevista l'installazione di nuove termoresistenze Pt-100 di classe 1/10 DIN che potrebbero contribuire in maniera significativa all'abbattimento della stima dell'errore.

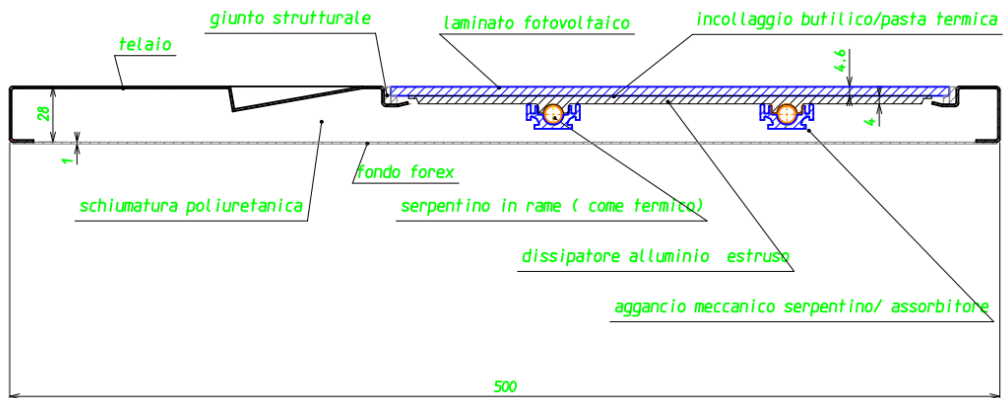
A meno delle tegole PVT, una tecnologia particolare e dalle dimensioni inconsuete, questo lavoro conferma, a livello sperimentale e in condizioni di funzionamento reali, i vantaggi dei moduli fotovoltaici-termici in termini di produzione e rendimento elettrico derivanti dal raffreddamento del modulo fotovoltaico stesso.



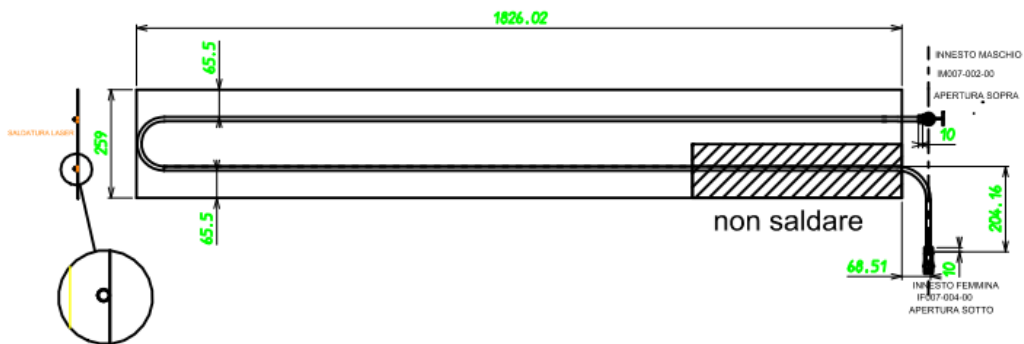


# Allegati

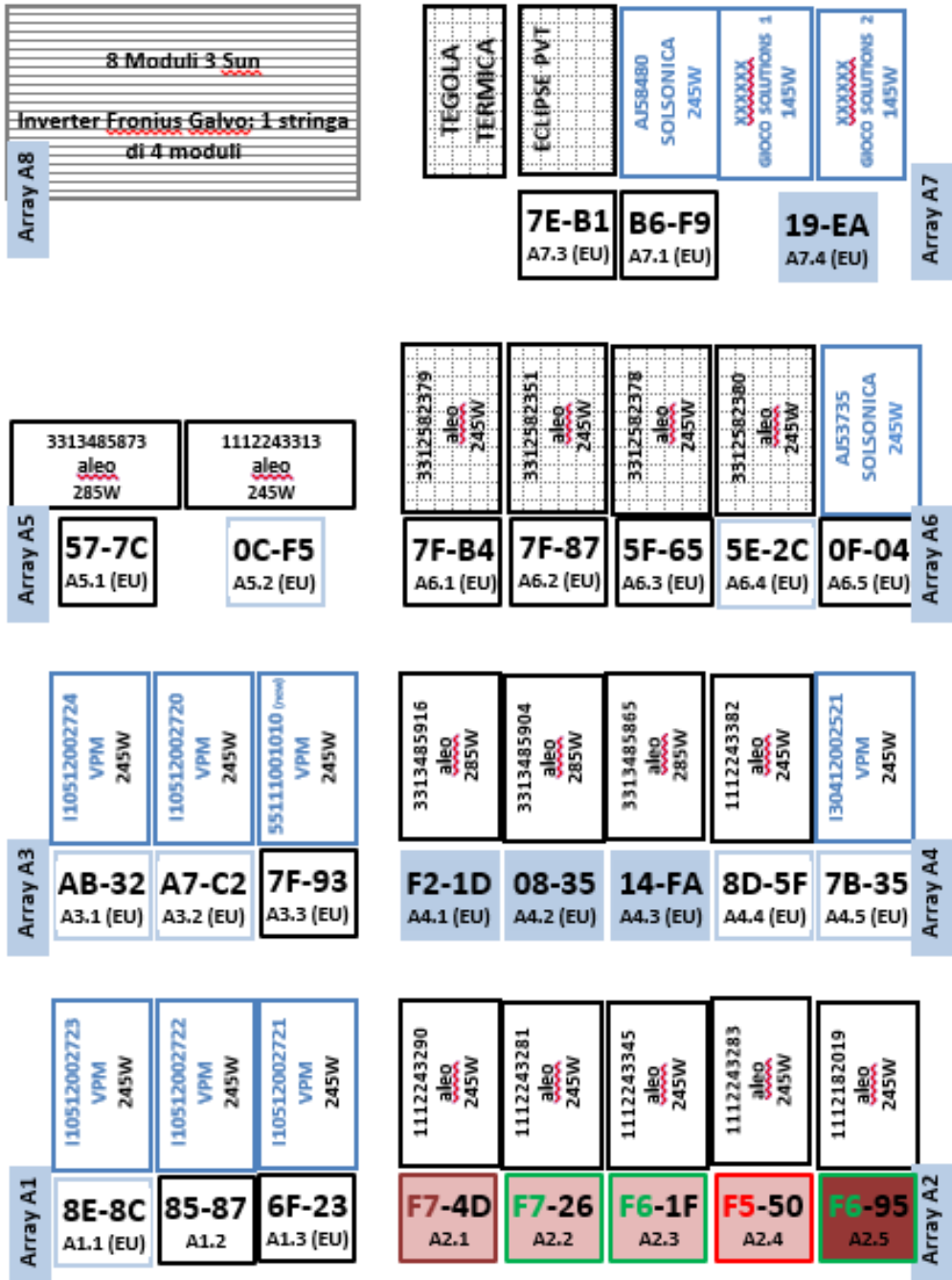
## Allegato 1: Sezione della tegola



### ASSORBITORE CENTRALE



# Allegato 2: Pianta del laboratorio Solar Tech



## Elenco dei simboli

A	Area [m <sup>2</sup> ]
a <sub>1</sub>	Coefficiente angolare
C	Capacità termica specifica [J/kg K]
c	velocità della luce [m/s]
e	Numero di Nepero
E	Energia [J]
F'	Fattore di efficienza del collettore
F <sub>R</sub> , F <sub>AV</sub>	Fattore di rimozione del calore
G	Irradianza solare [W/m <sup>2</sup> ]
h	Costante di Planck
I	Corrente
L	Longitudine
<i>m</i>	Portata massica [kg/s]
n	Numero del giorno dell'anno
Q	Potenza termica [W]
R	Resistenza
S	Radiazione solare assorbita [W/m <sup>2</sup> ]
T	Temperatura
U <sub>L</sub>	Coefficiente di perdita globale [W/m <sup>2</sup> K]
V	Tensione

### Pedici

a	ambiente
AV	medio
b	componente diretta della radiazione solare
c	collettore
d	componente diffusa della radiazione solare
D	diodo
i	istantaneo
inc	incidente
in	ingresso
init	iniziale
K	Incidence Angle Modifier
loc	locale
m	max
mf	media del fluido tra ingresso e uscita
n	normale
o	ottico
oc	circuito aperto

out	uscita
p	assorbitore
P <sub>MAX</sub>	massima potenza estratta
PV	fotovoltaico
R	ridotta
s	solare
S	ohmica
sc	corto circuito
SH	ricombinazione
st	standard
t	tempo
T	totale
th	termico
u	utile
v	vetro

#### Lettere greche

$\alpha$	Assorptività
$\beta$	Angolo di inclinazione
$\gamma$	Angolo azimutale
$\delta$	Angolo declinazione
$\eta$	Rendimento
$\theta$	Angolo di incidenza
$\theta_z$	Angolo zenitale
$\lambda$	Lunghezza d'onda [ $\mu\text{m}$ ]
$\rho_v$	Riflettività del vetro
$\tau$	Trasmissività
$\varphi$	Latitudine
$\omega$	Angolo orario

## Bibliografia

- [1] G. S. Stavrakakis, *Comprehensive Renewable Energy*, vol. 2. 2012.
- [2] J. Duffie and W. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2013.
- [3] T. T. Chow, "A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 2, pp. 365–379, 2010.
- [4] J. Prakash, "Transient analysis of a photovoltaic thermal solar collector for co-generation of electricity and hot air water," *Energy Convers. Manag.*, vol. 35, pp. 967–972, 1994.
- [5] E. H.A. Zondag, D.W. de Vries, W.G.J. van Helden, R.J.C. van Zolingen and A. A. van Steenhoven, "The yield of different combined pv-thermal collector designs," *Sol. Energy*, 2003.
- [6] H. J. Mohd Nazari Abu Bakar, Mahmud Othman, Mahadzir Hj Din, Norain A. Manaf, "Development of an improved photovoltaic/thermal (PV/T) solar collector with bifluid configuration," *Int. J. Chem. Environ. Eng.*, vol. 4, 2013.
- [7] A. Ibrahim, M. Y. Othman, M. H. Ruslan, S. Mat, and K. Sopian, "Recent advances in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 352–365, 2011.
- [8] T. Matuska, "Performance and economic analysis of hybrid PVT collectors in solar DHW system," in *SHC 2013, International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry. September 23-25, 2013, Freiburg, Germany*.
- [9] and L. V. F. Calise, M. D. d'Accadia, "Design and dynamic simulation of a novel solar trigeneration system based on hybrid photovoltaic/thermal collectors (PVT)," *Energy Convers. Manag.*, vol. 60, pp. 214–225, 2012.
- [10] C. R. , L.A. Tagliafico, F. Scarpa, G. Tagliafico, F. Valsuani, "No Title," in *15° Convegno Europeo CSG*, 2012.
- [11] M. Dapor and M. Ropele, *Elaborazione dei dati sperimentali*. 2005.
- [12] Commissione "UNI - CEI Metrologia generale," "Guida all'espressione dell'incertezza di misura." .

Riferimenti bibliografici aggiuntivi:

- Marcello Aprile, diapositive del corso di Ingegneria dei processi solari termici
- Paolo Silva, diapositive del corso di Produzione di potenza da fonti rinnovabili
- Dubey, S., & Tiwari, G. N. (2009). Analysis of PV/T flat plate water collectors connected in series. *Solar Energy*, 83(9), 1485–1498. <http://doi.org/10.1016/j.solener.2009.04.002>
- H.A. Zondag, D.W. Vries, W. G. J. Van Helden, R. J. C. Van Zolingen, e A. A. Van Steenhoven. The thermal and electrical yield of a combi-panel. In *Proceedings of ISES Bi-annual Conference on CD-ROM, Jerusalem, 1999*.pp 113-128, 253-269