

POLITECNICO DI MILANO



# **MESSA A PUNTO E ANALISI PRESTAZIONALE DI UN COLLETTORE IBRIDO FOTOVOLTAICO TERMICO A FLUIDO TERMOVETTORE ACQUA.**

**Dottorato di tecnologia e progetto per l'ambiente costruito**

**XXVI ciclo**

**Tutor**

**Prof. Niccolò Aste**

**Relatore**

**Prof. Niccolò Aste**

**Coordinatore del dottorato**

**Prof. Anna Mangiarotti**

**Candidato**

**Fabrizio Leonforte**



**MESSA A PUNTO E ANALISI PRESTAZIONALE DI UN COLLETTORE IBRIDO  
FOTOVOLTAICO TERMICO A FLUIDO TERMOVETTORE ACQUA.**



---

# SOMMARIO

<b>1. INTRODUZIONE</b>	<b>6</b>
<b>2. SISTEMI IBRIDI FOTOVOLTAICO-TERMICI (PVT)</b>	<b>9</b>
2.1. CENNI STORICI	10
2.2. SISTEMI IBRIDI AD ARIA	10
2.3. SISTEMI IBRIDI AD ACQUA	11
2.4. PRINCIPALI PARAMETRI PRESTAZIONALI	12
<b>3. STATO DELL'ARTE DEI COLLETTORI PIANI IBRIDI CON FLUIDO TERMOVETTORE LIQUIDO</b>	<b>16</b>
3.1. TIPOLOGIE	16
3.2. COPERTURA TRASPARENTE	17
3.3. STUDI COMPARATIVI TRA COLLETTORI COVERED E UNCOVERED	20
3.4. CELLE FOTOVOLTAICHE	21
3.4.1. COEFFICIENTE DI ASSORBIMENTO	23
3.4.2. CONFIGURAZIONE ELETTRICA DELLE CELLE	25
3.5. ASSORBITORE	26
3.5.1. PIASTRA E TUBI (SHEET AND TUBE)	27
3.5.2. ROLL BOND	28
3.5.3 BOX CHANNEL	29
3.5.4. CONFIGURAZIONE DELLE CANALIZZAZIONI	30
3.5.5. CADUTA DI PRESSIONE	33
3.6. SISTEMI DI FISSAGGIO DELLE CELLE ALLA PIASTRA (INTERFACCIA)	33
3.7. RICERCHE A CONFRONTO	35
3.7.1. RAPPORTO TRA INTERDISTANZA E DIAMETRO DELLA CANALIZZAZIONE (W/D)	37
3.7.2. PORTATA OTTIMALE	39
3.8. ISOLAMENTO TERMICO	40

<b>3.9. SISTEMI PVT</b>	<b>40</b>
<b>3.10. SVILUPPI FUTURI</b>	<b>41</b>
<b>4. PRODOTTI SUL MERCATO</b>	<b>42</b>
<b>5. ANALISI SPERIMENTALI</b>	<b>53</b>
5.1. DATI RILEVATI	54
5.2. STRUMENTAZIONE DI RILEVAZIONE	55
5.2.1. <i>SONDE DI TEMPERATURA A CONTATTO</i>	55
5.2.2. <i>SONDE A IMMERSIONE</i>	55
5.2.3. <i>MANOMETRO</i>	56
5.2.4. <i>RADIOMETRO A FOTODIODO</i>	57
5.2.5. <i>STAZIONE METEO</i>	57
5.2.6. <i>SISTEMA DI ACQUISIZIONE DEI DATI</i>	58
5.3. CALCOLO DELLE PRESTAZIONI TERMICHE	58
5.4. CALCOLO DELLE PRESTAZIONI ELETTRICHE	60
<b>6. STUDIO E CARATTERIZZAZIONE SPERIMENTALE DI UN COLLETTORE IBRIDO NON VETRATO STANDARD</b>	<b>61</b>
6.1. CARATTERISTICHE DEL COLLETTORE PVT	61
6.2. INSTALLAZIONE DEL COLLETTORE IBRIDO	62
6.3. CARATTERIZZAZIONE TERMICA	65
6.4. CARATTERIZZAZIONE ELETTRICA	66
6.4.1 <i>GIORNI CON CIELO SERENO (FUNZIONAMENTO PVT)</i>	67
6.4.2. <i>GIORNI CON CIELO NUVOLOSO (FUNZIONAMENTO PVT)</i>	69
6.4.3. <i>GIORNI CON CIELO SERENO (FUNZIONAMENTO PV)</i>	71
6.4.4. <i>GIORNI CON CIELO NUVOLOSO (FUNZIONAMENTO PV)</i>	72
6.5. ENERGIA ELETTRICA E TERMICA GENERATA DAL COMPONENTE	74
6.6. CONSIDERAZIONI RIGUARDO LA DISTRIBUZIONE DI TEMPERATURA	79

---

<b>7. MODELLO DI CALCOLO PER LA STIMA DI COMPONENTI IBRIDI NON VETRATI</b>	<b>83</b>
7.1. BILANCIO ENERGETICO	83
7.1.1. <i>EFFICIENZA FOTOVOLTAICA</i>	83
7.1.2. <i>EQUILIBRIO TERMICO DEL LAMINATO FOTOVOLTAICO</i>	84
7.1.3. <i>EQUILIBRIO TERMICO DEL FLUIDO TERMOVETTORE</i>	85
7.1.4. <i>TEMPERATURE MEDIA DEL FLUIDO</i>	85
7.1.5. <i>EQUILIBRIO TERMICO DEL FLUIDO NEL SERBATOIO</i>	86
7.1.6. <i>COEFFICIENTI DI SCAMBIO TERMICO</i>	86
7.2. RISULTATI	87
7.3. VALIDAZIONE E ANALISI DELL'ERRORE	90
<b>8. LINEE GUIDA PER LA PROGETTAZIONE INTEGRATA DEL SISTEMA IBRIDO INNOVATIVO</b>	<b>91</b>
8.1. QUADRO DELLE ESIGENZE	91
8.1.1. <i>ESIGENZE DI TIPO ENERGETICO</i>	91
8.1.2. <i>ESIGENZE DI TIPO TECNOLOGICO</i>	92
8.2. QUADRO DEI REQUISITI	93
8.2.1. <i>REQUISITI DI TIPO ENERGETICO</i>	93
8.2.2. <i>REQUISITI DI TIPO TECNOLOGICO</i>	95
8.3. SPECIFICAZIONI DI PRESTAZIONE.	98
8.3.1. <i>SPECIFICAZIONI DI PRESTAZIONE DI TIPO ENERGETICO.</i>	99
8.3.2. <i>SPECIFICAZIONI DI PRESTAZIONE DI TIPO TECNOLOGICO.</i>	100
<b>9. PROGETTAZIONE PRELIMINARE DI UN COMPONENTE IBRIDO INNOVATIVO</b>	<b>105</b>
9.1. PROGETTO DELL'ASSORBITORE	105
9.1.1. <i>SIMULAZIONI E RISULTATI PARTE TERMICA</i>	107
9.2. SIMULAZIONE E RISULTATI PARTE ELETTRICA	108
9.3. SCELTA DELLA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	110

<b>9.4. DESCRIZIONE DEL COMPONENTE IBRIDO</b>	<b>112</b>
<b>10. PROGETTO COSTRUTTIVO E REALIZZAZIONE DEL PROTOTIPO</b>	<b>113</b>
10.1. COMPONENTE FOTOVOLTAICO	114
10.1.1. <i>CARATTERIZZAZIONE COMPONENTE FOTOVOLTAICO</i>	115
10.2. PIASTRA ASSORBENTE	117
10.3. COMPONENTI COMPLEMENTARI	120
10.4. REALIZZAZIONE E INSTALLAZIONE DEL PROTOTIPO	121
<b>11. CARATTERIZZAZIONE DEL COLLETTORE IBRIDO SPERIMENTALE</b>	<b>125</b>
11.1. METODOLOGIA	125
11.2. CARATTERIZZAZIONE TERMICA	125
11.3. CARATTERIZZAZIONE ELETTRICA	127
11.4. ENERGIA GENERATA DAL COMPONENTE	132
11.4.1. <i>ENERGIA ELETTRICA E TERMICA GENERATA DAI COMPONENTI IBRIDI (11/10/2013)</i>	132
11.4.2. <i>ENERGIA ELETTRICA E TERMICA GENERATA DAL COMPONENTE IBRIDO E DAL MODULO FOTOVOLTAICO (17/12/2013)</i>	135
<b>12. MODELLO DI CALCOLO PER LA STIMA DEL COMPONENTE IBRIDO PROTOTIPALE</b>	<b>139</b>
12.1. BILANCIO ENERGETICO	139
12.1.1. <i>EQUILIBRIO TERMICO DEL VETRO DI COPERTURA</i>	140
12.1.2. <i>EQUILIBRIO TERMICO DEL LAMINATO FOTOVOLTAICO</i>	140
12.1.3. <i>EQUILIBRIO TERMICO DEL FLUIDO TERMOVETTORE</i>	141
12.1.4. <i>TEMPERATURE MEDIA DEL FLUIDO</i>	142
12.1.5. <i>TEMPERATURE MEDIA DELL'ARIA NELL'INTERCAPEDINE</i>	142
12.1.6. <i>EQUILIBRIO TERMICO DEL FLUIDO NEL SERBATOIO</i>	142
12.1.7. <i>COEFFICIENTI DI SCAMBIO TERMICO</i>	143
12.1.8. <i>EFFICIENZA FOTOVOLTAICA</i>	144
12.2. RISULTATI E VALIDAZIONE	144
12.3. SIMULAZIONI ANNUALI E ANALISI DEI RISULTATI	147



<b>12.3. CALIBRAZIONE DEL MODELLO</b>	<b>149</b>
<b>13. CONCLUSIONI</b>	<b>153</b>
<b>14. BIBLIOGRAFIA</b>	<b>155</b>

# 1. INTRODUZIONE

La rapida crescita del consumo mondiale di energia ha sollevato negli ultimi anni numerose preoccupazioni riguardo la difficoltà di approvvigionamento e futuro esaurimento delle risorse energetiche. L'Agenzia internazionale per l'energia (IEA) ha raccolto dati spaventosi sulle tendenze del consumo di energia nel corso degli ultimi 30 anni, periodo durante il quale sono aumentati i consumi da fonte fossile del 49%, e conseguentemente le emissioni di CO<sub>2</sub> del 43%, con un incremento medio annuo rispettivamente del 2% e del 1,8%. Inoltre considerando i trend di consumo attuali, nel corso dei futuri tre decenni il consumo dovrebbe ancora aumentare del 56%, trainato dalla crescita dei paesi in via di sviluppo (IEA 2013).

In conformità con questo scenario i ministri dei paesi facenti parte dell'unione europea hanno espresso l'intenzione di diminuire le emissioni di gas serra dell'80% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990. Si noti inoltre che la crescita della popolazione, la valorizzazione dei servizi di costruzione e dei livelli di comfort, insieme all'aumento del tempo trascorso all'interno degli edifici hanno fatto sì che il settore edilizio sia responsabile di più di un terzo dei consumi energetici globali (IEA, 2010). Sulla base di tale valutazione l'UE ha emanato una direttiva (2010/31) nota come "Pacchetto 20-20-20", che fissa gli obiettivi al 2020 per la politica climatica ed energetica europea: riduzione del 20% delle emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto al valore del 1990, produzione del 20% della domanda d'energia da fonti rinnovabili e riduzione del 20% dei consumi energetici mediante il miglioramento dell'efficienza nell'uso degli edifici. Per di più, la medesima direttiva, impone altri due limiti riguardanti gli edifici, ovvero che:

- entro il 31 dicembre 2010 tutti gli edifici di nuova costruzione siano edifici a energia zero;
- a partire dal 31 dicembre 2018 gli edifici di nuova costruzione occupati da enti pubblici e di proprietà di questi ultimi siano edifici a energia quasi zero.

Per raggiungere questi ambiziosi obiettivi occorrerà attuare una rivoluzione negli usi e nella produzione di energia e sviluppare un portfolio di tecnologie energetiche low-carbon, di cui le fonti rinnovabili costituiranno parte essenziale. E', infatti, opinione diffusa che le tecnologie di produzione d'energia elettrica non programmabile come quella solare, possa sostituire una parte significativa di energia, che oggi viene prodotta da fonte fossile. Questa grande fiducia è alimentata dal fatto indiscutibile che il potenziale energetico solare è di gran lunga sovrabbondante rispetto alle esigenze energetiche presenti e future dell'umanità. Secondo l'EPIA (EPIA, 2010) infatti, nel

2010, la tecnologia fotovoltaica è stata la principale tecnologia di energia rinnovabile installata in Europa, seconda solo alle centrali elettriche a gas. (13,3 GW installati nel 2010, rispetto ai 9,3 GW dell'eolico)

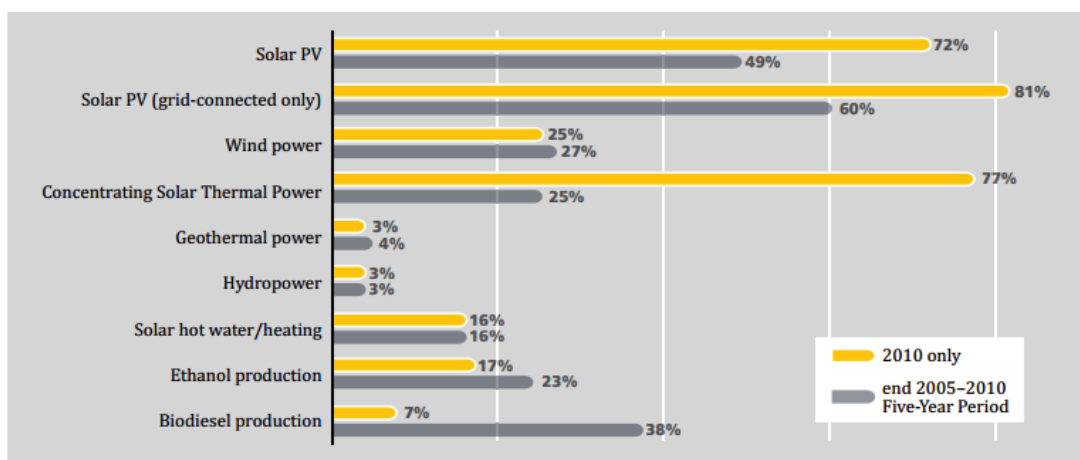


Figura 1.1 – Crescita annuale media della capacità di energia da fonte rinnovabile e di produzione di combustibile biologico, 2005-2010<sup>1</sup>

A livello nazionale il quadro normativo risulta altrettanto restrittivo. Il decreto legislativo n°28 del 3 marzo 2011 obbliga, infatti a dotare gli edifici nuovi, o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti di:

- impianti di produzione di energia termica che garantiscano la copertura con energia rinnovabile del 50% dei consumi per l'acqua calda sanitaria e una percentuale del riscaldamento e il raffrescamento crescente in funzione dell'anno di presentazione della richiesta edilizia (35% tra il 2014 e il 2016 e il 50% dal 2017); oltre che
- impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza elettrica pari a una quota, rispetto alla superficie in pianta dell'edificio, crescente in funzione dell'anno di presentazione della richiesta edilizia (1kW/65 m<sup>2</sup> nel periodo tra il 2014 e il 2016 e 1 kW/50 m<sup>2</sup> dal 2017)

In quest' ottica è quindi necessario sviluppare nuove tecnologie in grado di sfruttare al massimo il potenziale di integrazione solare relativo all'edilizia locale. L'attività di ricerca proposta nel presente documento mira alla progettazione e all'ottimizzazione di un componente ibrido fotovoltaico termico innovativo volto al recupero della frazione di radiazione solare incidente sui moduli e non convertita in elettricità, sotto forma di energia termica atta ad essere impiegata all'interno dei fabbricati. Tale componente

<sup>1</sup> REN21, Renewables 2011, Global status report

verrà quindi definito ibrido in quanto pensato per la cogenerazione di elettricità e calore da fonte solare.

Il lavoro è suddiviso, fondamentalmente, in due parti, delle quali la prima comprende le informazioni necessarie a fissare lo stato dell'arte della tecnologia ibrida, mentre la seconda consiste nella proposta progettuale, nella realizzazione e nella valutazione, sia sperimentale che analitica, di un collettore ibrido con caratteristiche innovative.

## 2. SISTEMI IBRIDI FOTOVOLTAICO-TERMICI (PVT)

Le celle fotovoltaiche attualmente presenti sul mercato hanno un'efficienza tipicamente compresa tra il 5 e il 25%, il che implica che circa l'80% dell'energia solare incidente è convertita in calore a bassa temperatura. Negli ultimi anni numerose iniziative e sperimentazioni sono state portate avanti da diversi ricercatori, al fine di sviluppare componenti ibridi PVT in grado di sfruttare efficacemente la frazione elettrica e la frazione termica dell'energia convertita.

Il principio che sta alla base di un componente ibrido PVT è il trasferimento dell'energia termica assorbita dalle celle fotovoltaiche a un fluido (allo stato liquido o gassoso) che ne permetta l'utilizzo successivo. I vantaggi che ne derivano sono principalmente i tre seguenti: prima di tutto un aumento dell'energia elettrica prodotta, dovuta alla minor temperatura operativa delle celle fotovoltaiche. In secondo luogo, parte dell'energia solare non convertita in elettricità, che andrebbe interamente dispersa, è riutilizzata sotto forma di energia termica. Infine, la tecnologia PVT permette di incorporare due sistemi, elettrico e termico, in un unico elemento, riducendo così la superficie necessaria per l'installazione. Secondo questi principi, numerosi ricercatori concordano sull'affermare la maggior efficienza dei sistemi ibridi rispetto all'adozione distinta del solare fotovoltaico e del solare termico (*Zondag et al., 2003, Van Helden et al., 2004, Fraisse et al., 2007, He et al., 2011*). Tuttavia è di fondamentale importanza configurare opportunamente il sistema: la necessità di ottenere il massimo guadagno termico è controbilanciata dalla minore efficienza di conversione delle celle fotovoltaiche sottoposte a temperature elevate. Occorre quindi eseguire studi approfonditi capaci di tenere in considerazione tutti i fattori d'influenza che agiscono sulla produzione di energia dei collettori PVT al fine di trovare il corretto equilibrio tra le esigenze elettriche e termiche.

La principale distinzione tipologica dei collettori fotovoltaici-termici (PVT) va fatta in funzione del fluido vettore che li attraversa, generalmente acqua (talvolta additivata) o aria. Il presente lavoro si focalizzerà principalmente sui componenti caratterizzati da un assorbitore piano attraverso il quale è fatta scorrere l'acqua come fluido termovettore. Questa tipologia comporta diversi vantaggi tra cui: la maggiore produttività da un punto di vista termico (il calore specifico dell'acqua è molto superiore di quello dell'aria), una maggiore possibilità di utilizzo del calore, specialmente se abbinato a sistemi di acqua calda sanitaria e una minore necessità d'integrazione con sistemi impiantistici complessi che ne potrebbe limitare la diffusione.

## 2.1. CENNI STORICI

A differenza dei collettori solari termici, la cui produzione commerciale, seppur con modalità poco efficienti risale al 19° secolo, le celle fotovoltaiche iniziano ad avere una prima diffusione nella prima metà del 20° secolo in ambito spaziale. Tuttavia solo dopo l'interruzione del flusso di approvvigionamento del petrolio, proveniente dalle nazioni appartenenti all'OPEC, del 1973 numerose attenzioni e finanziamenti sono stati riposti sulle fonti di energia rinnovabile e sulla riduzione dei costi della tecnologia fotovoltaica. In questo contesto si inseriscono le prime ricerche sui collettori solari ibridi svolte dal MIT (*Wolf 1976, Hendrie 1982*) nei primi anni 80, ma la vera diffusione di tali sistemi avviene nei primi anni 90, in seguito al rapporto Burtland del 1987.

Gli studi e le esperienze svolti in merito hanno condotto a due soluzioni alternative: l'una volta al recupero dell'energia termica tramite ventilazione naturale o forzata delle celle, l'altra basata sull'impiego di fluido termovettore liquido.

## 2.2. SISTEMI IBRIDI AD ARIA

La tecnologia ibrida ad aria può fornire una soluzione semplice ed economica per asportare calore dalla parte fotovoltaica tramite la circolazione forzata o naturale dell'aria che conseguentemente viene scaldata a diversi livelli di temperatura. La circolazione forzata è più efficiente della seconda grazie ad un migliore trasferimento di calore convettivo e conduttivo garantito dal controllo totale della portata di circolazione, a discapito però di un piccolo quantitativo di energia elettrica necessaria per garantire il funzionamento del ventilatore stesso che ne riduce leggermente il guadagno netto di energia elettrica. Questi sistemi sono spesso integrati nell'edificio e utilizzati per schermarne parte delle facciate, riducendone così il carico termico, oltre a fornire elettricità e calore. I componenti ibridi ad aria sono quindi spesso adottati come elementi architettonici per sostituire i materiali di rivestimento delle facciate, spesso costosi.

Questi sistemi sono per lo più utilizzati nei casi di domanda di aria calda come nei sistemi di riscaldamento ad aria (*Aste, 2008*) o per l'essiccazione di prodotti agricoli (*Mumba, 1996*). L'opportunità per queste applicazioni è quindi fortemente influenzata dalla quota di mercato dei sistemi impiantistici con il quale è possibile associare questa tipologia di PVT. Ad esempio buona parte del mercato attuale di questi sistemi è costituito dal preriscaldamento dell'aria di ventilazione per edifici di grande volume dove sono richieste temperature tra 15 e 25 ° C. Inoltre, anche se con basse efficienze, i sistemi ibridi ad aria sono abbinabili anche ad impianti per il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria o per il riscaldamento della casa, attraverso uno scambiatore

aria/acqua, con funzione di preriscaldamento, oppure a pompe di calore aria acqua, sempre preriscaldando l'aria con lo scopo di aumentare l'efficienza dell'impianto.

### 2.3. SISTEMI IBRIDI AD ACQUA

I sistemi ibridi ad acqua si basano su collettori del tutto simili a quelli eliotermici, in cui il laminato fotovoltaico è sovrapposto a una piastra assorbente. Il trasferimento di calore dal modulo al liquido avviene principalmente attraverso scambi convettivi che si manifestano all'interno dell'assorbitore, in apposite canalizzazioni. I sistemi che supportano l'acqua come fluido termovettore risultano più efficienti rispetto quelli ad aria grazie al maggior calore specifico della miscela acquosa, a discapito però della leggerezza dell'intero componente e della facilità di montaggio.

Questi sistemi presentano il notevole vantaggio di poter essere impiegati costantemente per la produzione di acqua calda per uso sanitari o per aumentare l'efficienza di un sistema a pompa di calore. Tali modalità di utilizzo rendono i sistemi ibridi ad acqua particolarmente interessanti in vista delle possibilità di impiego durante l'intero arco dell'anno, specialmente per quanto riguarda i mesi più caldi, nei quali l'ACS costituisce praticamente l'unica voce del fabbisogno termico di molti edifici.

Tuttavia l'adozione di un liquido come fluido termovettore fa sì che numerose precauzioni siano adottate affinché l'intero sistema funzioni nel modo corretto: durante il periodo estivo infatti, nel caso di impiego di collettori ibridi ad acqua per la produzione di ACS, l'assorbitore potrebbe raggiungere temperature molto elevate, le quali potrebbero tradursi nel danneggiamento delle celle fotovoltaiche o nella diminuzione della resa fotovoltaica.

Di seguito sono elencati i principali vantaggi e svantaggi della tipologia ad acqua rispetto quella ad aria:

*Tabella 2.1 – Principali materiali di copertura*

<b>Vantaggi</b>	<b>Svantaggi</b>
Alto calore specifico	Pericolo di congelamento
Alta densità dell'acqua	Difficoltà di montaggio e connessione
Basse portate necessarie	Perdite elevate

## 2.4. PRINCIPALI PARAMETRI PRESTAZIONALI

Entrambi i sistemi sin qui descritti contemplano la produzione di energia sotto forma di elettricità e di calore. Risulta quindi fondamentale definire i principali parametri che permettono di comparare le due forme di energia e caratterizzare i collettori ibridi dal punto di vista dell'efficienza energetica, exergetica ed economica.

Il parametro maggiormente usato per quantificazione le prestazioni energetiche è l'efficienza totale di conversione dell'energia solare in energia elettrica e termica. In numerosi lavori di ricerca (Lalović et al., 1986, Garg et al., 1990, Hayakashi et al., 1990, Sharan and Kandpal, 1992, Bergene and L, 1995, Sopian et al., 1996, Fujisawa and Tani, 1997, Hegazy, 2000), essa è definita come semplice somma dell'efficienza termica e dell'efficienza elettrica secondo la seguente forma:

$$\eta_{tot} = \eta_{th} + \eta_{el} \quad (2.1)$$

In particolare il primo termine è possibile calcolarlo tramite le formulazioni già note dai collettori solari termici (Duffie and Beckman, 2006):

$$\eta_{th} = \frac{Q_u}{G_{STC} \cdot A_c} \quad (2.2)$$

Dove  $Q_u$  rappresenta la potenza termica effettivamente trasferita al fluido,  $G_{STC}$  l'irradianza incidente sul modulo e  $A_c$  è la sua area. L'efficienza è quindi funzione delle condizioni in cui essa è calcolata, risulta quindi utile relazionarla ma un nuovo parametro detto temperatura media ridotta, definita secondo la seguente formula:

$$t_r = \frac{t_m - t_{amb}}{G} \quad (2.3)$$

Dove  $t_m$  è la temperatura media del fluido e  $t_{amb}$  è la temperatura ambientale.

L'efficienza elettrica in condizioni nominali ( $\eta_{el,n}$ ) del componente fotovoltaico è invece data dalla relazione seguente:

$$\eta_{el,n} = \frac{P_{STC}}{G_{STC} \cdot A_c} \quad (2.4)$$

Dove  $P_{STC}$  è la potenza nominale della parte fotovoltaica misurata in condizioni standard di riferimento (STC), la quale può essere espressa come prodotto tra tensione ( $V_{STC}$ ) e corrente ( $I_{STC}$ ) seguente formulazione:



$$P_{STC} = V_{STC} \cdot I_{STC} \quad (2.5)$$

Come già noto, mentre la dipendenza dell'intensità di corrente dal livello termico viene generalmente trascurata per la sua esiguità, le ripercussioni sulla tensione costituiscono un parametro da non sottovalutare. Per tale ragione l'efficienza teorica, va corretta secondo i coefficienti di temperatura sulla tensione sull'intensità e sulla potenza (rispettivamente  $\alpha$ ,  $\gamma$  e  $\beta$ ), i quali dipendono dalla tecnologia esaminata. L'efficienza reale può quindi essere riscritta nel seguente modo (Evans, 1981, Charalambous et al., 2007):

$$\eta_{el} = \eta_{el,n} \cdot (1 - \beta \cdot [t_{cell} - 25^\circ]) \quad (2.6)$$

Dove  $t_{cell}$  rappresenta la temperatura operativa del modulo e  $\beta$  il coefficiente di temperatura sulla potenza espresso in %/°C.

Tuttavia il parametro di efficienza complessiva così stimato può essere fuorviante al fine della valutazione delle prestazioni del componente ibrido, da un punto di vista termodinamico infatti l'energia termica e l'energia elettrica non possono essere direttamente comparate (Coventry and Lovegrove, 2003). Una valutazione coerente può quindi essere fatta rendendo le due quantità confrontabili esprimendole in termini di energia primaria. Può quindi essere utile introdurre un nuovo parametro di efficienza ( $\eta_{PES}$ )(Huang et al., 2001):

$$\eta_{PES} = \eta_{th} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{Tpower}} \quad (2.7)$$

Dove  $\eta_{Tpower}$  è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia termica. Esso dipende dalle modalità con cui l'energia elettrica viene prodotta in ogni singolo contesto di riferimento. La media dei valori dei paesi facenti parte dell'OECD è stimato intorno a 0,4 (Huang et al., 2001, Coventry and Lovegrove, 2003, Trudeau and Francoeur, 2008), ma in Italia, ad esempio, tale valore è pari a 0,46 (AEEG, 2008)

L'efficienza così calcolata si basa su criteri quantitativi più che qualitativi, il calcolo dell'energia termica prodotta, infatti, non tiene in considerazione della temperatura del fluido in uscita dal collettore, parametro estremamente importante per la valutazione del potenziale applicativo. Conviene allora definire un'efficienza exergetica, la quale rappresenta la massima quantità di lavoro che può essere prodotto in un determinato ambiente (Chow et al., 2009, Mishra and Tiwari, 2013). Nello specifico, in un collettore ibrido, mentre l'energia elettrica può essere trasformata totalmente in lavoro, indipendentemente dalle condizioni ambientali, non tutta l'energia termica può essere convertita in lavoro, in quanto legata all'efficienza di Carnot.

L'efficienza exergetica ( $\epsilon$ ) di un collettore ibrido può essere espressa come il rapporto tra l'exergia prodotta dal sistema (elettrica e termica) e l'exergia in ingresso (radiazione solare) secondo la formula:

$$\epsilon_{PVT} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (A_c \cdot \dot{E}\chi_{el} + A_c \cdot \dot{E}\chi_{th}) \cdot dt}{A_c \cdot \int_{t_1}^{t_2} \dot{E}\chi_{sun} \cdot dt} \quad (2.8)$$

Dove  $A_c$  è l'area del collettore,  $\dot{E}\chi_{el}$  e  $\dot{E}\chi_{th}$  rappresentano rispettivamente l'exergia fotovoltaica e l'exergia termica prodotta per unità di superficie,  $\dot{E}\chi_{sun}$  è l'exergia in entrata al sistema. L'exergia in uscita da sistema è funzione dell'energia prodotta secondo le seguenti relazioni:

$$\dot{E}\chi_{th} = \dot{E}_{th} \cdot \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{out}}\right) \quad (2.9)$$

$$\dot{E}\chi_{el} = \dot{E}_{el} \quad (2.10)$$

Dove  $\dot{E}_{el}$  e  $\dot{E}_{th}$  rappresentano rispettivamente l'energia elettrica e termica prodotta dal modulo ibrido,  $T_{out}$  è invece la temperatura di uscita del fluido termovettore.

Tra i diversi metodi proposti in letteratura per valutare l'exergia in ingresso nel sistema, quello proposto di seguito da Jeter (Jeter, 1981) risulta il più utilizzato per semplicità di calcolo:

$$\dot{E}\chi_{sun} = \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{sun}}\right) \cdot G \quad (2.11)$$

Dove  $T_{sun}$  è la temperatura del sole a 6000 K

Un altro metodo per valutare le prestazioni del collettore ibrido è basato sulla valutazione del vantaggio economico relativamente all'energia prodotta. L'efficienza economica può essere definita come segue:

$$\eta_E = \frac{E_{th} \cdot C_{th} + E_{el} \cdot C_{el}}{H \cdot A_c} \quad (2.12)$$

In cui  $E_{th}$  e  $E_{el}$ , rappresentano rispettivamente l'energia termica ed elettrica prodotta dal sistema ibrido,  $C_{th}$  e  $C_{el}$  rappresentano i costi a cui sono reperibili nel contesto le due fonti energia e  $H$  è l'energia incidente il collettore [ $\text{Wh}/\text{m}^2$ ]. È importante notare che  $E_{th}$  deve essere calcolata come frazione di calore utile coperta dal sistema ibrido, dipendente quindi dal contesto di installazione. Allo stesso modo il valore di  $C_{th}$  dipenderà dall'efficienza della risorsa energetica che il sistema PVT integra. Il prodotto delle due quantità quindi restituisce il risparmio generato dalla parte termica del

sistema PVT. In maniera simile si calcola il risparmio proveniente dalla sezione elettrica del sistema, dove  $C_{el}$  è il costo medio dell'energia elettrica, la quale è facilmente definibile dal prezzo di mercato. L'efficienza economica rappresenta quindi il rapporto tra il beneficio prodotto dal sistema PVT, espresso in €, e la disponibilità di energia solare.

### 3. STATO DELL'ARTE DEI COLLETTORI PIANI IBRIDI CON FLUIDO TERMOMETTORE LIQUIDO

A differenza delle altre applicazioni solari attive, nonostante la tecnologia combinata termica fotovoltaica sia oggetto di studi di ricerca da diversi anni, non esistono ancora standard di riferimento, sia per quanto riguarda le procedure di stima della produttività e di dimensionamento, che per quanto riguarda le modalità di realizzazione.

In particolare, la documentazione disponibile riguardante i sistemi a liquido fa principalmente riferimento a lavori sperimentali di ricerca. Per tale ragione, nel seguente capitolo si riporta lo stato dell'arte dei collettori ibridi con fluido termovettore acqua, i quali promettono efficienze e prestazioni superiori rispetto i collettori ibridi ad aria. Tale ricerca, organizzata in funzione degli elementi funzionali che lo costituiscono costituirà la base dalla quale partiranno tutte le considerazioni per lo sviluppo di un componente innovativo.

#### 3.1. TIPOLOGIE

La classificazione dei collettori PVT maggiormente adottata proviene da Zondag (Zondag et al., 2003), i quali distinguono 4 tipologie principali dette: sheet and tube (1), channel (2), free flow (3) e two-absorber (4), in funzione dello scorrimento del fluido e delle modalità di scambio del calore.

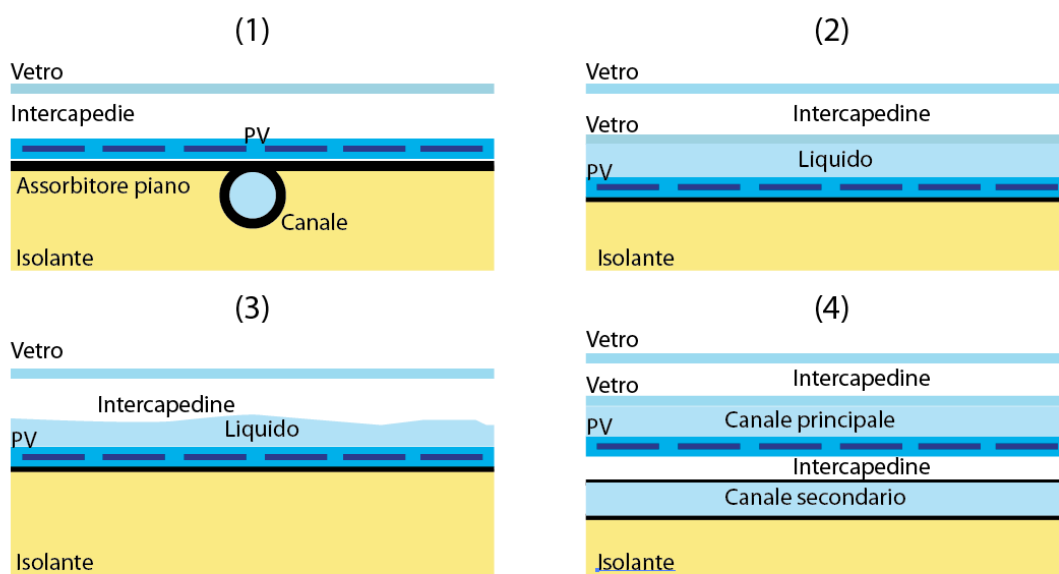


Figura 3.1 – Diverse configurazioni di collettori ibridi a liquido

La prima tipologia (1) consiste in una piastra canalizzata, realizzata in materiale metallico o meno comunemente polimerico, alla quale viene sovrapposto un laminato fotovoltaico standard o sulla quale, per ottenere una maggiore efficienza, vengono laminate le celle fotovoltaiche. Il modulo ibrido così composto, grazie al basso costo e alla facilità di realizzazione, ha subito una notevole diffusione nel mercato. A questa categoria afferiscono differenti varianti (Chow, 2010), le quali differiscono per la configurazione e il metodo di produzione dei canali stessi.

Nella seconda tipologia (2) il fluido scorre al di sopra della parte fotovoltaica, ed è mantenuto in pressione dalla presenza di un secondo vetro al di sopra delle celle fotovoltaiche. In questa particolare tipologia, così come nelle seguenti, è fondamentale studiare le proprietà ottiche del fluido, con particolare attenzione al coefficiente di trasmissione e rifrazione della radiazione solare, che potrebbero ridurre le prestazioni del componente ibrido. Inoltre, la presenza del fluido al di sopra delle celle fotovoltaiche richiede particolari precauzioni di isolamento della componentistica elettrica.

Anche nei collettori detti free flow (3) il liquido scorre al di sopra del modulo fotovoltaico, con la principale differenza che l'acqua scorre a pelo libero (fluido non in pressione). Questa configurazione rimane ancora del tutto teorica a causa della difficile realizzazione e dei problemi tecnici che essa comporterebbe, come ad esempio la formazione di vapore, che provocherebbe la riduzione dell'energia solare incidente sul modulo.

L'ultima tipologia (4) caratterizzata da un doppio canale, è costituita da un modulo fotovoltaico semitrasparente che funge da primo assorbitore, al di sopra del quale scorre il liquido termovettore. Sotto questo, distanziato da uno strato d'aria ferma, è posizionato un secondo assorbitore metallico canalizzato, il quale raccoglie e trasferisce al fluido sottostante la parte di energia solare restante. Questo sistema, oltre a risultare molto pesante, è anche composto da numerosi elementi che ne complicano la costruzione e ne aumentano il costo finale.

### **3.2. COPERTURA TRASPARENTE**

Un'ulteriore importante caratterizzazione tipologica può essere fatta in funzione della presenza o meno della copertura trasparente, il cui compito è quello di trasmettere all'interno la massima quota della radiazione solare incidente sul fronte del collettore, limitandone al contempo le perdite per convezione ed irraggiamento dall'assorbitore. Le due tipologie prendono così il nome di *uncovered* e *covered*.



Figura 3.2 – Schema di collettore covered e uncovered

Nei primi, il calore disperso è notevole e le temperature che possono essere raggiunte dal fluido termovettore sono relativamente basse, a vantaggio però delle prestazioni elettriche che possono essere raggiunte. Nei secondi, invece, in analogia con i collettori solari piani *covered*, l'intercapedine che si crea tra sezione fotovoltaica e la copertura deve avere uno spessore tale da sfruttare al meglio le proprietà isolanti dell'aria, impedendo contemporaneamente che si sviluppino moti convettivi, causa principale delle dispersioni. Generalmente questo spessore è compreso tra 15 e 40 mm, spessori inferiori comporterebbero il rischio di contatto tra copertura e componente fotovoltaico, mentre superiori favorirebbero la creazione di micro turbolenze nell'intercapedine (Gordon 2001).

Il materiale di gran lunga più utilizzato, grazie alle sue proprietà ottiche e meccaniche, che lo rendono ideale per questo tipo di applicazione, è il vetro. Dal punto di vista della trasmissione e dello scambio di onde elettromagnetiche, infatti, il vetro si comporta come un filtro monodirezionale, poiché caratterizzato da alti valori di trasparenza nelle lunghezze d'onda del visibile e del vicino infrarosso, ma al contempo risulta opaco rispetto allo spettro del lontano infrarosso, quindi alle lunghezze d'onda in uscita dal collettore che verrebbero riemesse dalla piastra. Il vetro presenta quindi un comportamento radiativo nettamente selettivo, le sue proprietà di trasmissione, riflessione, assorbimento ed emissione mutano in funzione dell'angolo d'incidenza della radiazione che lo investe e delle lunghezze d'onda che la caratterizzano. In particolare minore sarà l'angolo formato tra la radiazione incidente e la normale al vetro, tanto più piccola sarà la parte di energia riflessa. Durante il giorno, la radiazione solare forma con i moduli una vasta gamma di angoli di incidenza, facendo variare notevolmente i coefficienti di trasmissione e di conseguenza quelli di assorbimento e riflessione.

Il coefficiente di riduzione ottico (Aste and Del Pero, 2006) attraverso la copertura anteriore di un modulo, è quindi funzione dell'angolo di incidenza, secondo la legge di *Fresnel* e può essere espresso attraverso la seguente formula:

$$K_{\theta} = \frac{\tau_{\theta}}{\tau_n} \quad (3.1)$$

dove  $K_{\theta}$  è il coefficiente di riflessione ottico,  $\tau_{\theta}$  è la trasmissione al dato angolo di incidenza, e  $\tau_n$  è la trasmissione ad incidenza normale.

$K_{\theta}$  assume valori prossimi all'unità per ad angoli di incidenza sino a  $60^{\circ}$ , superato tale valore le caratteristiche di trasmissione del vetro cambiano rapidamente, facendo dimezzare il valore di  $K_{\theta}$  per un angolo di circa  $70^{\circ}$ , sino ad arrivare a valori prossimi allo 0 per angoli di incidenza superiori a  $80^{\circ}$  (Duffie and Beckman, 2006).

Per limitare al minimo le perdite per riflessione, i vetri maggiormente utilizzati sono quelli con un basso tenore di ossido di ferro, caratterizzati da elevate proprietà ottiche e spessori di circa 3-4 mm (Bai et al., 2012, Tiwari and Sodha, 2006, Chow et al., 2006, Sandnes and Rekstad, 2002). Per di più, è importante evidenziare che, la presenza del vetro anteriore di copertura in un collettore ibrido PVT causerà una doppia perdita di trasmissione dell'energia solare dovuta al vetro già presente nel laminato fotovoltaico.

Nonostante la presenza della copertura comporti una riduzione delle prestazioni elettriche del collettore ibrido proporzionale alla riduzione della trasmittività rispetto al medesimo valore valutato ad incidenza normale in STC, essa ne aumenta notevolmente l'efficienza termica, così da far raggiungere al modulo *covered* un'efficienza complessiva, valutata secondo l'equazione 2.1 superiore rispetto al collettore ibrido *uncovered* (Van Helden et al., 2004, Fraisse et al., 2007, Tripanagnostopoulos et al., 2005, Sandnes and Rekstad, 2002b, Santbergen, 2008, Zondag et al., 2003). Tuttavia come già citato in precedenza questo parametro non è sufficiente a descrivere la performance globale del componente che andrebbe invece espresso in termini di energia primaria, secondo l'equazione 2.7.

In alternativa al vetro, che per problemi meccanici non supera quasi mai le dimensioni di  $3 \text{ m}^2$  (Gordon 2001), si ricorre talvolta, anche se raramente a materiali sintetici (tabella 3.1), come policarbonato, polimetilmetacrilato, vetroresina e tedlar. Seppure con le dovute distinzioni tra i materiali polimerici sopra citati, si può affermare che generalmente le peculiarità positive consistono nel minor costo e peso, mentre quelle negative sono rappresentate dal deterioramento delle proprietà nel tempo, causato soprattutto dall'esposizione prolungata ai raggi ultravioletti e dalle alte temperature (Affolter et al., 2000, Zondag and Van Helden, 2002) che è possibile raggiungere in un modulo ibrido *covered* (Mark, 2006). Inoltre, i materiali polimerici sono caratterizzati da coefficienti di trasmissione ad incidenza normale leggermente più bassi rispetto ai vetri a basso contenuto di ferro, con valori compresi tra 0.91 e 0.83. Questi aspetti negativi, hanno sino ad oggi limitato l'utilizzo di questi materiali nelle applicazioni di moduli ibridi.

Al fine di incrementare l'efficienza del collettore ibrido *covered*, possono essere effettuati alcuni accorgimenti per ridurre o eliminare del tutto le perdite causate dai moti convettivi nell'intercapedine, come ad esempio l'inserimento di gas rarefatti o la formazione del vuoto tra modulo FV e copertura, come già suggerito da Zondag et. al. (Zondag, 2008). Tale accorgimento, ipotizzato solo in via teorica, comporterebbe un costo molto elevato se comparato con i reali benefici che esso comporterebbe.

Tabella 3.1 – Principali materiali di copertura

Vetro	Polimero
Vetro float	Policarbonato (PC) - <i>Lexan, Qualex</i>
Vetro a basso contenuto di ferro	Polietilene tereftalato (PET) - <i>Mylar</i>
	Polimetilmetacrilato (PMMA) – <i>Perspex, Plexiglas</i>
	Politetrafluoroetilene (PTFE) - <i>Teflon</i>
	Cloruro di polivinile (PVC) - <i>Nouvolux</i>
	Fluoruro di polivinile (PVF) - <i>tedlar</i>
	Acetato di cellulosa-butirrato (CAB) – <i>Butyrate or Uvex</i>

### 3.3. STUDI COMPARATIVI TRA COLLETTORI COVERED E UNCOVERED

Come già citato, dal punto di vista energetico, i collettori detti *covered* presentano prestazione termiche superiori rispetto al componente *uncovered* grazie alle minori perdite per convezione e radiazione (Fraisse et al., 2007, Chow et al., 2009). Nello specifico l'aumento di produzione di energia termica dato dalla presenza della copertura può essere stimato tra il 10 e il 30% in più (Tripanagnostopoulos et al., 2002, Nualboonrueng et al., 2012, Fujisawa and Tani, 1997), in funzione del tipo di collettore, di isolante adottato e vetro considerato, e dall'1 al 10% in meno di energia elettrica in funzione del fattore di trasmissione della copertura, della tipologia di celle e dello scambio termico con il fluido termovettore (Fujisawa and Tani, 1997, Zondag et al., 2003, Nualboonrueng et al., 2012), anche se talvolta sono state stimate perdite maggiori in località in cui l'influenza della temperatura ambientale è predominante (Tripanagnostopoulos et al., 2002).

In quest'ottica è quindi determinante studiare le prestazioni dei componenti PVT sia in funzione di parametri tecnologici, quali l'efficienza delle celle PV, il packing factor e la dimensione del serbatoio, sia in funzione di parametri ambientali, come la radiazione solare, la temperatura ambientale e la velocità del vento (Chow et al., 2009b). E' possibile affermare che mentre i collettori *covered* risultano sempre più performanti dei collettori *uncovered* da un punto di vista energetico, occorre fare delle approfondite



analisi parametriche per valutarne la convenienza da un punto di vista exergetico. Infatti, per alcuni valori dei parametri sopra citati, il modulo ibrido non coperto potrebbe risultare più performante. Per queste ragioni, vanno sempre compiute delle analisi dettagliate del clima prima di identificare la tipologia più adatta di collettore solare alla situazione specifica.

### 3.4. CELLE FOTOVOLTAICHE

La tecnologia fotovoltaica, implementata nei collettori PVT, si basa sulla conversione della radiazione solare in energia elettrica per mezzo di materiali semiconduttori che, come ben noto, se colpiti da radiazione, sono in grado di liberare delle coppie di cariche elettriche elettrone/lacuna. La cella fotovoltaica, che è tipicamente costituita da un sottile strato di materiale semiconduttore avente spessore variabile in base alla specifica tecnologia (Aste, 2002, Duffie and Beckman, 2006), ne influenza inevitabilmente le prestazioni sia elettriche che termiche del componente ibrido. Nel presente paragrafo sono quindi messe in evidenza le principali tecnologie fotovoltaiche e i fattori che maggiormente ne influenzano le prestazioni nell'applicazione nei collettori ibridi.

Il parametro che meglio è in grado di definire le prestazioni di un componente fotovoltaico è PR (*Performance Ratio*), ovvero una quantità adimensionale che può indicare o la potenza o la porzione di energia giornaliera/mensile/annuale netta prodotta dall'intero sistema fotovoltaico rispetto a quella teorica disponibile a STC (Jahn et al., 2004). Tale parametro, che raggiunge valori prossimi al 100% nei casi ideali, tiene in considerazione i principali meccanismi di perdita che influenzano la parte fotovoltaica di un componente ibrido i condizioni operative, quali:

- le perdite ottiche dovute al vetro di laminazione delle celle fotovoltaiche;
- le perdite spettrali, le quali dipendono dalla composizione spettrale della radiazione solare incidente e dall'efficienza quantica delle celle stesse;
- le perdite di temperatura, causate dalla diminuzione dell'efficienza elettrica all'aumentare della temperatura delle celle in funzione del coefficiente di temperatura ( $\beta$ ).

Attualmente la tecnologia maggiormente utilizzata per la realizzazione di moduli PVT è quella al silicio cristallino (c-Si), la quale, nonostante vincoli lo spessore delle celle a valori decisamente elevati, compresi tra 0,2 e 0,5 mm, garantisce alte efficienze elettriche. I moduli realizzati con questa tecnologia sono caratterizzati da efficienze tra

il 13 ed il 22%, e coefficienti di temperatura tra 0.3 e 0.5 %/K (Kalogirou and Tripanagnostopoulos, 2006, Tiwari et al., 2011).

Per ovviare all'elevato fattore di temperatura che talvolta risulta determinante nella caratterizzazione delle prestazioni elettriche di un modulo PVT, in diverse ricerche e lavori sperimentali si sta studiando il comportamento delle celle al silicio amorfo (a-Si), tecnologia caratterizzata da coefficienti temperatura con valori tipici tra 0,2 e 0,3 %/K (Tiwari et al., 2011, Pratih et al., 2007) e spessori del deposito di silicio compreso tra 200 e 600 nm (Monokroussos et al., 2011), per l'applicazione a componenti ibridi. Questa tipologia, benché abbia un costo al watt di picco leggermente inferiore rispetto ad altre tecnologie, è caratterizzata da un'efficienza generalmente bassa rispetto alla superficie attiva (Tiwari et al., 2011) e una netta dipendenza dallo spettro. L'applicazione in una struttura multigiunzione permette di raggiungere efficienze pari al 9-10% dopo un primo periodo di stabilizzazione. Inoltre, soggetto alle alte temperature (tra 50 e 100°C), il silicio amorfo subisce un effetto di "ricottura", che ne aumenta l'efficienza elettrica (precedente persa a causa dell'effetto Staebler-Wronski). Questo effetto, detto *thermal annealing* può aumentare l'energia elettrica prodotta dal componente ibrido sino al 10.6% in più rispetto a moduli non sottoposti a cicli ad alte temperature (Pathak et al., 2012). Tale caratteristica, combinata al basso coefficiente di temperatura, fa del silicio amorfo una tecnologia promettente per futuri sviluppi di componenti PVT.

Nonostante le considerazioni precedentemente esposte, in numerose ricerche (Kalogirou and Tripanagnostopoulos, 2006, Kalogirou and Tripanagnostopoulos, 2007, Nualboonrueng et al., 2012,) si giunge alla conclusione, spesso affrettata, che la tecnologia fotovoltaica amorfa, applicata ai moduli PVT, è meno performante dal un punto di vista delle prestazioni elettriche se confrontata a moduli ibridi con celle al silicio cristalline. Una conclusione di questo genere risulta però parziale e fuorviante, in quanto un reale confronto tra le tecnologie andrebbe fatto a parità di potenza installata, e non come spesso accade in funzione della superficie occupata.

Occorrerà quindi effettuare sempre delle scelte tecnico economiche per valutare la tecnologia più idonea alla specifica applicazione. In linea generale è possibile dire che le celle al silicio amorfo sono particolarmente indicate per moduli ibridi che presentano una copertura trasparente, nei quali è possibile si raggiungano temperature delle celle molto elevate. Di contro la tecnologia al silicio cristallino, è più idonea per moduli ibridi *uncovered* in cui il laminato fotovoltaico non raggiungendo temperature troppo elevate, sfrutta al massimo le alte efficienze proprie della tecnologia cristallina.

Negli ultimi anni, nel campo fotovoltaico, è stata sviluppata una nuova tipologia di cella fotovoltaica con proprietà intermedie tra le 2 tecnologie fotovoltaiche prima

esposte. caratterizzata da efficienze della cella sino al 22,5% (Tsunomura et al., 2009) e coefficienti di temperatura nell'ordine di 0,26%/K (Tanaka et al., 1992, Sawada et al., 1994, Green, 2004, Kanevce and Metzger, 2009, Nikolaeva-Dimitrova et al., 2010). Il laminato fotovoltaico, realizzato con questa tecnologia detta *HIT* (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) è difatti costituito da un sottile wafer in c-Si, rivestito da uno strato ultrasottile di a-Si, ottenendo così un sandwich che consente di sfruttare un ampio spettro di energia solare, con efficienze di conversione dei prodotti commerciali sino al 18%. Attualmente in letteratura non è presente nessuna sperimentazione riguardo l'applicazione di questo tipo di tecnologia ai collettori PVT che per adesso si limita all'adozione di celle in c-Si e a-Si.

**Tabella 3.2 – Principali caratteristiche delle tecnologie FV adottate nei collettori PVT**

	Silicio Cristallino	Silicio Amorfo
Efficienza moduli [%]	13% - 22%	7% - 13%
Coeff. di temperatura [%/°K]	0,3 -0,5	0,2-0,3
Spessore cella [mm]	0,2 – 0,5	0,0002-0,0006
Costo [€/W <sub>p</sub> ] <sup>2</sup>	0,55-0,85	0,35-0,45

### **3.4.1. COEFFICIENTE DI ASSORBIMENTO**

L'assorbimento della radiazione da parte della sezione fotovoltaica e la sua conseguente emissione alle diverse lunghezze d'onda, è un ulteriore parametro che influenza le prestazioni della parte fotovoltaica e conseguentemente anche della parte termica di un collettore PVT.

Le celle fotovoltaiche, che sono ottimizzate in funzione delle sole prestazioni elettriche, assorbono gran parte dell'energia proveniente dal sole in corrispondenza dello spettro di efficienza della tecnologia adottata, riflettendo la restante parte di energia che ne aumenterebbe solo la temperatura. In particolare il silicio amorfo risponde a spettri tra 300 e 820 nm, lavorando molto bene alle lunghezze d'onda del visibile, riflettendo quindi le lunghezze d'onda tendenti all'infrarosso. Di contro la tecnologia cristallina risponde a spettri più ampi, tra 300 e 1200 nm (Fig 3.3), riuscendo però a convertire più energia nella fascia dell'infrarosso (Minemoto et al., 2007, Ishii et al., 2011, Sirisamphanwong and Ketjoy, 2012). Per limitare le dispersioni ed aumentare l'efficienza, i moduli fotovoltaici adottano generalmente un rivestimento antiriflesso detto ARC, il quale permette di assorbire la quantità maggiore di energia

<sup>1</sup> pvXchange, 2013; <http://www.pvxchange.com/priceindex/>. Agosto 2013.

nelle lunghezze d'onda utili per la conversione fotovoltaica, minimizzando l'energia riflessa. Ad esempio, in accordo con l'efficienza quantica delle celle c-Si, il rivestimento ARC permette di assorbire gran parte dell'energia solare nelle lunghezze d'onda del rosso, determinandone il caratteristico colore blu delle celle.

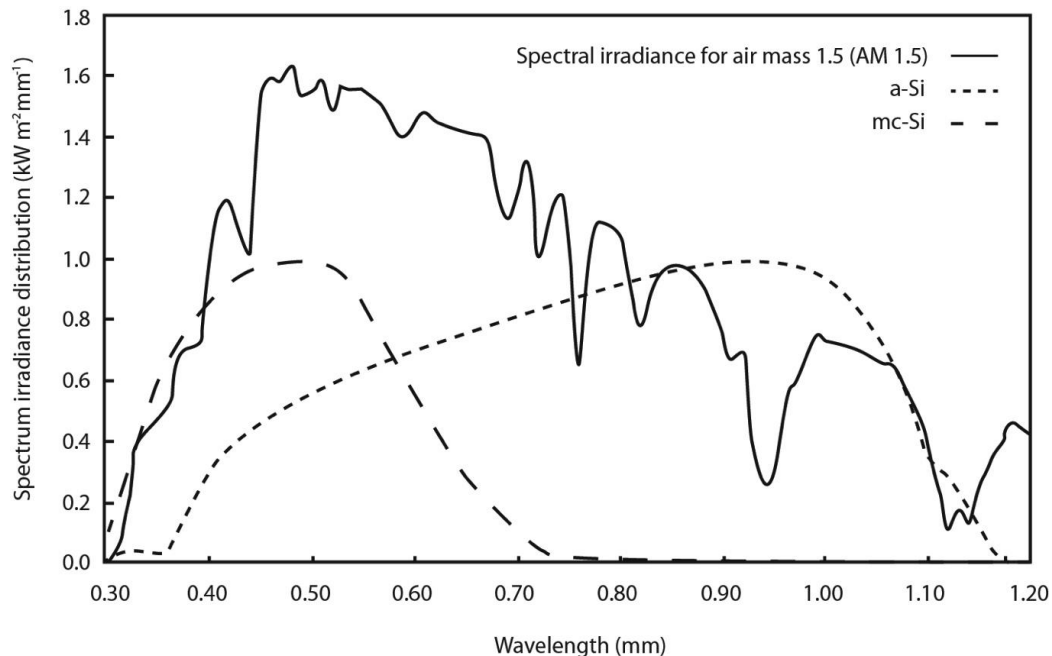


Figura 3.3 – Spettro di efficienza di due diverse tecnologie fotovoltaiche<sup>3</sup>

Attualmente è possibile riferirsi a valori medi di assorbimento delle celle fotovoltaiche, compresi tra l'85% e il 90% per la tecnologia cristallina (Dupeyrat et al., 2011a) e tra l' 88,5% e il 93,5% per la tecnologia al film sottile (Santbergen, 2008). Per aumentare le prestazioni termiche del modulo ibrido talvolta può quindi essere conveniente applicare uno strato basso emissivo al laminato fotovoltaico che ne limiti le perdite radiative. Per tali scopi sono molto utilizzati i rivestimenti metallici, tra cui ossido di stagno, ossido di indio e stagno e ossido di zinco (Löffler, 2005, Platz et al., 1997). L'aggiunta dello strato basso emissivo sulla superficie del laminato fotovoltaico, aumenta però sia le perdite per riflessione che la temperatura delle celle. Dalle analisi effettuate da (Santbergen, 2008, Santbergen et al., 2010) sui collettori ibridi vetriati emerge che, nonostante l'aggiunta di uno strato basso-emissivo aumenti leggermente le prestazioni termiche del modulo ibrido del 3 % in funzione della tipologia impiantistica, l'efficienza elettrica diminuisce dell'1%.

Si noti, inoltre, che nei moduli fotovoltaici standard generalmente viene utilizzato un foglio bianco posteriore (tedlar) al fine di riflettere la luce incidente la parte non attiva del laminato fotovoltaico, che può portare ad un leggero aumento del rendimento

<sup>3</sup> Immagine adattata da Sirisamphanwong, C., Ketjoy, N., 2012. Impact of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of photovoltaic system under Thai climatic conditions. Renewable Energy 38, 69-74.

elettrico. Tuttavia, nel caso di collettori PVT, tale intervento corrisponde a perdite per riflessione maggiori e a una conseguente riduzione del calore utilizzabile (Shimokawa et al., 1986).

Secondo le considerazioni sin qui fatte, andrebbero quindi condotti approfonditi studi per valutare il più adeguato comportamento selettivo della tecnologia fotovoltaica al fine di aumentarne sia le prestazioni elettriche sia quelle termiche del componente PVT.

### **3.4.2. CONFIGURAZIONE ELETTRICA DELLE CELLE**

Nei moduli fotovoltaici standard, utilizzati per la sola produzione di energia elettrica, le celle di cui esso è formato sono generalmente connesse in serie, in modo da ottenere alti valori di tensione, diminuendo conseguentemente le perdite ohmiche e le dimensioni dei cavi. Nelle connessioni seriali, infatti, la tensione aumenta il suo valore, mentre la corrente rimane costante. Ciò significa che un gruppo di celle solari collegate in serie ha la corrente di una singola cella, ma tensione di uscita pari alla somma delle tensioni di ciascuna cella fotovoltaica. Inoltre, come già detto in precedenza la tensione di una singola cella fotovoltaica è influenzata dalla sua temperatura operativa: all'aumentare della temperatura, la tensione diminuisce secondo il coefficiente di temperatura sulla tensione mentre la corrente aumenta leggermente secondo il coefficiente di temperatura sulla corrente.

Poiché nei collettori fotovoltaici termici, la distribuzione di temperatura non è uniforme su tutta la piastra, non tutte le celle opereranno alla medesima tensione. Per analizzare questo effetto diversi autori (Smith et al., 1978, De Vries, 1998) hanno effettuato analisi sperimentali e teoriche sottoponendo le celle, connesse sia in serie che in parallelo, a diversi gradienti di temperatura. Secondo Lambarski (Lambarski, 1984), il gradiente di temperatura influenza in minima parte le prestazioni elettriche (1%) delle celle connesse in serie, mentre ha notevole influenza (17 %) nelle connessioni in parallelo. Quest'ultima configurazione elettrica è comunque scarsamente adottata nella tecnologia fotovoltaica a causa della maggiore sezione che dovrebbero assumere i cavi.

Più recentemente sono stati condotti degli studi (Aste et al., 2012b) avvalendosi di strumenti CFD, riguardo l'ottimizzazione della configurazione elettrica di celle connesse in serie e in parallelo disposte su due diverse tipologie di piastre. Tali studi evidenziano che indipendentemente dal tipo di piastra considerata, le celle connesse in serie assicurano una maggior resa elettrica dovuta alle minori perdite di temperatura del sistema. In particolare il modulo PVT esaminato, con celle connesse in serie, ha

una potenza elettrica superiore di circa il 3% rispetto al medesimo modulo con stringhe di celle connesse in parallelo. Nel capitolo 9 verranno analizzate nel dettaglio le due diverse configurazioni.

### 3.5. ASSORBITORE

In un collettore solare ibrido, la piastra assorbente costituisce l'elemento funzionale principale poiché provvede a trasferire, sotto forma di energia termica al fluido circolante, l'energia solare raccolta dal modulo fotovoltaico. La sua capacità termica, non deve essere troppo elevata, in modo da consentire tempi di reazione rapidi in relazione a condizioni di soleggiamento variabili (ad esempio in presenza di condizioni meteorologiche altalenanti) ed ottimizzare le possibilità di sfruttamento dell'energia termica disponibile, anche in bassi quantitativi.

Le piastre adottate per i collettori solari ibridi sono spesso mutate dai collettori solari piani, quindi generalmente realizzate in materiale metallico quale rame, alluminio o più raramente acciaio o polimeri. Queste dovranno però avere una superficie piana, tale da consentire la perfetta adesione con la parte fotovoltaica, agevolando così l'asportazione del calore. In tabella 3.3 sono riportate le principali caratteristiche dei materiali adottati nella realizzazione di piastre.

Tabella 3.3 – Caratteristiche dei materiali utilizzati per gli assorbitori

Materiale assorbitore	Spessore [mm]	Densità [kg/m <sup>3</sup> ]	Conducibilità termica [W/m K]	Calore specifico [J/kg K]
Rame	~ 0.3	8920	380	350
Alluminio	~ 1	2700	160	900
Ferro	~ 2	7860	50	450
Polimero	~ 2-3	900-1500	0,2 – 0,8	1200-1800

Gli assorbitori sono distinti tipologicamente in funzione della tecnica di lavorazione e della loro produzione, la quale ne determina a sua volta la scelta del materiale da adottare nonché la configurazione delle canalizzazioni. Nei paragrafi successivi saranno analizzate le tre diverse tipologie di piastre maggiormente adottate, suddette *sheet and tube*, *roll-bond* e *box-channel* (Fig. 3.4) e i principali parametri che ne caratterizzano le prestazioni.

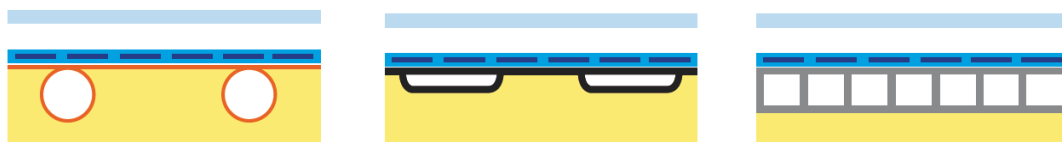


Figura 3.4 – Classificazione assorbitori (*sheet and tube*, *roll bond*, *box channel*)

In tabella 3.4 vengono riportate le principali configurazioni e caratteristiche delle tre tipologie di piastra assorbente analizzate.

Tabella 3.4 – Caratteristiche principali per tipologia di assorbitore

	Materiale	Configurazione del canale	Vantaggi	Svantaggi
<b>Sheet and tube</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rame</li> <li>• Alluminio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Serpentina</li> <li>• Arpa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facilità di costruzione</li> <li>• Spessori minimi adottati</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bassa superficie di contatto tra canale e piastra</li> <li>• Variazione del costo in funzione del numero di canali adottati</li> </ul>
<b>Roll bond</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alluminio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Varie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Massima libertà nella configurazione dei canali</li> <li>• Elevata superficie di contatto tra canale e piastra</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spessore minimo consentito 1 mm</li> </ul>
<b>Box channel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alluminio</li> <li>• Polimero</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Arpa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elevata superficie di contatto tra canale e piastra</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necessità di componenti speciali per le connessioni</li> </ul>

### 3.5.1. PIASTRA E TUBI (SHEET AND TUBE)

L'assorbitore detto *sheet and tube*, consiste in una piastra piana alla quale vengono generalmente saldati, brasati o incollati, dei canali di sezione circolare.

Questa tipologia realizzata generalmente in rame, presenta come maggiore vantaggio la facilità di costruzione, l'alta conducibilità (380 W/mK) e la bassa inerzia termica (350 J/kg K) del materiale adottato. La tecnica d'incollaggio dei circuiti a sezione circolare implica una piccola e non perfetta superficie di contatto tra la lastra e tubi stessi, che limita di conseguenza lo scambio termico. Questo aspetto negativo è però compensato dai piccolissimi spessori consentiti dall'utilizzo del rame (circa 0.2

mm) che favorisce lo scambio termico tra fluido e laminato e comporta un minore quantitativo di materiale utilizzato a vantaggio del prezzo e del peso. Tuttavia secondo l'International Cablemakers Federation (International Cablemakers Federation, January 2013), dal 2004 al 2012 il costo del rame è aumentato di più del 400%, per cui diversi accorgimenti, riguardo l'ottimizzazione tecnico economica dell'assorbitore, dovrebbero essere considerati per rendere conveniente l'utilizzo di piastre in rame nei collettori PVT. Tra questi, l'ottimizzazione del numero di canali o il corretto dimensionamento del loro diametro e spessore sono parametri che ne influenzano in modo sensibile la quantità di materiale adottato e di conseguenza il costo complessivo (Charalambous et al., 2011).

Nonostante l'elevato costo del rame le piastre *sheet and tube* risultano ancora piuttosto convenienti se ben configurate, grazie alle buone prestazioni termiche in rapporto alla facilità di realizzazione. Per tali ragioni le piastre *sheet and tube* sino a qualche anno fa erano quelle maggiormente adottate per la realizzazione di collettori solari piani a basso costo (Bergene and L, 1995, Bakker et al., 2004, Chow, 2010, Santbergen et al., 2010, Nualboonrueng et al., 2012).

### **3.5.2. ROLL BOND**

A differenza della tecnologia precedentemente descritta, la quale ha il vantaggio di essere a basso costo, a discapito dell'esiguo numero di configurazioni possibili, gli assorbitori realizzati con la tecnologia *roll bond* garantiscono un numero illimitato di configurazione dei canali, adattandosi quindi alle esigenze richieste dallo specifico prodotto. Il processo detto *roll bond* è infatti una tecnica di produzione che prevede la realizzazione di pannelli variamente canalizzati tramite una tecnica di giunzione (*bonding*) di un sandwich formato da due fogli di alluminio, attraverso un processo di laminazione (*rolling*). I percorsi e le dimensioni dei canali ottenuti sui pannelli così realizzati sono determinati da un'operazione di stampa con speciali inchiostri che ne determinano delle zone "dissaldate". Dette zone possono essere sollevate applicando opportune pressioni d'aria che trasformano i percorsi tracciati in canalizzazioni.

L'elevatissima flessibilità produttiva concessa dalla tecnologia permette di creare un gran numero di differenti tipologie di canalizzazione, garantendo quindi allo scambiatore di adattarsi ad ogni esigenza, mantenendo allo stesso tempo costi di produzione competitivi.

Questa tecnica di realizzazione, già adottata in diversi campi di produzione, come nel caso dei pannelli radianti o degli evaporatori per i frigoriferi domestici (Anon, 1984, Joshi, 1986, Orlando et al., 1979, Hufnagel, 1976), negli ultimi anni è stata adottata nel campo dei collettori PVT (Boddaert and Caccavelli, 2006).



Come già evidenziato, la tecnologia roll-bond può essere applicata solo a piastre in alluminio, materiale che a differenza del rame presenta caratteristiche termiche inferiori (conducibilità di circa 160 W/mK e inerzia di 900 J/kgK), ma allo stesso tempo un prezzo di mercato di 4 volte inferiore (International Cablemakers Federation, January 2013). Come anticipato le caratteristiche termiche meno performanti dell'alluminio, sono compensate dalla completa libertà progettuale, che permette di creare un maggior numero di canalizzazioni al m<sup>2</sup> senza alcuna variazione del costo dell'assorbitore e quindi di ottenere una maggiore superficie di contatto tra fluido e piastra stessa. Inoltre, a differenza della tecnologia *sheet and tube*, gli assorbitori *roll bond* presentano canalizzazioni con sezione semicircolare o, più comunemente, con sezione detta sin<sup>2</sup> (Pieper and Klein, 2011) (Fig. 3.5) con una superficie di contatto tra fluido e assorbitore nettamente maggiore. Un'ulteriore differenza risiede nell'impossibilità del processo produttivo di realizzare piastre con spessori inferiori a 1 mm (lo spessore di una tipica piastra in rame è 0.2 mm), a svantaggio dello scambio termico. Lo spessore maggiore della piastra, conferisce però una migliore resistenza meccanica al componente, e può consentire l'incollaggio delle celle fotovoltaiche direttamente sulla piastra, senza l'ulteriore protezione di un vetro che ne limiterebbe l'efficienza (Bai et al., 2012).

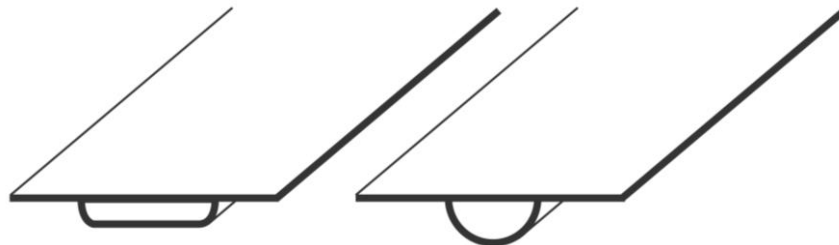


Figure 3.5 – schema di canali a sezione Sin<sup>2</sup> e sezione semicircolare

### 3.5.3 BOX CHANNEL

La tipologia detta *box channel* è costituita da canalizzazioni parallele e continue a sezione rettangolare che costituiscono la piastra stessa. Essa può essere realizzata da profilati estrusi o pultrusi, in cui quasi tutta la superficie è bagnata dal fluido termovettore, aumentandone così notevolmente lo scambio convettivo (Ji et al., 2006b). La piastra così configurata deve prevedere dei componenti speciali per la connessione delle tubazioni di mandata e ripresa alle canalizzazioni rettangolari. Questa caratteristica ne aumenta notevolmente i costi e le difficoltà realizzative.

Questa tipologia di piastra è generalmente realizzata in alluminio (Chow et al., 2006, Chow et al., 2007) o, più raramente, in materie plastiche resistenti ai raggi ultravioletti, come gomma o vetroresina (Cristofari et al., 2002, Cristofari et al., 2012, Mintsa Do Ango et al., 2013). Questi materiali hanno il vantaggio di essere leggeri, facili da realizzare e a basso costo, ma al contempo hanno diversi svantaggi quali la minor conducibilità termica rispetto al rame o all'alluminio e un alto coefficiente di espansione termico che potrebbe creare problemi nell'adesione tra parte termica e fotovoltaica (Mark, 2006). La combinazione di questi aspetti negativi hanno sino ad oggi limitato la diffusione nel mercato di piastre realizzate in materiale polimerico (Tsilingiris, 2002).

#### **3.5.4. CONFIGURAZIONE DELLE CANALIZZAZIONI**

La configurazione delle canalizzazioni, così come pure la forma, il materiale di cui sono realizzate e le modalità di connessione alla piastra, devono appositamente essere studiate allo scopo di ottenere il miglior trasferimento termico possibile, contenendo contemporaneamente i relativi costi di produzione entro limiti accettabili e convenienti, ai fini della competitività economica della tecnologia.

Dalla tecnologia adottata per la realizzazione della piastra, derivano anche le possibili configurazioni geometrico/morfologiche che i canali possono assumere.

Generalmente le configurazioni a serpentina e ad arpa sono le più usate nella produzione di assorbitori del tipo *sheet and tube*. La prima consiste in un unico canale continuo, realizzato tramite piegatura di un condotto saldato o brasato a una piastra piana. Questa configurazione è caratterizzata da elevate cadute di pressione tra ingresso e uscita, che ne determinano conseguentemente elevati consumi di pompaggio legati alla circolazione del fluido e da un gradiente di temperatura tra mandata e ripresa elevato, tale da limitarne l'efficienza elettrica. Alcuni studi (Al Harbi et al., 1998) dimostrano, infatti, che la tipologia a serpentina non è particolarmente adatta a climi troppo caldi.

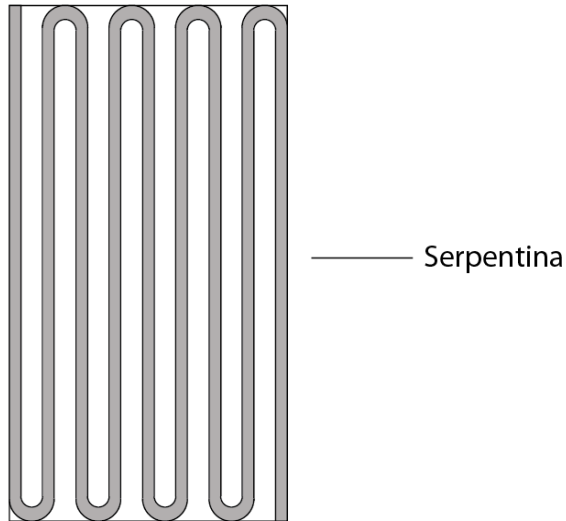


Figure 3.6 – Schema di configurazione a serpentina

La configurazione detta ad arpa invece consiste in una serie di condotti paralleli connessi tra di loro da due canali trasversali. L'organizzazione dei canali ad arpa garantisce gradienti di temperatura tra ingresso e uscita minori a parità di perdite di carico e una buona distribuzione di temperatura su tutta la superficie (Pieper and Klein, 2011) con maggiori benefici sull'efficienza elettrica e termica del modulo ibrido (Weitbrecht et al., 2002).

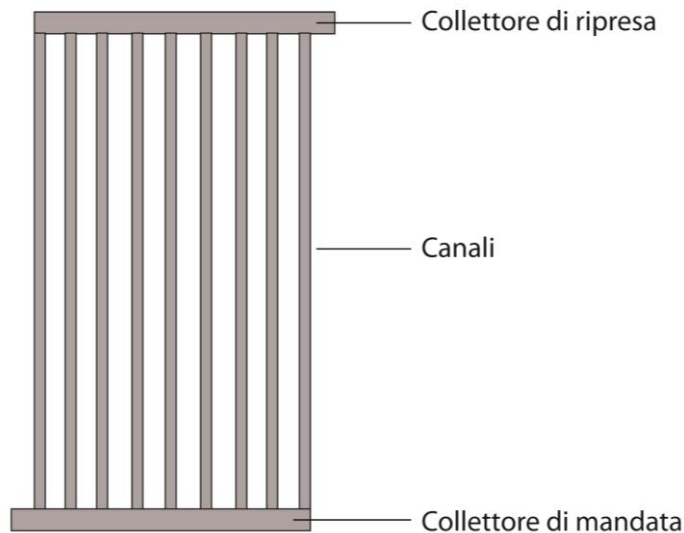


Figure 3.6 – Schema di configurazione ad arpa

Nonostante i canali della configurazione ad arpa siano generalmente tutti della stessa dimensione, un corretto dimensionamento del diametro dei collettori di mandata e ripresa può migliorare la distribuzione della portata su tutti i canali così da aumentare lo scambio termico tra assorbitore e fluido. In particolare un rapporto tra il diametro dei

canali e quello dei collettori trasversali pari a 0.2 è generalmente consigliato in diverse ricerche (Fan et al., 2005, Fan et al., 2007, Fan and Furbo, 2008). Un risultato simile può essere invece ottenuto sfruttando la massima flessibilità progettuale della tecnologia *roll bond*, attraverso delle variazioni geometriche e morfologiche dei canali di mandata e ripresa, come nel caso del cosiddetto *plenum* (Fig. 3.7), il quale garantisce la medesima portata su tutti i canali, introducendo delle perdite di carico localizzata in corrispondenza dell'ingresso del fluido.



Figure 3.7 – Schema di configurazione ad arpa

Tra le configurazioni sin qui descritte è generalmente più conveniente adottare quella ad arpa: da un confronto sperimentale effettuato su due collettori caratterizzati da assorbitori a serpentina e ad arpa, emerge che il secondo ha un'efficienza termica del 4% superiore rispetto al collettore serpentina (Matrawy and Farkas, 1997) (si noti che in numerose ricerche il confronto tra le diverse configurazioni è spesso inadeguato a causa delle differenti caratteristiche geometriche dei canali).

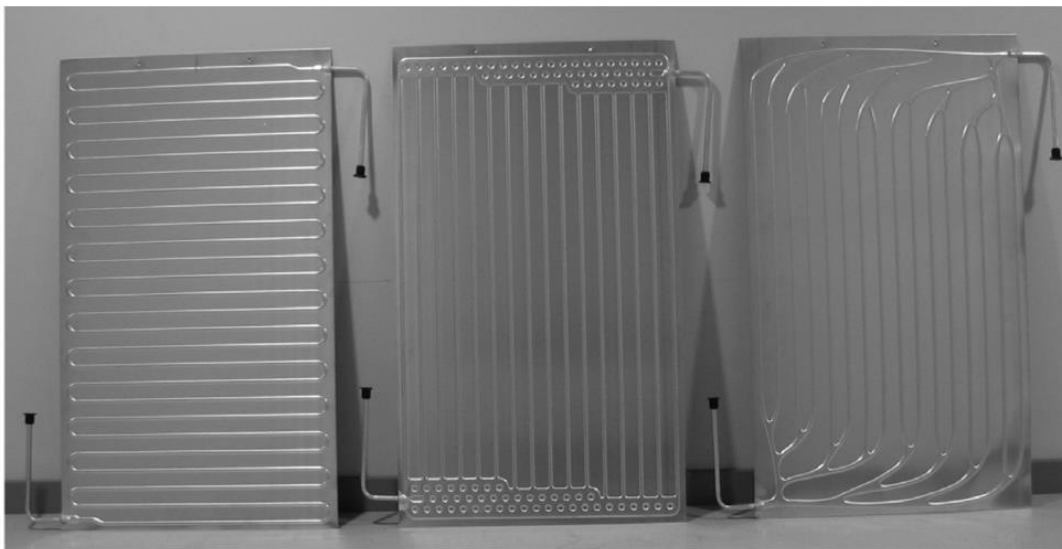


Figure 3.8 – Assorbitori roll bond configurati a serpentina, arpa e Bionical<sup>4</sup>

---

<sup>3</sup> Hermann, M., 2008. FracTherm ® – Sonnenkollektoren und Wärmetauscher mit optimierten Strömungskanälen. ROHRBAU-Kongress, Weimar I/5, 54.

Tra le configurazioni più innovative degli ultimi anni, si sottolinea quella detta *Bionical*, sviluppata tra il 2008 e il 2011 dal Fraunhofer Institute - Solar Energy Systems ISE ( Hermann, 2008, Pieper and Klein, 2011, Hermann, 2011). Essa riprende la struttura e la morfologia dei vasi sanguigni: piccoli canali paralleli sono connessi tra loro a coppie e fatti confluire verso canali di diametro maggiore che convergono infine al collettore di mandata e ripresa. Questa configurazione garantisce alte efficienze termiche, buona distribuzione di temperatura sull'intera piastra e piccolissime cadute di pressione. Le prove sperimentali hanno mostrato un'efficienza termica superiore del 6% rispetto un collettore con configurazione a serpentina.

### **3.5.5. CADUTA DI PRESSIONE**

La caduta di pressione tra mandata e ripresa dell'assorbitore è un importante elemento che influenza l'intera resa dell'impianto. A una maggiore caduta di pressione, infatti, corrisponde una maggiore energia necessaria alla pompa per regolare la portata al livello desiderato. Se il collettore invece è a circolazione naturale, la grossa caduta di pressione corrisponde a una portata minore, con ripercussioni sull'efficienza.

Il Fraunhofer Institute - Solar Energy Systems ISE (Hermann, 2011) ha effettuato diverse prove sperimentali comparando le perdite di pressione dei collettori *Bionical* con collettori con piastre ad arpa e a serpentina. I dati mostrano come anche a piccoli valori di portata, nell'ordine di 20 l/m<sup>2</sup>h, la caduta di pressione della piastra a serpentina sia superiore di più del 400% rispetto all'assorbitore *Bionical*. Di contro paragonando la piastra con configurazione ad arpa con quella *Bionical*, l'aumento della caduta di pressione si riscontra solo ad alti valori di portata, pari a circa il 50% per valori superiori a 140 l/m<sup>2</sup>h.

## **3.6. SISTEMI DI FISSAGGIO DELLE CELLE ALLA PIASTRA (INTERFACCIA)**

Un aspetto fondamentale per la buona resa teorica dell'intero collettore, è ricoperto dal tipo di connessione della parte fotovoltaica alla piastra assorbente. Le due parti dovranno infatti essere perfettamente aderenti, evitando punti di discontinuità che ne creerebbero surriscaldamenti localizzati.

La tecnica maggiormente usata per accoppiare la parte fotovoltaica allo scambiatore è l'incollaggio dell'intero laminato commerciale, per mezzo di colle termo-conduttive e resistenti alle alte temperature (Fig. 3.9a). Tale tecnica, ampiamente utilizzata in diversi progetti di ricerca nel passato (Suzuki and Kitamura, 1979, De Vries, 1998, Sandnes and Rekstad, 2002,) presenta diversi problemi come il rischio di formazione di condensa tra le due parti, o l'aumento della resistenza termica tra il laminato

fotovoltaico e l'assorbitore. Quest'ultimo fenomeno è accentuato se tra i due componenti accoppiati si formano dei cuscinetti d'aria che operano da isolante termico, creando disomogeneità nella distribuzione di temperatura tra celle del laminato (Zondag, 2008, Dupeyrat et al., 2011b, Charalambous et al., 2011). A tal proposito, si riscontrano spesso in letteratura delle discordanze tra il dato teorico e il dato sperimentale del coefficiente teorico di scambio termico tra piastra e fluido: Van Helden (Van Helden et al., 2004) riporta un valore di coefficiente di scambio termico teorico tra fotovoltaico e piastra in rame, incollati con un adesivo epossidico a base di ossido di alluminio con conduttività di  $0,85 \text{ W/mK}$ , di  $100 \text{ W/m}^2\text{K}$ . Un risultato ben diverso viene ottenuto nelle prove sperimentali del medesimo materiale: il coefficiente di scambio misurato è infatti pari a  $45 \text{ W/m}^2\text{K}$ . Questo effetto negativo è dovuto alle bolle d'aria intrappolate tra le due parti in fase di incollaggio (Zondag et al., 2003).

Un sistema di fissaggio più performante consiste nella laminazione in un unico componente di tutti gli elementi che compongono l'assorbitore ibrido (fig. 9b), ovvero: celle fotovoltaiche, isolante elettrico e assorbitore in un unico passaggio. L'obiettivo della laminazione è la riduzione della resistenza termica tra le celle e il fluido: anziché prevedere tre differenti strati (incapsulante, film di polivinil fluoruro e adesivo) necessari nella tecnica dell'incollaggio, la laminazione prevede un solo strato. Nel caso in cui l'assorbitore sia realizzato in materiale metallico, occorrerà porre particolare cura a non creare contatti diretti tra questo e le celle, interponendo un isolante elettrico, quale etilene vinil acetato (EVA) o polivinilbutirrale (PVB) tra i due.

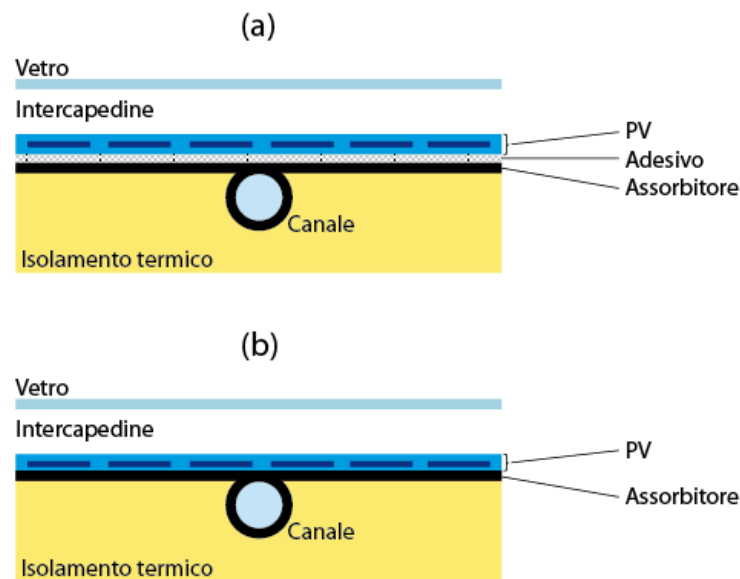


Figure 3.9 – schema di incollaggio del laminato fotovoltaico (a) e laminazione diretta (b)

La tecnica della laminazione non solo garantisce una maggior efficienza termica, data dal migliore scambio termico, ma migliora anche le prestazioni elettriche grazie alla diminuzione di temperatura delle celle fotovoltaiche. Come mostrato da Van Helden, (Van Helden et al., 2004) il coefficiente di scambio termico dei componenti laminati ha un valore teorico di circa  $125 \text{ W/m}^2\text{K}$  rispetto al valore di  $100 \text{ W/m}^2\text{K}$  riportato per il semplice incollaggio dei componenti.

Tuttavia anche questo tipo di sistema presenta delle problematiche tecniche quali:

- Lo scambiatore potrebbe subire delle deformazioni differenziali a causa del diverso coefficiente di dilatazione termica rispetto alle celle fotovoltaiche;
- Nella piastra del tipo a piastra e tubi, il processo di laminazione va effettuato sulla piastra metallica prima della saldatura dei condotti, che avverrà in un secondo momento. Tale operazione però potrebbe a sua volta causare problemi al modulo fotovoltaico a causa delle alte temperature necessarie per la saldatura (Zondag, 2008). Questo problema non si verifica nel caso di assorbitori *roll bond*.

### 3.7. RICERCHE A CONFRONTO

Per comprendere al meglio le diverse prestazioni derivanti dall'ausilio dei differenti assorbitori sopra descritti, risulta utile analizzare diverse ricerche, condotte sperimentalmente o con l'ausilio di analisi numeriche, che mettono a confronto i collettori ibridi nelle medesime condizioni operative. Tra queste si riportano le ricerche effettuate sperimentalmente da Kim e numericamente a Zondag, i quali analizzano i collettori *sheet and tube* e *box channel*.

In particolare, le caratterizzazioni sperimentali effettuate da Kim (Kim and Kim, 2012a, Kim and Kim, 2012b), su due collettori *uncovered* con piastra in alluminio, sottoposti alle stesse condizioni ambientali e alla stessa portata ( $0,02\text{kg/s m}^2$ ) mostrano che l'efficienza termica ed elettrica massima raggiunta dal collettore *sheet and tube* sono rispettivamente del 66% e del 14% e del 70% e 15% per la tipologia *box channel*

Anche Zondag (Zondag et al., 2003) compara le due medesime tipologie *covered* con simulazioni numeriche dalle quali risulta che sia l'efficienza termica massima che l'efficienza elettrica del modulo con piastra *sheet and tube* risulta essere inferiore rispetto quelle raggiunte dal modulo che supporta lo scambiatore *box channel* come mostrato in tabella 3.5.

Come già detto negli ultimi anni la tecnologia *roll bond* sta avendo notevole diffusione nelle ricerche applicative dei collettori PVT. In particolare le misure sperimentali condotte da Dupeyrat e Patrick (Dupeyrat et al., 2011a) sulle prestazioni

di due componenti PVT realizzati con piastra *sheet and tube* in rame e con una piastra *roll bond* in alluminio, misurati secondo le condizioni indicate nella EN12975-2 (Standard, 2006), evidenziano le eccellenti prestazioni termiche della seconda tipologia sulla prima, con un'efficienza termica massima del 79% e un corrispondente rendimento elettrico del 8,7%.

Tra i modelli sperimentali realizzati con l'ausilio di una piastra del tipo *box channel*, quello sviluppato da Chow (Chow et al., 2006, Chow et al., 2009b) e studiato da Ji (Ji et al., 2007) risulta tra i più significativi. Esso è realizzato da una piastra in alluminio, composta da diversi profilati estrusi e connessi tra loro, sul quale sono incollate delle celle in silicio policristallino con efficienza del 14% e coefficiente di temperatura 0,5 %/K. Considerando il sistema connesso a un serbatoio di 95 kg e una portata di 0,02 kg/s m<sup>2</sup>, l'efficienza termica del collettore PVT è del 57%, quella elettrica del 12%. Risultati sperimentali (Ji et al., 2007) dimostrano che il medesimo collettore, in condizioni di circolazione naturale, raggiunge un'efficienza termica media giornaliera del 45% ed elettrica del 10,15%.



Figure 3.9 – Configurazione Box Channel<sup>5</sup>

Vi sono invece pochi modelli sperimentali riguardo la medesima tipologia *box channel* realizzata in materiale polimerico. Tra questi, particolarmente innovativo è il lavoro di Sandnes and Rekstad (Sandnes and Rekstad, 2002a) i quali testano sia numericamente che sperimentalmente un assorbitore *box channel* in materiale polimerico (polyphenylenoxid PPO). Nel componente esaminato, i canali attraverso i quali scorre il fluido, vengono riempiti con granuli di ceramica che garantiscono, secondo l'autore, una buona distribuzione di temperatura sulla piastra.

Come già esposto in precedenza, è evidente che nei modelli prettamente virtuali la tecnologia *sheet and tube* risulti la meno performante da un punto di vista sia elettrico e termico, mentre le piastre realizzate secondo il *box channel* hanno un'alta efficienza complessiva. Si noti invece come risulti difficoltosa la comparazione tra le tecnologie

---

<sup>5</sup> Chow, T.T., He, W., Ji, J., 2006. Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. Solar Energy 80, 298-306.



più classiche, come quella *sheet and tube*, e la tipologia *roll bond*, a causa delle variazioni geometriche che possono intercorrere tra le due tipologie.

*Tabella 3.5 – Principali risultati ottenuti*

Tipologia di piastra	Tipologia	Portata [kg/s m <sup>2</sup> ]	Efficienza termica	Efficienza elettrica	Analisi	Ref.
Sheet and tube	Uncovered	0,02	66%	14%	sperimentali	(Kim and Kim, 2012b, Kim and Kim, 2012a)
Box channel	Uncovered	0,02	70%	15%	sperimentali	(Chow et al., 2006)
Box channel	Covered	0,02	57%	12%	numeriche	(Ji et al., 2007)
Box channel	Covered	n/a	45% daily	10,15% daily	sperimentali	
Sheet and tube	Covered	0,02	58%	8,9 %	numeriche	(Zondag et al., 2003)
Box channel	Covered	0,02	60%	9%	numeriche	
Sheet and tube	Uncovered	0,02	52%	9,7%	numeriche	
Roll bond	Covered	0,01	49.3% yearly	10,3% yearly	numeriche	(Bai et al., 2012)
Roll bond	Covered	0,02	79%	8,7%	sperimentali	(Dupeyrat et al., 2011b)
Box channel	Covered		71%	n/a	sperimentali	(Sandnes and Rekstad, 2002)
Box channel	Uncovered		76%	n/a	sperimentali	

### **3.7.1. RAPPORTO TRA INTERDISTANZA E DIAMETRO DELLA CANALIZZAZIONE (W/D)**

Come già accennato in precedenza, nonostante la diminuzione del diametro dei canali potrebbe avere dei benefici sull'efficienza termica della piastra, occorre analizzare il rapporto tra la distanza (W) e il diametro (D) dei canali stessi come mostrato in figura 3.10.

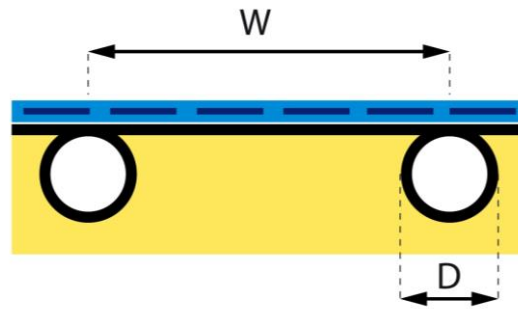


Figure 3.10 – Schema tra distanza  $W$  e diametro  $D$

Diversi autori hanno analizzato gli effetti della variazione del rapporto  $W/D$  sull'efficienza del collettore (Bergene and L, 1995, Van Niekerk et al., 1996, Anderson et al., 2009, Najafi and Najafi, 2011) , da tali lavori di ricerca è possibile evincere delle linee guida comuni riguardo l'ottimizzazione di tale rapporto. Esse possono considerarsi valide esclusivamente per collettori ibridi con assorbitori a serpentina o a tubi paralleli. Si noti quindi che le indicazioni fornite di seguito non valgono per piastre con canalizzazioni dalle morfologie particolari, come nel caso della piastra *Bionical*, sulle quali si dovranno invece eseguire prove sperimentali o analisi con software avanzati. Di seguito si riportano le principali linee guida da adottare:

- l'efficienza termica è dimezzata quando, a parità di distanza tra i tubi, il rapporto  $W/D$  aumenta da 1 a 10;
- all'aumentare del rapporto  $W/D$  corrisponde una rilevante diminuzione della temperatura di uscita del fluido;
- l'efficienza termica del collettore aumenta al diminuire del rapporto  $W/D$  secondo una funzione non lineare;
- la diminuzione del rapporto  $W/D$  influenza maggiormente l'efficienza termica del collettore PVT piuttosto che quella elettrica. Per tale motivo se l'obiettivo principale della piastra è il raffreddamento della parte fotovoltaica, dal punto di vista dei costi, non conviene diminuire il rapporto, al contrario se l'obiettivo è aumentare l'efficienza termica potrebbe essere conveniente valutare la diminuzione del rapporto;
- i calcoli sulla diminuzione del rapporto vanno effettuati considerando il materiale e il costo in cui è realizzato l'assorbitore.

### 3.7.2. PORTATA OTTIMALE

La circolazione del fluido dei collettori solari ibridi può avvenire o per circolazione naturale (Chow et al., 2006) o in maniera forzata per mezzo di una pompa di circolazione (Tonui and Tripanagnostopoulos, 2007).

Un gran numero di autori ha analizzato l'effetto della portata sull'efficienza complessiva dei collettori solari ibridi (Charalambous et al., 2011), deducendo generalmente che questo parametro ha una notevole influenza sull'efficienza caratteristica del collettore. L'aumento delle prestazioni termo-elettriche del collettore PVT è, infatti, funzione della maggiore velocità del fluido nei canali, che fa aumentare conseguentemente il coefficiente di scambio tra fluido e piastra, diminuendone però la temperatura di uscita del fluido stesso. Tuttavia occorre compiere delle analisi tecnico economiche, specifiche per ogni applicazione, al fine di evitare sovra costi dovuti al consumo della pompa di circolazione (Bergene and L, 1995). Inoltre si noti che valori di portata troppo elevati, non permettono la corretta stratificazione del fluido nel serbatoio di accumulo, con la conseguente diminuzione dell'efficienza del sistema (Ji et al., 2006a).

In letteratura nessun autore riporta un unico valore di portata ottimale, è però possibile individuare un intervallo entro cui stanno la maggior parte di essi, che va da 0.001 a 0.008 kg/s m<sup>2</sup> (Nualboonrueng et al., 2012, Kalogirou, 2001, Morita et al., 2000, Chow, 2003) anche se valori più alti come 0,015 kg/s m<sup>2</sup> sono talvolta riportati (Gao et al., 2011, Garg and Agarwal, 1995). Valori ancora più alti, compresi tra 0,025 e 0,042 kg/s m<sup>2</sup>, sono suggeriti per moduli ibridi integrati sui tetti degli edifici del tipo BiOPVT (Building integrated Opaque Photovoltaic Thermal) (Vats and Tiwari, 2012) nei quali la parte fotovoltaica può raggiungere temperature molto elevate a causa della scarsa dissipazione verso l'esterno (Ji et al., 2006a).

Nella tabella 3.6 sono riportati i valori di portata consigliati da diversi autori, normalizzati rispetto i metri quadrati di collettore ed espressi in kg/s m<sup>2</sup>.

Table 3.6 – Portate ottimali suggerite in letteratura

Tipologia di canali		Portata [kg/s m <sup>2</sup> ]	Ref.
Arpa	Covered	0,0027	(Nualboonrueng et al., 2012)
Arpa	Covered	0,0014	(Kalogirou, 2001)
Roll bond	Covered	0,0014 – 0,0049	(Morita et al., 2000)
Arpa	Covered	0,005	(Chow, 2003)
Arpa	-	0,0054-0,0064	(Gao et al., 2011)
Arpa	Covered	0,015	(Garg and Agarwal, 1995)

### 3.8. ISOLAMENTO TERMICO

Come si è visto, un componente ibrido presenta delle dispersioni frontali che possono essere limitate con l'ausilio di un vetro di copertura. All'interno del collettore ibrido, tuttavia, si instaurano dei flussi conduttivi attraverso i bordi laterali e la superficie posteriore, attraverso i quali si disperde energia. Allo scopo di ridurre le perdite termiche e aumentare la temperatura del fluido in uscita dal collettore, l'involucro del collettore è rivestito con un isolante termico. Esso è costituito generalmente da materiali quali le vetroresine rivestite con fogli riflettenti nell'infrarosso o materassini in fibre minerali, materiali che non permettono il rilascio di gas a temperatura elevata che potrebbero quindi condensare e creare inefficienze. Negli ultimi anni gli isolanti in vetroresina sono stati sostituiti da pannelli in fibre di poliestere, che garantiscono una maggiore sicurezza e per la salute degli operatori durante la fase di montaggio. Non sono invece usati gli isolanti sotto forma di schiuma a causa di possibili dilatazioni e alterazione del materiale se sottoposto ad alte temperature (Gordon, 2001).

### 3.9. SISTEMI PVT

L'efficienza totale di un sistema PVT con fluido termovettore acqua non è soltanto determinata da tutte le caratteristiche citate nei capitoli precedenti, ma dipende da numerosi fattori che ne definiscono la produzione totale di energia. Una volta definita la tecnologia da adottare (ad esempio la tipologia di collettore PVT, il tipo di circolazione e la configurazione impiantistica), le condizioni climatiche e la frazione solare sono due elementi chiave per valutare le prestazioni dell'intero sistema ibrido.

Generalmente nei collettori solari termici il valore ottimale di  $f$  (frazione solare), definita come percentuale di domanda di energia termica coperta dal sistema solare, è compresa tra il 40 il 90% (Cardinale et al., 2003, The German Solar Energy Society, 2005, Trust, 2006, Allen et al., 2010). Questo intervallo di copertura solare, permetterebbe di soddisfare l'intera domanda di acqua calda in estate e una parte minore in inverno. Tuttavia, si noti che, con valori troppo elevati, soddisferebbero maggiormente i fabbisogni invernali, ma si avrebbe anche una eccedenza di produzione termica nel periodo estivo.

A differenza dei normali collettori solari termici, per i collettori ibridi il valore ottimale di  $f$  varia tra il 40 e il 60% in funzione della latitudine e del clima (Aste et al., 2012a),

valori superiori andrebbero infatti ad influenzare negativamente le prestazioni elettriche del componente ibrido.

Un'ulteriore parametro che determina le prestazioni del sistema è dato dalla dimensione del serbatoio di accumulo in funzione del numero di moduli PVT installati. A parità di superficie, un serbatoio di accumulo più grande garantisce una temperatura di mandata al collettore inferiore, con notevoli benefici sull'efficienza elettrica a discapito però della temperatura di uscita del fluido, la quale a sua volta farà aumentare i consumi dovuti agli impinati di riscaldamento ausiliari, i quali dovranno portare il fluido alla temperatura di utilizzo desiderata. Dalle analisi effettuate in un giorno sereno, su un collettore ibrido vetrato di 2m<sup>2</sup> e un serbatoio da 100 kg, si evince che l'acqua è riscaldata da una temperatura di partenza di 31°C sino a 71°C, con un'efficienza termica media giornaliera del 38% ed elettrica del 7%; aumentando invece la capacità del serbatoio a 200 kg la temperatura raggiunta è di 57°C (efficienza termica giornaliera del 48% ed elettrica dell'8%) (Agarwal and Garg, 1994, Garg et al., 1994, Garg and Agarwal, 1995,).

Questi studi denotano come una buona progettazione dell'intero sistema e la pianificazione delle sue modalità di utilizzo, siano fondamentali per un corretto funzionamento dell'impianto.

### **3.10. SVILUPPI FUTURI**

Dagli studi riportati nel capitolo, è possibile mettere in luce i principali sviluppi futuri che potrebbero riguardare i sistemi ibridi:

- valutazione, quantificazione e verifica dell'effetto "ricottura" delle celle realizzate in silicio amorfo, in abbinamento a collettori vetrati, anche in climi caldi;
- valutazione delle prestazioni dei componenti ibridi associati a tecnologie fotovoltaiche caratterizzate da bassi coefficienti di temperatura;
- valutazione sperimentalmente delle prestazioni di ulteriori tecnologie fotovoltaiche innovative in funzione delle esigenze termiche del collettore PVT;
- messa a punto di condizioni di riferimento per la caratterizzazione prestazionale e comparazione dei collettori PVT;
- analisi del rapporto tra configurazione del sistema, clima e utenza secondo un approccio sistemico;
- valutazione di soluzioni per limitare la stagnazione del fluido durante i periodi caldi dell'anno.

## 4. PRODOTTI SUL MERCATO

I sistemi ibridi analizzati nel capitolo precedente sono, per la maggior parte, collettori prototipali realizzati con componenti sviluppati appositamente per assolvere particolari esigenze, come ad esempio l'ottimizzazione della parte elettriche piuttosto che quella termica. Essi costituiscono quindi le basi dei prodotti presenti sul mercato resi possibili dalla convergenza tra maturità tecnologica ed economica. Tuttavia le esigenze prestazionali ed economiche non sempre convergono verso lo stesso obiettivo, manifestandosi in evidenti differenze prestazionali tra i prodotti di ricerca e i prodotti commerciali. Nel presente capitolo si fornisce una breve descrizione dei collettori PVT ad acqua attualmente sul mercato che costituiscono il benchmark con il quale un nuovo prodotto dovrebbe confrontarsi.

E' possibile suddividere i prodotti in due categorie: collettori PVT che nascono da collettori solari termici e collettori PVT che nascono da moduli fotovoltaici. Nel primo caso si tratta collettori basati sull'architettura dei collettori solari vetrati, generalmente della tipologia *sheet and tube*, con buon isolamento posteriore e laterale. Un buon esempio di questa categoria è rappresentato dal prodotto *Powertherm* della *Solimpeks*, il quale accoppia ad una piastra in alluminio *sheet and tube*, un modulo fotovoltaico con celle in silicio monocristallino. Lo svantaggio di tale prodotto è l'alto coefficiente di temperatura delle celle fotovoltaiche, le quali, a causa della presenza del vetro di copertura, possono raggiungere alte temperature, compromettendone le prestazioni elettriche. Inoltre il costo di 800€ per un singolo modulo da 170 W risulta troppo elevato rispetto al prezzo di mercato degli altri componenti.

Nel secondo caso la base è costituita dai moduli PV ai quali viene applicata una parte per lo sfruttamento dell'energia termica: uno scambiatore-assorbitore. In questo caso si tratta prevalentemente di collettori *uncovered* (non considerando la parte vetrata propria del modulo PV) poco isolati. Attualmente i prodotti commerciali appartenenti a questa tipologia adottano per la maggioranza celle in silicio policristallino. Tra questi è possibile citare i prodotti di *Anaf solar*, *Beghelli* e *Solecho*, i quali accoppiano a un modulo policristallino uno scambiatore di calore *roll bond* in alluminio. Nonostante la potenza elevata di questi moduli, la configurazione della canalizzazione dell'assorbitore non è ottimizzata: il percorso troppo lungo effettuato dal fluido, causa disuniformità di temperatura sulla parte fotovoltaica, limitando così l'efficienza elettrica del modulo ibrido. Inoltre questi moduli presentano grosse dispersioni termiche che ne compromettono l'efficienza termica.

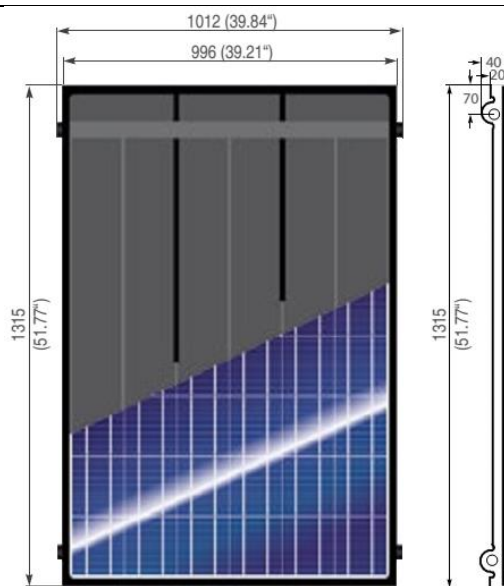
Attualmente l'unico prodotto che supporta la tecnologia fotovoltaica a film sottile è rappresentato dal collettore *Una Solare*. Esso è realizzato dall'accoppiamento di un laminato fotovoltaico CIS a uno o due scambiatori *roll bond*, che coprono rispettivamente metà superficie del modulo fotovoltaico o l'intera superficie. Si noti che sul mercato non esistono moduli ibridi con celle fotovoltaiche in silicio amorfo, le quali rappresenterebbero una tecnologia molto promettente per lo successivo sviluppo del PVT.

Di seguito si riportano le schede dei principali prodotti sul mercato

**DESCRIZIONE GENERALE – WIO SUN****SCHEDA 1**

Collettore non vetrato tipologia "sheet and tube" con celle in silicio policristallino, telaio in poliuretano. Il sistema di assemblaggio, brevettato, semplifica e velocizza le connessioni idrauliche tra i collettori.

<b>Azienda produttrice</b>	<b>WIOSUN</b>
<b>Nome prodotto</b>	<b>PVT180</b>
Tipologia	uncovered
Costo [€/Wp]	1.05
Dimensioni	1315x1012x20
Peso [kg]	40
Tecnologia fotovoltaica	Policristallino
Tipo di assorbitore	Sheet and tube
Materiale assorbitore	Rame
Potenza elettrica nominale [W]	180
Potenza termica nominale [W]	-
<b>Efficienza termica</b>	
$\eta_0$	0.724
$a_1$	24.43
$a_2$	0.54
$F_R (\tau\alpha)$	0.71
$F_R U_L$	29.03

**Note**

Disponibili anche i modelli: PVT185 (180Wp) e PVT190 (190Wp)



**DESCRIZIONE GENERALE – ANAF SOLAR****SCHEDA 2**

Modulo PV combinato posteriormente con un collettore in alluminio *roll bond*. Lo strato di isolante è applicato su richiesta.

<b>Azienda produttrice</b>	<b>AnafSolar</b>
<b>Nome prodotto</b>	<b>H-NRG</b>
Tipologia	uncovered
Costo [€/W <sub>p</sub> ]	-
Dimensioni	1652x1000x45
Peso [kg]	34
Tecnologia fotovoltaica	Policristallino
Tipo di assorbitore	Roll bond
Materiale assorbitore	Alluminio
Potenza elettrica nominale [W]	230
Potenza termica nominale [W]	-
Efficienza termica	
$\eta_0$	0.513
$a_1$	7.68
$a_2$	0.0014
$F_R (\tau\alpha)$	-
$F_R U_L$	-



**DESCRIZIONE GENERALE – FOTOTHERM****SCHEMA 3**

Modulo PV connesso posteriormente con l'assorbitore realizzato in rame (coperto da brevetto, PAT.n. 1873843) e coibentazione in poliuretano espanso, il tutto chiuso con una lastra in alluminio preverniciato.

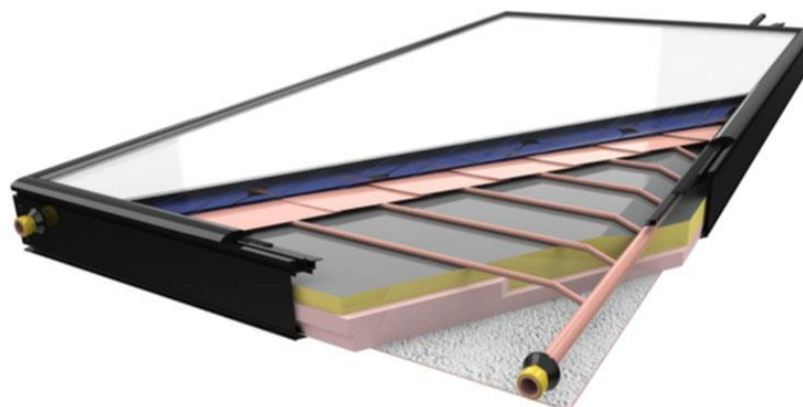
<b>Azienda produttrice</b>	<b>Fototherm</b>
<b>Nome prodotto</b>	<b>Ph 165</b>
Tipologia	uncovered
Costo [€/W <sub>p</sub> ]	-
Dimensioni	1638x982x40
Peso [kg]	27
Tecnologia fotovoltaica	Policristallino
Tipo di assorbitore	Sheet and tube
Materiale assorbitore	Rame
Potenza elettrica nominale [W]	165
Potenza termica nominale [W]	900
Efficienza termica	
$\eta_0$	0.56
$a_1$	11.11
$a_2$	0.032
$F_R (\tau\alpha)$	-
$F_R U_L$	-



**DESCRIZIONE GENERALE – SOLIMPEKS CORP****SCHEDA 4**

Collettore vetrato a struttura *sheet and tube* realizzato in rame. Saldatura dei tubi ad ultrasuoni. Il contatto tra modulo PV e lastra è fatto tramite pressione meccanica con interposizione di pasta conduttiva. Isolamento posteriore con lana minerale e polistirene.

<b>Azienda produttrice</b>	<b>Solimpeks corp</b>
<b>Nome prodotto</b>	<b>Volther Powertherm</b>
Tipologia	covered
Costo [€/W <sub>p</sub> ]	-
Dimensioni	860x1660x105
Peso [kg]	34.4
Tecnologia fotovoltaica	Monocristallino
Tipo di assorbitore	Sheet and tube
Materiale assorbitore	Rame
Potenza elettrica nominale [W]	170
Potenza termica nominale [W]	-
Efficienza termica	
$\eta_0$	0.50
$a_1$	4.58
$a_2$	0.00135
$F_R (\tau\alpha)$	-
$F_R U_L$	-



Collettore vetrato a struttura "sheet and tube" realizzato in rame. La saldatura dei tubi realizzata ad ultrasuoni. Il contatto tra modulo PV e lastra è fatto tramite pressione meccanica con interposizione di pasta conduttiva. Isolamento posteriore con lana minerale e polistirene.

<b>Azienda produttrice</b>	<b>Solimpeks corp</b>
<b>Nome prodotto</b>	<b>Volther Powervolt</b>
Tipologia	covered
Costo [€/W <sub>p</sub> ]	-
Dimensioni	828x1655x90
Peso [kg]	24.4
Tecnologia fotovoltaica	Monocristallino
Tipo di assorbitore	Sheet and tube
Materiale assorbitore	Rame
Potenza elettrica nominale [W]	190
Potenza termica nominale [W]	-
Efficienza termica	
$\eta_0$	0.377
$a_1$	7.65
$a_2$	0.00131
$F_R (\tau\alpha)$	-
$F_R U_L$	-



**DESCRIZIONE GENERALE – BEGHELLI****SCHEDA 6**

Modulo PV combinato posteriormente con un collettore in alluminio roll bond (il medesimo supportato dal modulo H-NRG di Anaf solar).

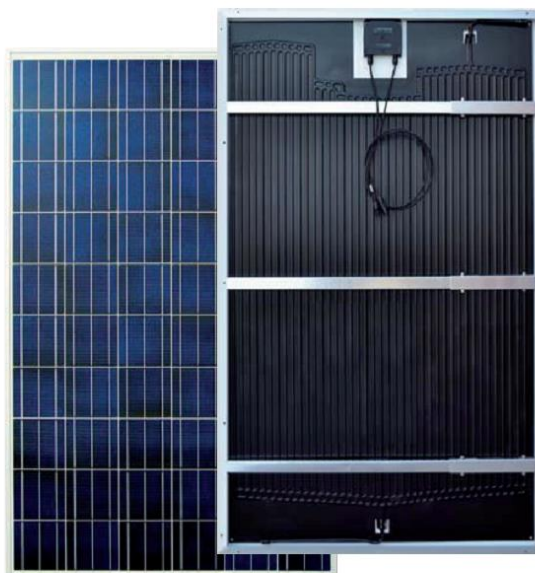
<b>Azienda produttrice</b>	<b>Beghelli</b>
<b>Nome prodotto</b>	<b>Acqualuce</b>
Tipologia	uncovered
Costo [€/W <sub>p</sub> ]	-
Dimensioni	1965x1003x36
Peso [kg]	40
Tecnologia fotovoltaica	Policristallino
Tipo di assorbitore	Roll bond
Materiale assorbitore	Alluminio
Potenza elettrica nominale [W]	280
Potenza termica nominale [W]	-
Efficienza termica	
$\eta_0$	-
$a_1$	-
$a_2$	-
$F_R (\tau\alpha)$	0.49
$F_R U_L$	29.87



**DESCRIZIONE GENERALE – HELYOS****SCHEDA 7**

Modulo PV combinato posteriormente con un collettore roll bond in alluminio con canalizzazioni parallele molto vicine tra esse.

<b>Azienda produttrice</b>	<b>Helyos</b>
<b>Nome prodotto</b>	<b>I3A225-250P</b>
Tipologia	uncovered
Costo [€/W <sub>p</sub> ]	-
Dimensioni	1965x1003x36
Peso [kg]	-
Tecnologia fotovoltaica	Policristallino
Tipo di assorbitore	Roll bond
Materiale assorbitore	Alluminio
Potenza elettrica nominale [W]	250
Potenza termica nominale [W]	500
Efficienza termica	
$\eta_0$	-
$a_1$	-
$a_2$	-
$F_R (\tau\alpha)$	-
$F_R U_L$	-



**DESCRIZIONE GENERALE – SOLECHO****SCHEDA 8**

Modulo PV collegato con un collettore roll bond con otto canalizzazioni tramite due traverse che ne garantiscono l'aderenza. Il collettore è isolato posteriormente con un isolante termo riflettente.

<b>Azienda produttrice</b>	<b>Solecho</b>
<b>Nome prodotto</b>	<b>Black power</b>
Tipologia	uncovered
Costo [€/W <sub>p</sub> ]	-
Dimensioni	1640 x 990 x 40
Peso [kg]	28
Tecnologia fotovoltaica	Policristallino
Tipo di assorbitore	Roll bond
Materiale assorbitore	Alluminio
Potenza elettrica nominale [W]	230
Potenza termica nominale [W]	726
Efficienza termica	
$\eta_0$	-
$a_1$	-
$a_2$	-
$F_R (\tau\alpha)$	-
$F_R U_L$	-



Il modulo ibrido *uncovered* è realizzato dall'accoppiamento di un laminato fotovoltaico CIS con uno o due assorbitori *roll bond*.

Azienda produttrice	Entropia 0
Nome prodotto	UNA SOLARE
Tipologia	uncovered
Costo [€/W <sub>p</sub> ]	1.27
Dimensioni	-
Peso [kg]	22
Tecnologia fotovoltaica	CIS
Tipo di assorbitore	Roll bond
Materiale assorbitore	Alluminio
Potenza elettrica nominale [W]	130
Potenza termica nominale [W]	316 assorbitore singolo 632 assorbitore doppio
Efficienza termica	
$\eta_0$	-
$a_1$	-
$a_2$	-
$F_R (\tau\alpha)$	-
$F_R U_L$	-





## 5. ANALISI SPERIMENTALI

L'obiettivo del presente capitolo è la spiegazione delle modalità e degli strumenti adottati per le caratterizzazioni dei collettori ibridi e dei moduli fotovoltaici che verranno testati sperimentalmente nei capitoli successivi.

Occorre in prima battuta dire che benché i moduli fotovoltaici e i collettori solari termici abbiano delle normative specifiche rispetto alle quali fare riferimento riguardo i test di qualità e di prestazione, non esiste una procedura normata per i collettori ibridi. Per tale motivo occorrerà mutuare le procedure dei due singoli componenti che costituiscono il modulo ibrido. In tal senso è possibile distinguere i test di caratterizzazione delle prestazioni in analisi condotte in ambiente interno ed in ambiente esterno. I primi, utilizzati specialmente per valutare le performance elettriche in condizioni controllate, hanno il grande vantaggio di poter gestire le condizioni ambientali secondo le diverse esigenze. Di contro i test effettuati in ambiente esterno riescono a determinare le reali prestazioni dei componenti testati, con margini di errore in funzione della precisione degli strumenti di misura.

Nel lavoro di tesi, tutte le analisi sperimentali eseguite sui moduli fotovoltaici e sui collettori ibridi, sono state effettuate in ambiente esterno presso la stazione sperimentale del Politecnico di Milano, sulla copertura dell'edificio 14b sito in Via Bonardi 9. La stazione di monitoraggio è dotata di strumentazione per il rilevamento delle condizioni climatiche e di strutture di supporto che permettono di variare l'angolo d'inclinazione dei moduli in prova. La struttura è stata orientata in modo tale da avere le superfici di captazione orientate con un angolo di azimut  $\gamma = 0^\circ$  e un angolo di inclinazione pari a  $30^\circ$ . La stazione sperimentale è equipaggiata con 16 micro-inverter che permettono l'acquisizione dei dati in continuo delle prestazioni di moduli.



Figura 4.1 – Vista della Test Facility del Politecnico di Milano

## 5.1. DATI RILEVATI

Per valutare correttamente l'efficienza energetica dei moduli testati in ambiente esterno, occorre tenere in considerazione le effettive condizioni operative a cui i pannelli sono sottoposti, come la temperatura delle celle e la radiazione incidente. Di seguito vengono riportati i dati necessari per la caratterizzazione dei moduli PVT suddivisi per dati ambientali, dati relativi alla parte elettrica e dati relativi alla parte termica. Dalle grandezze rilevate sarà poi possibile calcolare le efficienze elettriche e termiche.

### ***Dati ambientali***

- Irraggiamento solare [W/m<sup>2</sup>];
- Temperatura ambientale [°C].

### ***Dati sezione fotovoltaica***

- Potenza elettrica erogata AC [W];
- Potenza elettrica erogata DC [W];
- Temperatura del modulo [°C];

### ***Dati sezione termica***

- Temperatura media ridotta [°C m<sup>2</sup>/W]
- Temperatura del fluido di mandata [°C]
- Temperatura del fluido di ripresa [°C]
- Temperatura dell'assorbitore [°C]

## 5.2. STRUMENTAZIONE DI RILEVAZIONE

Il monitoraggio dei sistemi ibridi, si avvale di una serie di strumenti atti a misurare i dati di produzione elettrica, di temperatura dell'assorbitore e dell'acqua, nonché dei parametri climatici del sito.

La dotazione del sistema di rilevamento viene elencata nella tabella e descritta di seguito.

*Tabella 5.1 – Strumentazione*

Strumento	Grandezza rilevata	U.d.M	N°	Precisione
Radiometro solidale	irraggiamento sul piano della superficie captante	W/m <sup>2</sup>	2	± 4%
Sonda a contatto	Temperatura superficiale assorbitore	°C	2	Classe B
Sonda di temperatura 4 fili	Temperatura esterna	°C	1	Classe A
Sonda a immersione	Temperatura del fluido	°C	2	Classe B
Manometro	Pressione in entrata e uscita dal collettore	bar	2	-
Datalogger	Misurazione potenza elettrica moduli	W	2	± 1%

### 5.2.1. SONDE DI TEMPERATURA A CONTATTO

I valori di temperatura della piastra assorbente e del laminato fotovoltaico sono rilevati tramite delle sonde PT100 a contatto.

Le sonde, poste a contatto con la parte posteriore dell'assorbitore, vengono disposte nella parte superiore e inferiore dell'assorbitore, in modo da ottenere i valori di temperatura medi della piastra.

### 5.2.2. SONDE A IMMERSIONE

La temperatura dell'acqua in ingresso e in uscita dal collettore ibrido viene misurata con delle sonde PT 100 a immersione, collegate al sistema informatico di acquisizione. Le sonde sono posizionate in corrispondenza dei canali di raccordo del modulo PVT al serbatoio.



*Figura 5.1 –sonda di temperatura PT 100 a immersione con pozzetto*

### **5.2.3. MANOMETRO**

Al fine di misurare la caduta di pressione causata dalla configurazione dei canali dell'assorbitore, si applicano 2 manometri in corrispondenza della mandata e della ripresa del fluido.



*Figura 5.2 –Manometro*

#### **5.2.4. RADIOMETRO A FOTODIODO**

Allo scopo di misurare la radiazione solare incidente sul collettore [ $\text{W}/\text{m}^2$ ], si utilizzano due radiometri a fotodiode solidali con la struttura di regolazione dell'angolo di tilt.



*Figura 5.3 – Radiometro*

#### **5.2.5. STAZIONE METEO**

Per rilevare i dati relativi alle condizioni climatiche esterne, è invece impiegata una piccola stazione meteo installata in prossimità del sito di sperimentazione, dotata di:

- anemometro, per la misurazione della velocità del vento;
- igrometro, per la misurazione dei valori di umidità relativa;
- radiometro con superficie captante orizzontale;
- sonda di temperatura, per la registrazione dei valori di temperatura esterna



Figura 5.3 – Stazione meteo edificio 14b

### 5.2.6. SISTEMA DI ACQUISIZIONE DEI DATI

I dati elettrici in uscita dai moduli sono convertiti dai micro inverter Aurora da 300 W che permettono di collegare alla rete e monitorare singolarmente ciascun modulo installato. Gli inverter hanno la funzione di inseguimento del punto di massima potenza (MPPT) per ogni singolo modulo minimizzando le perdite di efficienza in ogni tipo di condizione. L'efficienza di picco è 96.5%.

Le misurazioni effettuate con la strumentazione descritta ai punti precedenti, vengono inviate ad un sistema informatico di acquisizione dati, che ha il compito di ricevere, convertire in base al tipo di unità di misura desiderata e, infine, registrare i valori ottenuti.

Tale sistema è costituito da 2 datalogger, ognuno dei quali ha 8 ingressi per il collegamento della strumentazione precedentemente descritta.

## 5.3. CALCOLO DELLE PRESTAZIONI TERMICHE

Per determinare la qualità prestazionale termica dei collettori commerciali, il parametro di valutazione è dato dall'efficienza di conversione della radiazione solare in energia termica, intesa come rapporto tra la radiazione solare incidente sulla superficie di captazione e l'energia termica trasferita all'acqua.

Tale efficienza può essere calcolata facendo riferimento alle diverse procedure indicate nelle norme riferite ai collettori solari termici quali ISO 9806-1, ISO 9806-1, ASHRAE 93-77 e EN 12975-2 secondo la seguente formulazione:

$$\eta_{th} = \frac{m c (t_{out} - t_{in})}{G \cdot A} \quad (5.1)$$

Dove:

m: portata massica del fluido termovettore	[kg/s]
$c_p$ : calore specifico acqua	[J/kg °C]
$t_{out}$ : temperature uscita acqua	[°C]
$t_{in}$ : temperature ingresso acqua	[°C]
G: irradianza sul piano del modulo	[W/m <sup>2</sup> ]
A: Area di apertura	[m <sup>2</sup> ]

La medesima espressione può essere enunciata secondo la formulazione di Hotter, Whillier e Bliss:

$$\eta_{th} = F_R(\alpha\tau) - F_R U_L \frac{(t_i - t_e)}{G} \quad (5.2)$$

Dove:

$F_R$  è il fattore di rimozione termica che esprime il rapporto tra l'energia realmente trasferita al fluido termovettore nell'unità di tempo e la radiazione dal collettore, al netto delle perdite ipotizzando che tutta la piastra si trovi alla temperatura di ingresso del fluido.

$\tau$ : è il coefficiente di trasmissione del vetro

$\alpha$ : è il coefficiente di assorbimento della piastra

$U_L$ : è il coefficiente di dispersione globale del collettore [W/m<sup>2</sup>K]

$t_{in}$ : temperature ingresso acqua [°C]

$t_a$ : temperature ambientale esterna [°C]

Tale formulazione esprime l'efficienza del collettore Ibrido come funzione del rapporto tra la differenza tra la temperatura del fluido in ingresso al collettore e la temperatura ambientale e l'irradiazione incidente sul collettore. Questa notazione piuttosto semplice è largamente usata poiché consente di determinare i parametri caratteristici del collettore in oggetto senza ricorrere a calcoli approfonditi.

Tale formula può essere descritta nel piano cartesiano secondo una retta, in cui due termini  $F_R(\alpha\tau)$  e  $F_R U_L$ , ne indicano rispettivamente il termine noto e il coefficiente angolare. La retta che descrive l'efficienza termica del collettore approssima con modesti margini di errore il reale andamento della curva di efficienza che da dati sperimentali presenterebbe una leggera curvatura.

La formulazione di secondo grado proposta dalla EN 12975-2 ha un livello di approssimazione inferiore rispetto la notazione precedente, in quanto riproduce fedelmente l'andamento dell'efficienza. Essa prevede tre parametri principali,  $\eta_0$

(l'intercetta),  $a_1$  (la pendenza in corrispondenza dell'intercetta) e  $a_2$  (la curvatura) legati secondo la seguente relazione:

$$\eta_{th} = a_0 - a_1 \cdot \frac{(t_m - t_e)}{G} - a_2 \cdot \frac{(t_m - t_e)^2}{G} \quad (5.3)$$

Si noti che in un collettore ibrido i test per la determinazione dell'efficienza termica vanno effettuati durante il funzionamento contemporaneo della parte termica ed elettrica. Quest'ultima infatti, convertendo parte della radiazione solare in energia elettrica non ne permetterà lo sfruttamento da parte della sezione termica, diminuendone conseguentemente l'efficienza termica.

#### 5.4. CALCOLO DELLE PRESTAZIONI ELETTRICHE

Il parametro che meglio esprime le prestazioni di un collettore che supporta una parte fotovoltaica in condizioni operative è dato dal performance ratio (PR), ovvero lo scostamento tra le prestazioni effettive di un impianto fotovoltaico e quelle teoricamente ottenibili in STC. Il PR può essere definito sulla potenza secondo la seguente formula:

$$PR = \frac{P}{\frac{G}{1000} \times P_{STC}} \quad (5.4)$$

dove:

$P_{STC}$ è la potenza del modulo in STC	[W];
PR è il coefficiente di prestazione del periodo considerato	[-];
P è la potenza generata dal modulo	[W];
G è l'irradianza solare sul modulo	[W/m <sup>2</sup> ].

Il valore d'incertezza complessivo sui dati di PR, considerando gli errori relativi di ogni strumento di misura indicati in tabella 5.1, è pari al  $\pm 5\%$ .



## 6. STUDIO E CARATTERIZZAZIONE SPERIMENTALE DI UN COLLETTORE IBRIDO NON VETRATO STANDARD

Si è già detto in precedenza come, rispetto allo stato attuale della tecnologia ed alle effettive possibilità di impiego, i componenti ibridi che godono delle maggiori possibilità di diffusione sul mercato sono quelli ad acqua. Per tali ragioni nel seguente capitolo saranno esaminate le caratteristiche costruttive e prestazionali del collettore solare ibrido *uncovered Black power* della *Solecho*, analizzato nella scheda 9 del capitolo 4, che ben rappresenta i prodotti attualmente sul mercato.

### 6.1. CARATTERISTICHE DEL COLLETTORE PVT

Procedendo dal lato esposto al sole verso il basso, il modulo ibrido analizzato è così composto:

- sandwich fotovoltaico;
- piastra assorbente in lamiera di alluminio;
- isolamento termico.

Il laminato fotovoltaico è realizzato da 60 celle in silicio Policristallino, connesse tra loro in due serie da 30 celle, che a loro volta vengono connesse in parallelo. Di seguito si riportano le caratteristiche della sezione fotovoltaica.

*Tabella 6.1 – Caratteristiche tecniche del componente fotovoltaico*

Valori elettrici caratteristici	Unità di Misura	Valore
Potenza nominale	W	230
Tensione massima (Vmp)	V	30,6
Corrente massima (Imp)	A	7,54
Tensione a vuoto (Voc)	V	37,2
Corrente di corto circuito (Isc)	A	8,46
Coefficiente di temperatura (Isc)	%/K	+ 0,06
Coefficiente di temperatura (Voc)	%/K	- 0,60
Coefficiente di temperatura (Pm)	%/K	-0,50
Efficienza elettrica nominale	%	14,17
NOCT	°C	48 ± 2

L'assorbitore, realizzato in alluminio con la tecnologia *roll bond* dello spessore di 1.5 mm, presenta canalizzazioni con la larghezza di contatto di 1 cm e interdistanza variabile, come mostrato in figura 6.1.

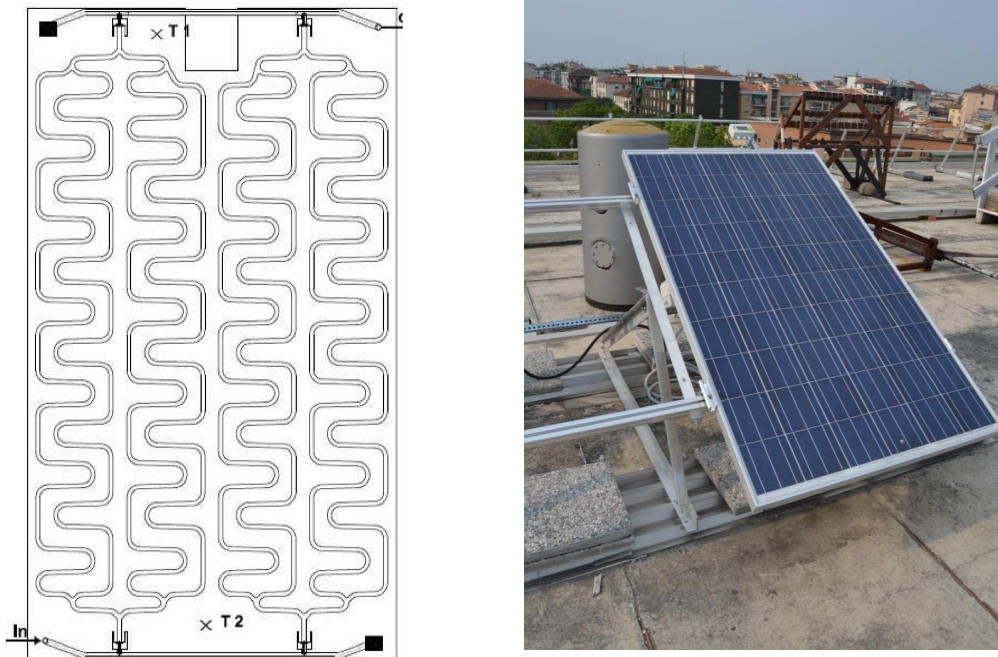


Figura 6.1 –schema dell'assorbitore e immagine frontale del modulo ibrido

Il modulo è isolato posteriormente con un materassino termoriflettente dello spessore di 1 cm che ne minimizza le dispersioni verso l'ambiente esterno.

Tutti gli elementi sopra descritti sono chiusi e tenuti insieme dal telaio proprio del componente fotovoltaico. L'adesione tra assorbitore e modulo fotovoltaico è garantita meccanicamente attraverso due traverse posizionate sul retro del collettore. L'intero collettore ibrido pesa 32 kg ed ha un'area di 1,62 m<sup>2</sup>.

## 6.2. INSTALLAZIONE DEL COLLETTORE IBRIDO

Nonostante l'elemento da studiare sia il collettore ibrido PVT, esso necessita di alcuni componenti complementari (Fig.6.2) che ne assicurino il corretto funzionamento. Il collettore è quindi collegato ad un serbatoio coibentato di 200 l privo di scambiatore di calore interno. La circolazione del fluido termovettore avviene per mezzo della pompa di circolazione *Grundfos* (UPS 25 55). La portata immessa nel collettore ibrido è funzione della prevalenza della pompa, e viene regolata tramite una valvola a tre vie. Nel circuito è previsto anche un vaso di espansione allo scopo di compensare le fluttuazioni di volume del fluido termovettore dovute alle differenti temperature in cui questo si trova ad operare. Per le sperimentazioni successive la portata è stata mantenuta costante con un valore pari a 0,055 kg/s<sup>2</sup>. In figura 6.3 è rappresentato lo schema di collegamento del collettore ibrido alla componentistica ausiliaria.



Figura 6.2 –componentistica ausiliaria

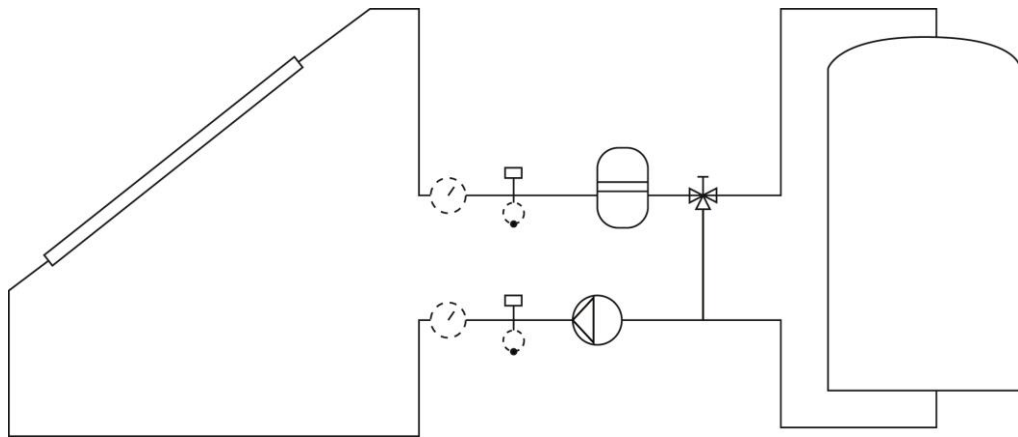


Figura 6.3 –schema di installazione del sistema

Come già detto l'intero sistema è stato montato sulla copertura dell'edificio 14b del Politecnico di Milano, la quale è stata attrezzata con strutture metalliche che consentono l'installazione e l'inclinazione di moduli con differenti angoli di inclinazione. Per il monitoraggio condotto in questa fase il modulo ibrido è stato fissato tramite morsetti alla strutture di supporto in modo da avere la superficie di captazione orientata con un angolo di azimut  $\gamma = 0^\circ$  e un angolo di l'inclinazione pari a  $30^\circ$ .

Si noti che in contemporanea al modulo oggetto della ricerca si è proceduto al monitoraggio di altri 13 moduli fotovoltaici, caratterizzati da differenti tecnologie e medesimi angoli di installazione del collettore ibrido, i quali verranno usati come prodotti di confronto delle caratteristiche elettriche. Nella tabella riassuntiva seguente si forniscono le caratteristiche principali dei moduli installati sulla test facility.

*Tabella 6.2 – Specifiche moduli testati*

Sigla	Tecnologia	Area [m <sup>2</sup> ]	Pmpp [W]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Coeff. temp [%/°K]	NOCT [°C]
JA 2	Mc-Si	1.63	240.21	30.10	7.98	37.54	8.50	-0.42	47
JA 1	Mc-Si	1.63	241.60	30.28	7.98	37.63	8.45	-0.42	47
TRINA 2	Mc-Si	1.552	240.91	29.45	8.18	36.80	8.79	-0.45	46
TRINA 1	Mc-Si	1.552	244.41	29.74	8.22	37.06	8.74	-0.45	46
Solecho	Mc-Si	1.62	230.00	30.6	7.54	37.2	8.46	-0.44	48
PNSC2	HIT	1.38	250.00	34.9	7.18	43.1	7.74	-0.30	46
PNSC1	HIT	1.38	250.00	34.9	7.18	43.1	7.74	-0.30	46
NA 2	a-Si/μc-Si	1.42	148.80	49.20	3.02	60.80	3.54	-0.30	44
NA 1	a-Si/μc-Si	1.42	151.90	49.60	3.06	60.80	3.54	-0.30	44
STC1	Sc-Si	1.56	253.60	8.34	30.42	37.67	8.84	-0.45	45
STC2	Sc-Si	1.56	253.54	8.32	30.46	37.65	8.89	-0.45	45
SMSG 2	Sc-Si	1.63	250.10	30.60	8.20	37.40	8.58	-0.44	45
SMSG 1	Sc-Si	1.63	250.00	30.60	8.20	37.40	8.61	-0.44	45

La codifica delle prestazioni del collettore ibrido è divisa in 2 parti secondo le procedure riportate nel capitolo 5:

- Caratterizzazione termica
- Caratterizzazione elettrica

Il modulo ibrido è stato testato in condizioni sia di cielo sereno sia parzialmente nuvoloso con due diverse modalità di funzionamento: con produzione simultanea di energia termica ed elettrica e con sola produzione energia elettrica.

Le modalità di funzionamento e i giorni campione sono riportate nella tabella seguente.

*Tabella 6.3 – Giorni campione*

Funzionamento	Data	Meteo
PVT	20/5/2013	Parzialmente nuvoloso
PVT	22/5/2013	Parzialmente nuvoloso

PVT	26/5/2013	Sereno
PVT	26/5/2013	Sereno
PV	4/5/2013	Parzialmente nuvoloso
PV	7/5/2013	Parzialmente nuvoloso
PV	17/4/2013	Sereno
PV	18/4/2013	Sereno

### 6.3. CARATTERIZZAZIONE TERMICA

La caratterizzazione delle prestazioni termiche è stata eseguita secondo la procedura descritta nel capitolo 5, su alcuni giorni campione indicati in tabella 6.3. I dati di efficienza rilevati ogni 15 minuti dal sistema di acquisizione, sono stati riportati in un diagramma cartesiano, dai quali è possibile ricavarne la curva di efficienza (Fig. 6.4) e i coefficienti che la caratterizzano (tabella 6.4).

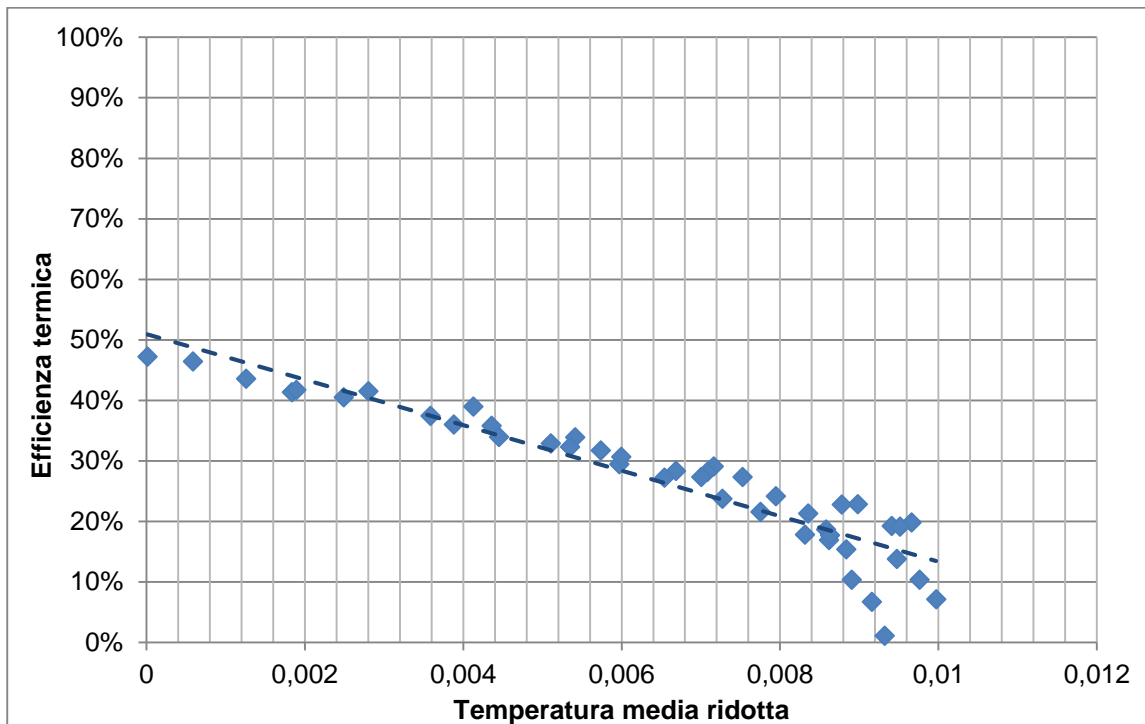


Figura 6.4 – efficienza termica

Tabella 6.4 – Caratteristiche curve di efficienza

$F_R (\tau\alpha)$	0,50
$F_R UL$	37,37

Si ricorda che la temperatura media ridotta ( $t_m^*$ ) riportata nell'asse delle ascisse, può essere espressa tramite la seguente formula:

$$t_m^* = \frac{t_m - t_a}{G_{STC}} \quad (6.1)$$

Dove:

$t_m$ : temperatura media dell' acqua	[°C]
$t_a$ : temperatura ambientale	[°C]
G: irradianza a STC	[W/m <sup>2</sup> ]

Dall'analisi effettuata si nota che l'efficienza termica massima raggiungibile dal modulo ibrido, con funzionamento PVT, è del 50%. Tale risultato è in linea con i dati presenti in letteratura per i moduli non vetrati.

## 6.4. CARATTERIZZAZIONE ELETTRICA

Contestualmente al monitoraggio dei dati concernenti la parte termica, si è proceduto con la rilevazione e l'analisi delle prestazioni elettriche.

Si noti che i risultati provenienti dal collettore ibrido commerciale saranno mostrati e comparati con i medesimi dati concernenti un modulo fotovoltaico standard testato in contemporanea nella test facility. Tale modulo è stato selezionato tra quelli monitorati e descritti nella tabella 6.2 in funzione della tecnologia fotovoltaica e delle caratteristiche del modulo ibrido. Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche dei due componenti comparati.

Tabella 6.5 – Caratteristiche moduli comparati

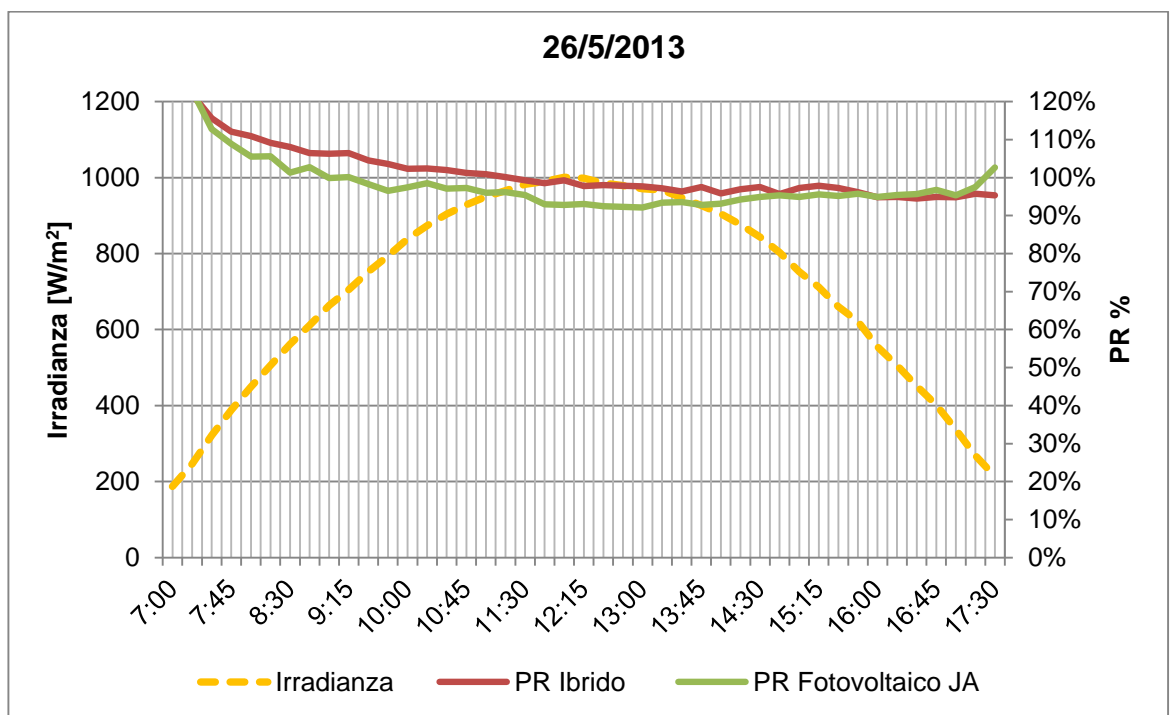
Nome	Tipologia	Tecnologia	Area [m <sup>2</sup> ]	Pmpp [W]	Coeff. temp. [%/°K]	NOCT[°C]
JA	PV	Mc-Si	1.63	240	-0.42	47
Solecho	HYB	Mc-Si	1.62	230	-0.44	48

Questa operazione restituisce dati utili per valutare i vantaggi, in termini di potenza elettrica, che un modulo ibrido PVT può fornire rispetto a un semplice componente fotovoltaico.

Per una maggiore chiarezza dei fenomeni legati alla produzione di energia elettrica, ogni giorno campione è corredato da due grafici che riportano l'irradianza o la temperatura nell'asse principale, e il PR del modulo ibrido (PR ibrido) e del modulo fotovoltaico (PR fotovoltaico JA) nell'asse secondario.

#### 6.4.1 GIORNI CON CIELO SERENO (FUNZIONAMENTO PVT)

Di seguito si riportano i valori di PR del modulo ibrido e del modulo fotovoltaico oggetto della comparazione per due giorni campione con cielo sereno del mese di maggio.



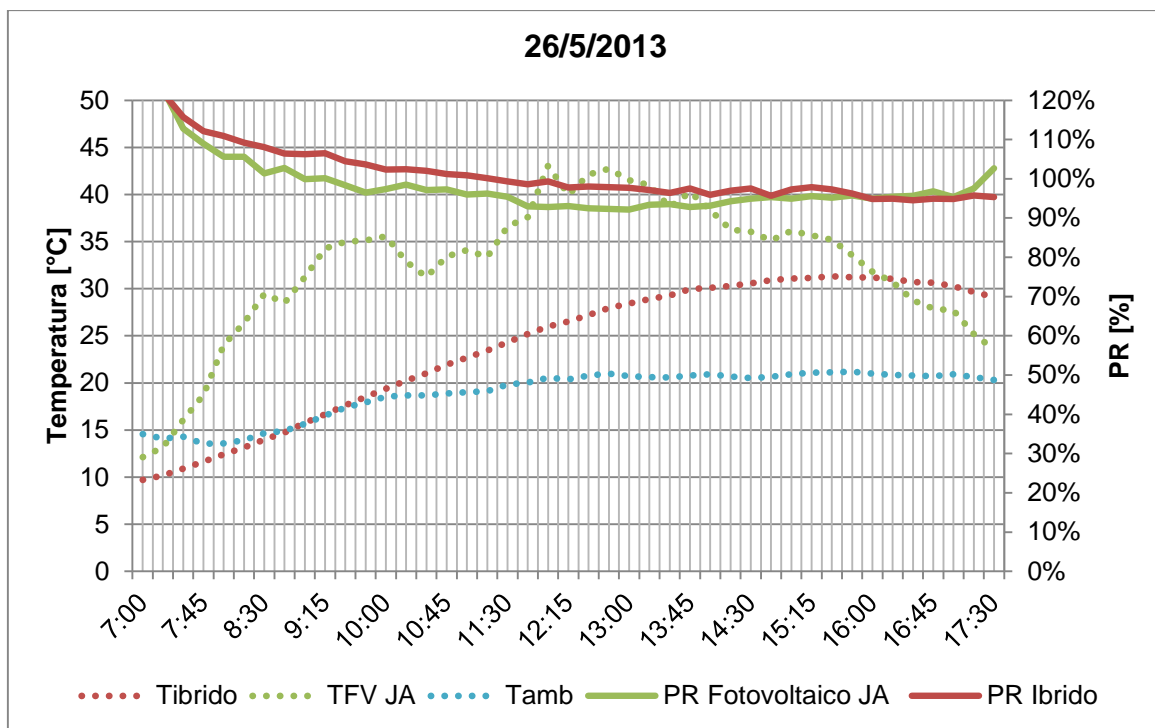
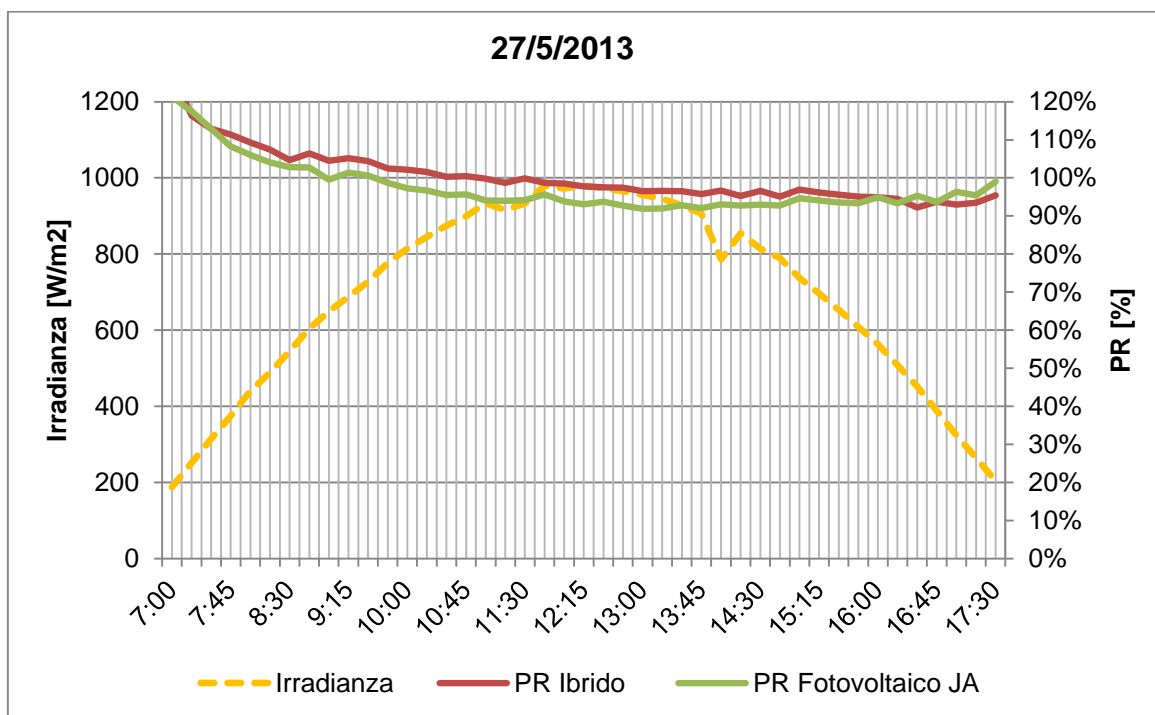


Figura 6.5 – Confronto del PR modulo ibrido e modulo fotovoltaico in rapporto all'irradianza e alla temperatura





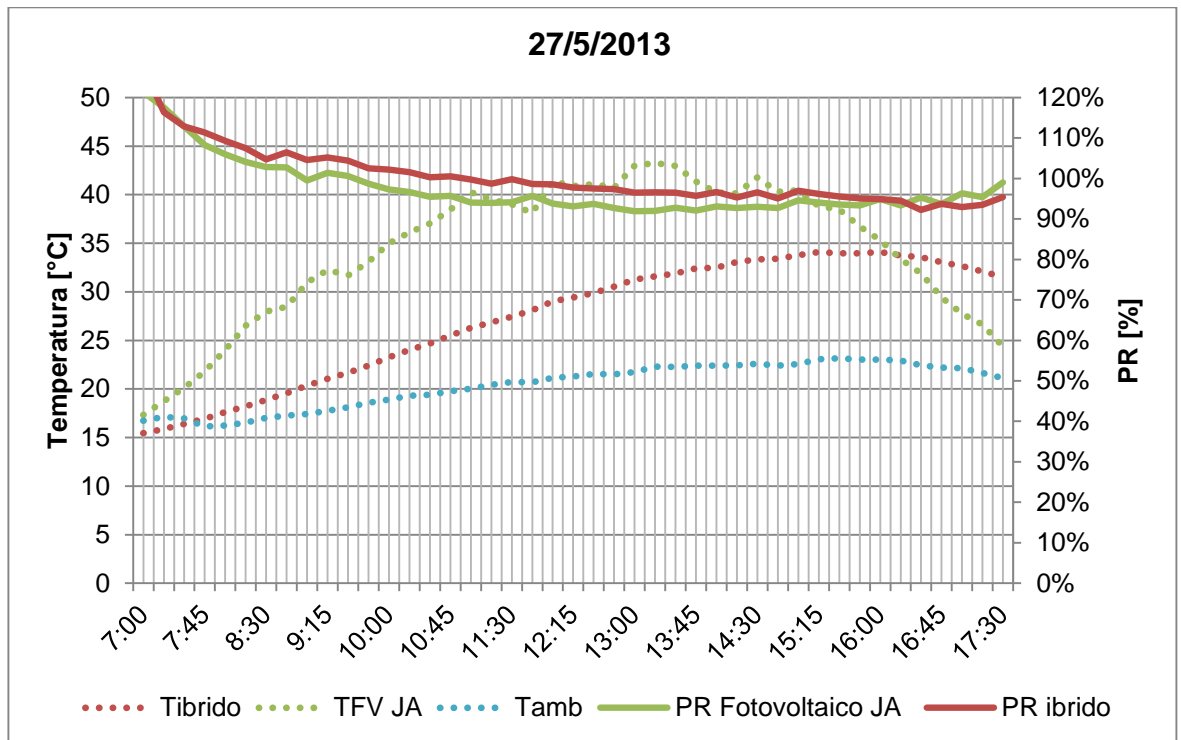


Figura 6.6 – Confronto del PR modulo ibrido e modulo fotovoltaico in rapporto all'irradianza e alla temperatura

L'analisi delle prestazioni elettriche, esplicitata attraverso il parametro PR definito in precedenza, denota una maggior efficienza elettrica del modulo ibrido rispetto al modulo fotovoltaico comparato, con picchi di scostamento del 9%. La temperatura del laminato fotovoltaico associato all'assorbitore beneficia, infatti, del fluido a bassa temperatura proveniente dalla parte inferiore del serbatoio, garantendo così temperature inferiori rispetto al modulo PV: parte dell'energia incidente, che nel modulo fotovoltaico JA viene dissipata sotto forma di calore provocando l'aumento di temperatura delle celle, nel modulo ibrido viene trasferita all'acqua che lo trasporta al serbatoio di accumulo. Si noti che nei giorni campione, dopo le ore 17.00 avviene un'inversione di tendenza: l'acqua che scorre nel modulo ibrido raggiunge temperature superiori rispetto alle temperature superficiali misurate nel modulo fotovoltaico, causando la diminuzione del PR del modulo PVT a vantaggio di quello PV.

#### 6.4.2. GIORNI CON CIELO NUVOLOSO (FUNZIONAMENTO PVT)

Di seguito si riportano i valori di PR per il modulo ibrido e per il modulo fotovoltaico oggetto della comparazione per due giorni campione con cielo nuvoloso del mese di maggio.

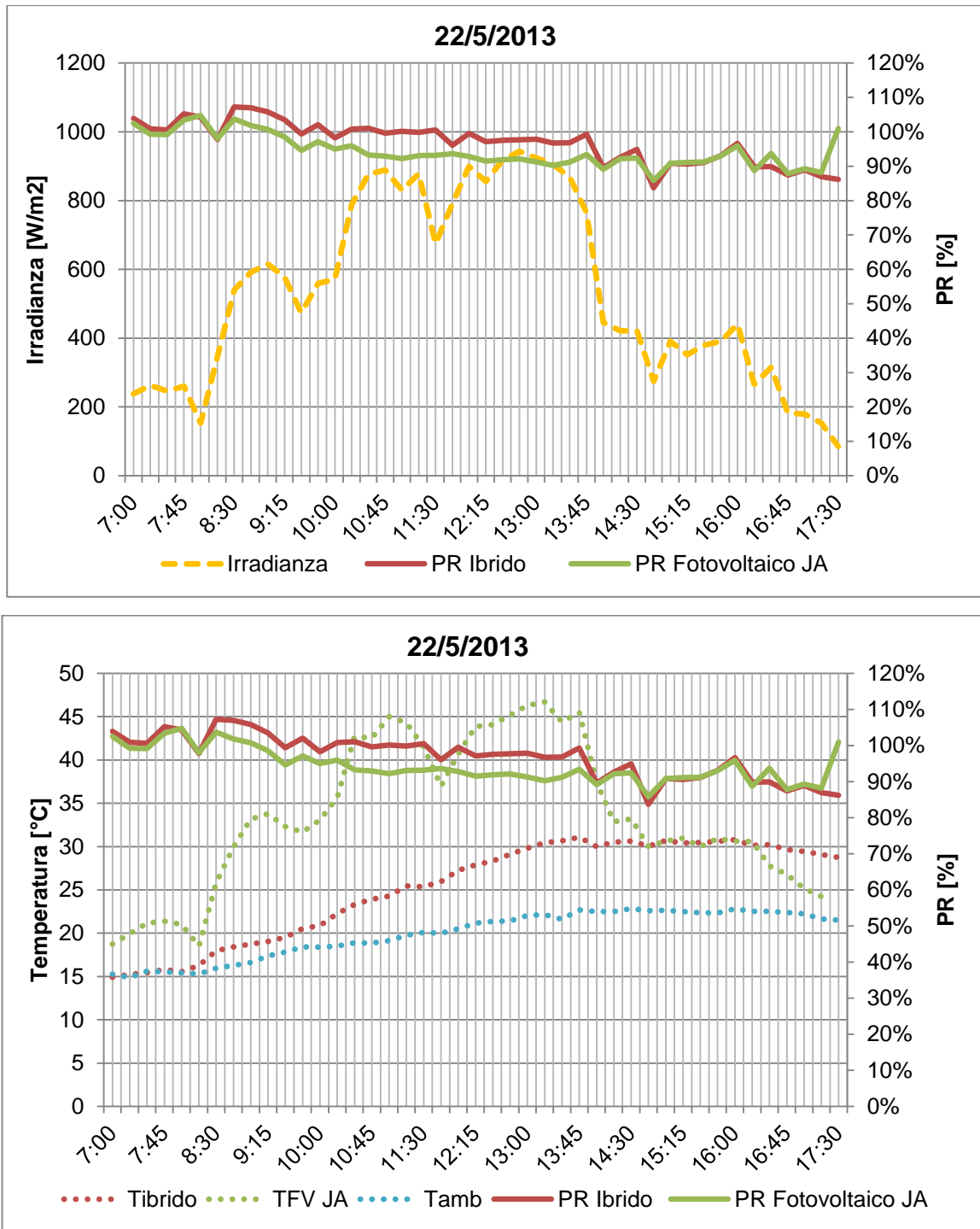


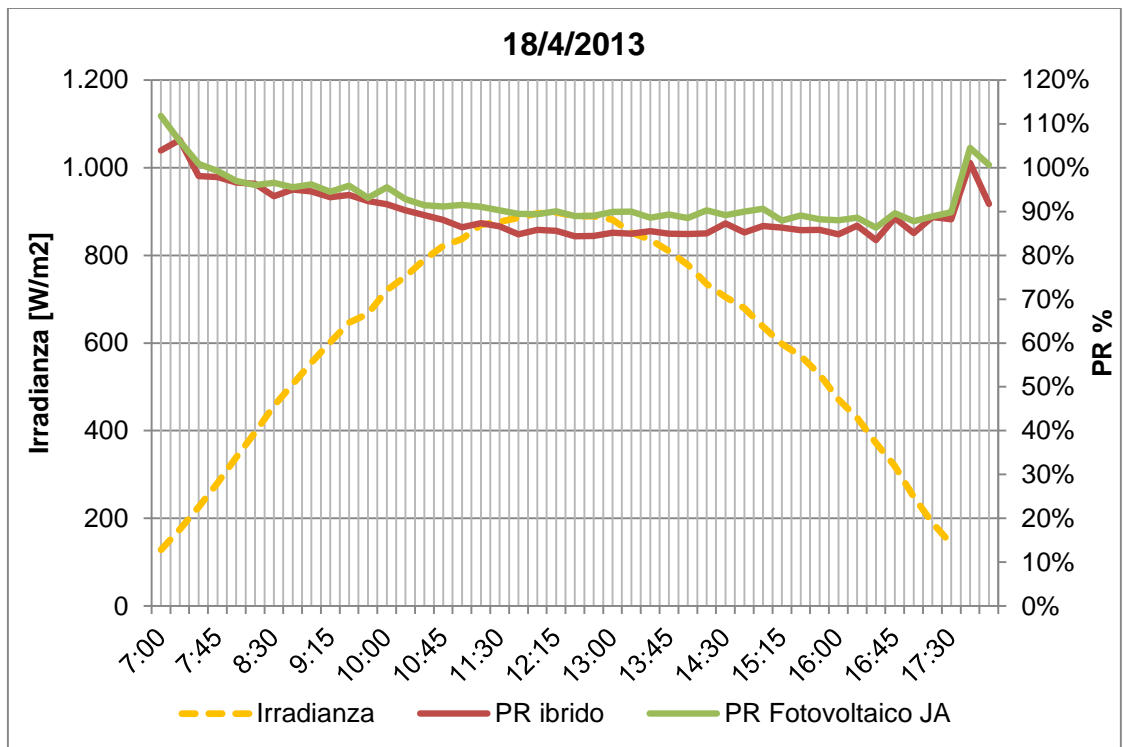
Figura 6.7 – Confronto del PR modulo ibrido e modulo fotovoltaico in rapporto all'irradianza e alla temperatura

Anche nei giorni con cielo nuvoloso, nonostante siano evidenti delle fluttuazioni del PR in funzione della radiazione solare, causate dalle perdite inverter, e dalle perdite per bassa irradianza, il PR del modulo ibrido è generalmente maggiore del PR del modulo fotovoltaico.

Si noti inoltre che la temperatura del modulo ibrido, a differenza della temperatura del modulo PV, risente in modo irrilevante delle fluttuazioni periodiche di radiazione solare, in quanto influenzato dall'inerzia dell'acqua contenuta nel serbatoio.

#### 6.4.3. GIORNI CON CIELO SERENO (FUNZIONAMENTO PV)

Di seguito si riportano i valori di PR per il modulo ibrido, senza acqua nel circuito, e per il modulo fotovoltaico oggetto della comparazione per un giorno campione con cielo sereno del mese di aprile.



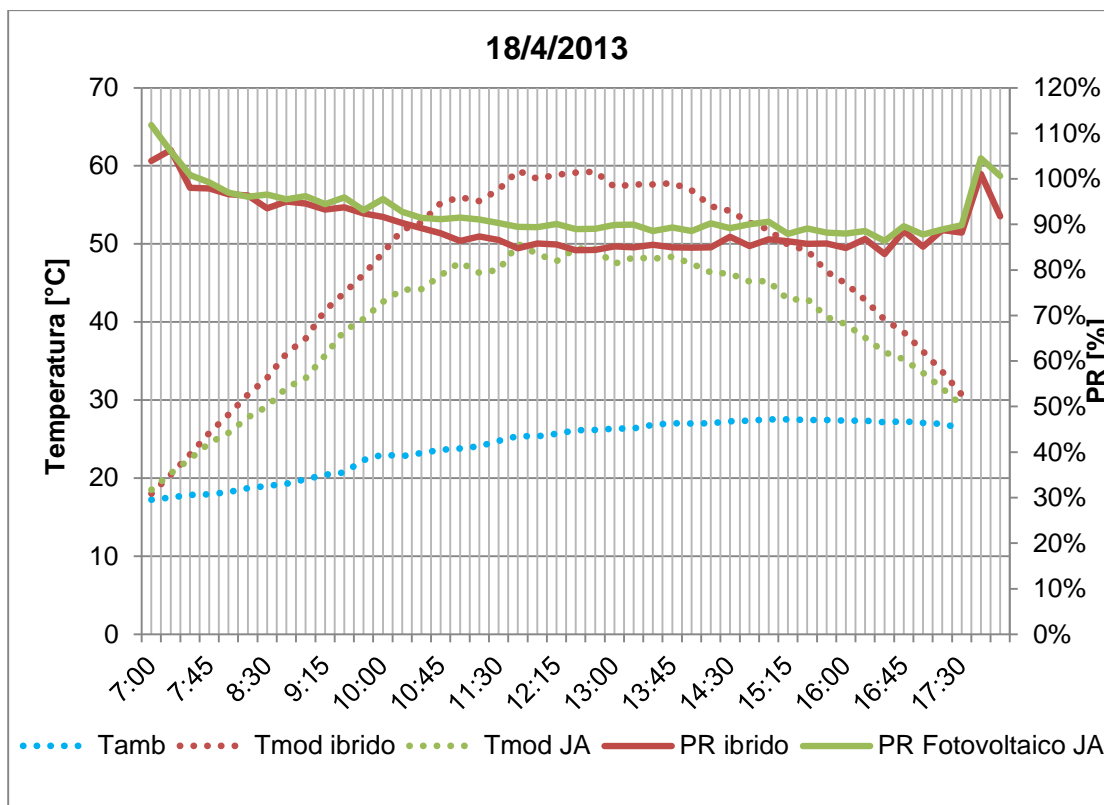


Figura 6.8 – Confronto PR modulo ibrido e modulo fotovoltaico in rapporto all'irradianza e alla temperatura

A differenza della modalità ibrida, il modulo PVT senza fluido termovettore presenta un PR generalmente inferiore al 5% rispetto al modulo fotovoltaico. L'isolamento posteriore infatti limitando la dispersione di calore, aumenta la temperatura delle celle del modulo PVT.

#### 6.4.4. GIORNI CON CIELO NUVOLOSO (FUNZIONAMENTO PV)

Le medesime considerazioni effettuate per il caso precedente è possibile applicarle al giorno con cielo nuvoloso. Il PR del modulo fotovoltaico JA risulta infatti superiore al PR del modulo PVT senza fluido termovettore.

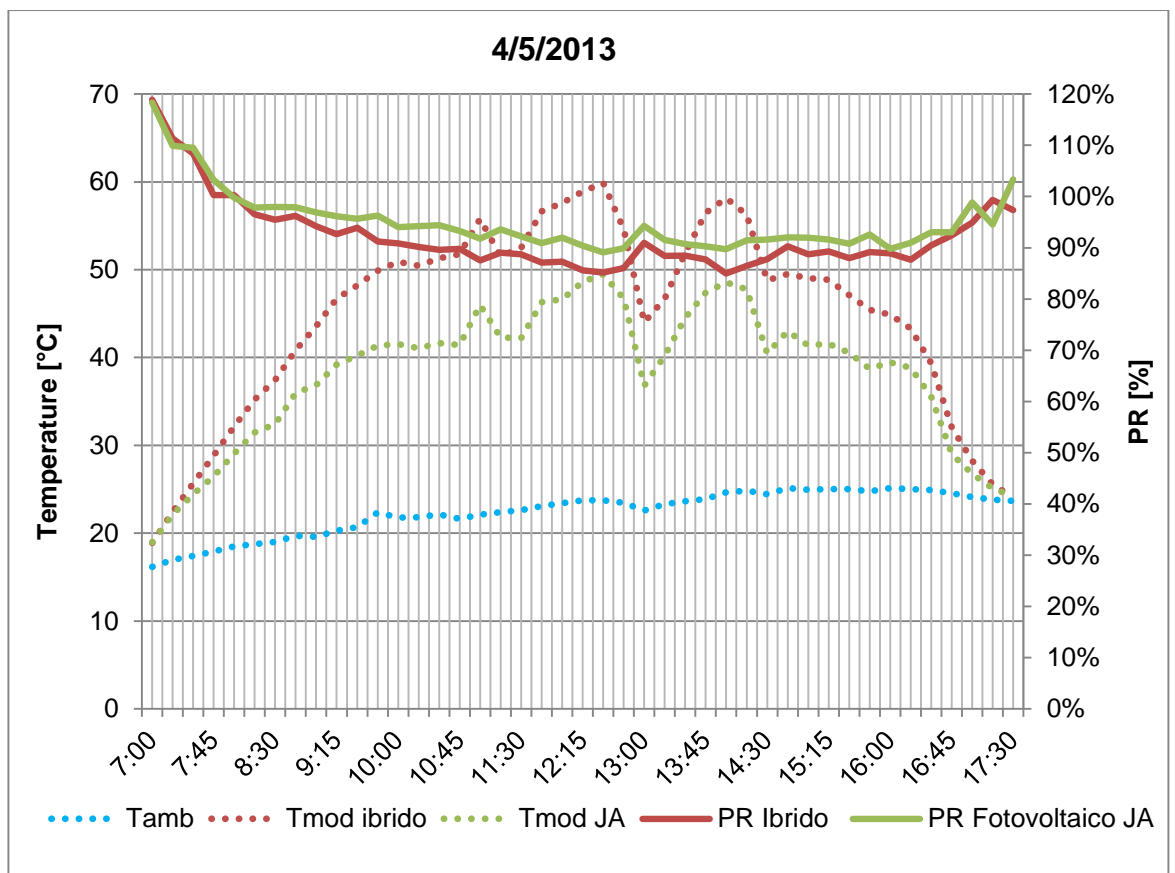
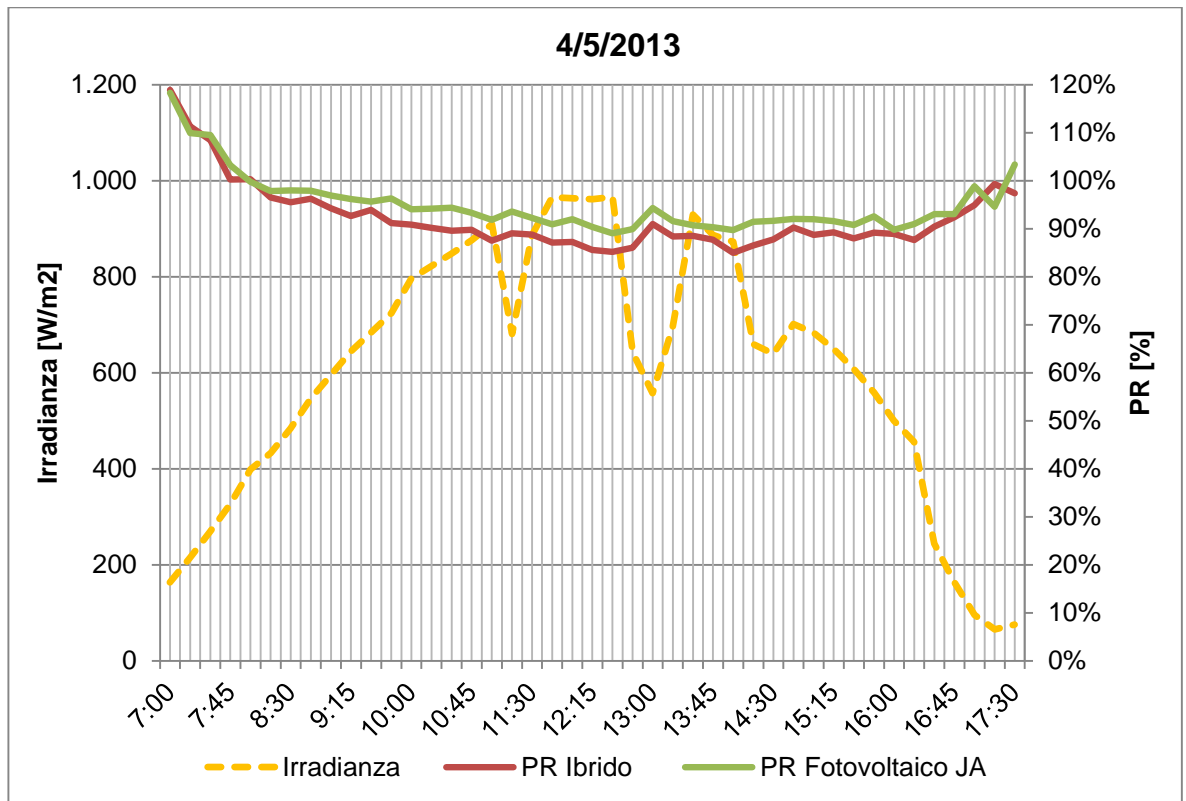


Figura 6.9– Confronto PR modulo ibrido e modulo fotovoltaico in rapporto all'irradianza e alla temperatura

## 6.5. ENERGIA ELETTRICA E TERMICA GENERATA DAL COMPONENTE

Le grandezze sino a qui analizzate, tuttavia, non sono sufficienti a fornire un quadro esaustivo delle potenzialità del componente ibrido, in quanto è necessario stabilire se l'energia prodotta può essere effettivamente utilizzata dall'utenza ed, eventualmente, in quale modo. A questo scopo, diviene fondamentale non solo stimare l'ammontare della produzione termica, ma anche determinare a quali temperature essa è disponibile.

Nel seguente paragrafo è valutata l'energia elettrica e termica erogata dal modulo ibrido nella modalità PVT in un giorno campione sereno e in uno parzialmente nuvoloso, precedentemente analizzati.

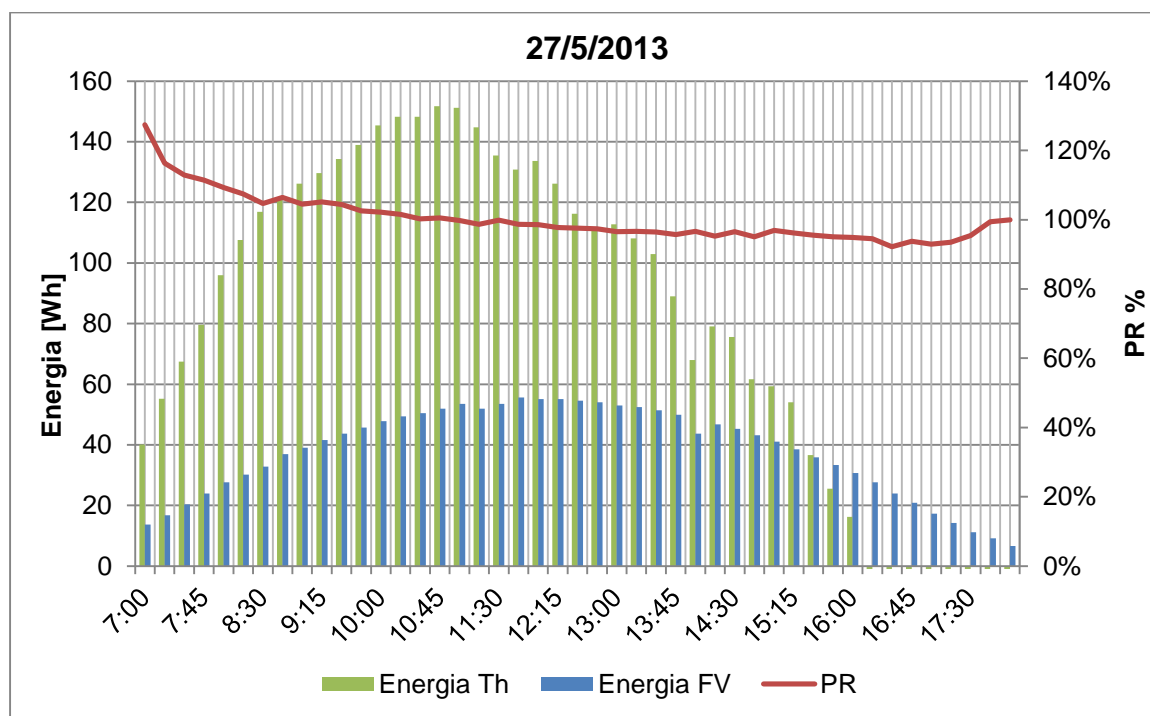


Figura 6.10 – Energia elettrica e termica prodotta ad intervalli di 15 min, per il giorno campione sereno.

Come si evince dal grafico riportato in figura 6.10, il picco di produzione di energia elettrica si ha in corrispondenza delle ore 12.00, mentre il picco di produzione termica avviene alle ore 11.00. Nel giorno considerato l'acqua nel serbatoio di accumulo con temperatura iniziale di 14°C viene scaldata sino alla temperatura di 33°C.

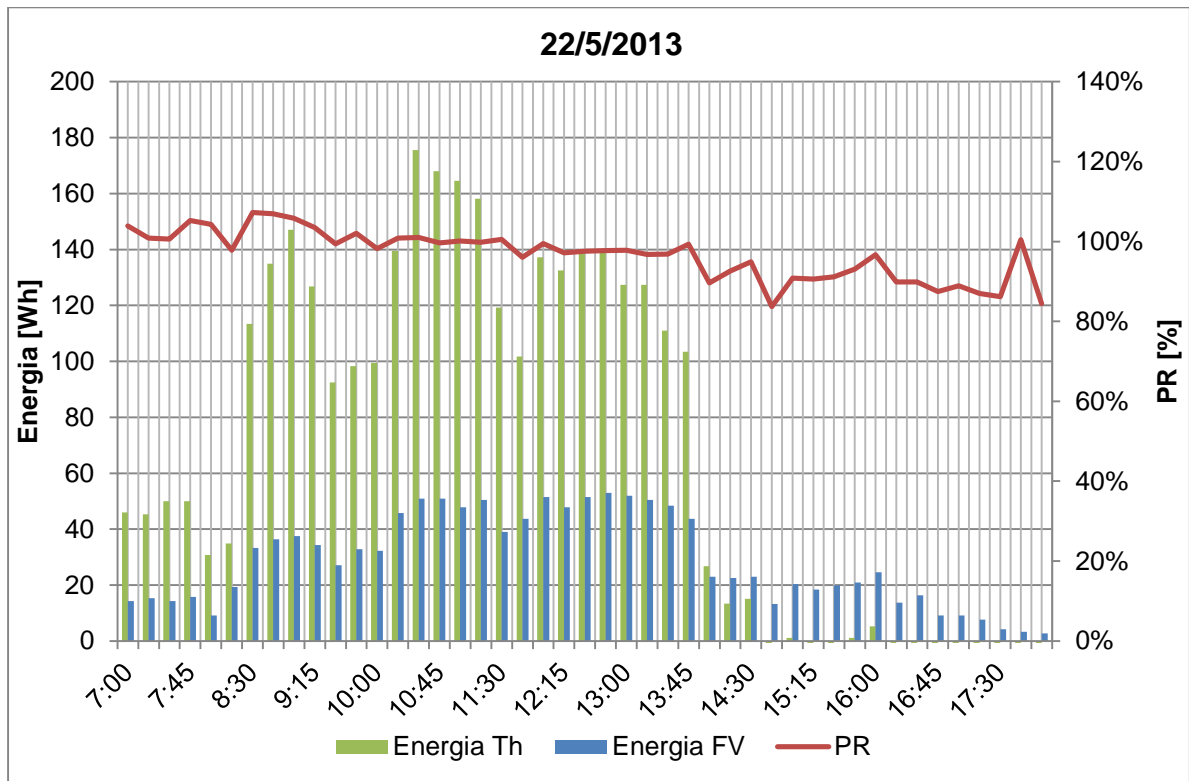


Figura 6.11 – Energia elettrica e termica prodotta ad intervalli di 15 min, per il giorno campione nuvoloso.

Nel giorno parzialmente nuvoloso, l'acqua è invece scaldata dalla temperatura di 14 gradi sino a 29 °C.

Nonostante le considerazioni appena fatte, le due forme di energia, riportate nelle figure 6.10 e 6.11 non possono essere direttamente comparate, da un punto di vista termodinamico, infatti, l'energia termica ed elettrica non hanno lo stesso valore. Una valutazione più coerente può essere fatta rendendo le due quantità confrontabili in termini di energia primaria tramite un fattore di conversione, il quale dipende dalle modalità con cui l'energia elettrica viene prodotta in ogni singolo contesto di riferimento. In Italia esso ha un valore di 0,426

<sup>6</sup> Autorità per l'energia elettrica e il gas, Delibera EEN 3/08: Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica (2008).

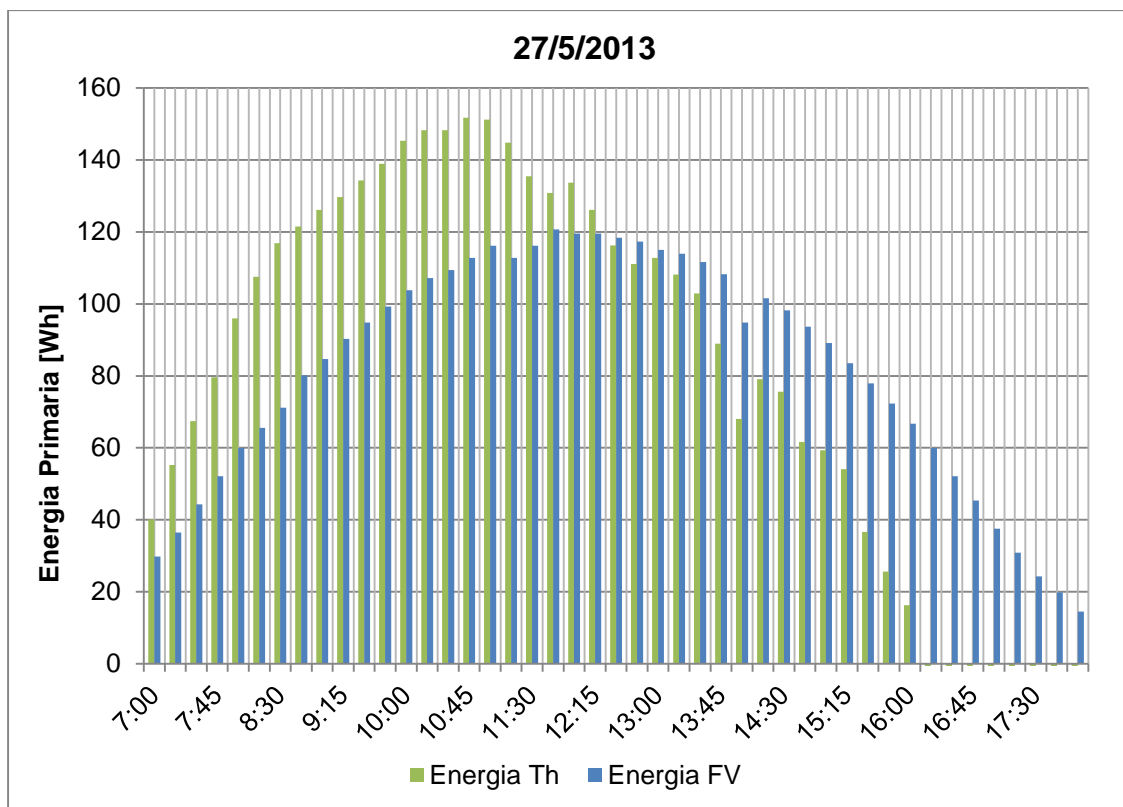


Figura 6.12 – Energia primaria prodotta ad intervalli di 15 min, dalla sezione fotovoltaica e termica per il giorno campione sereno.

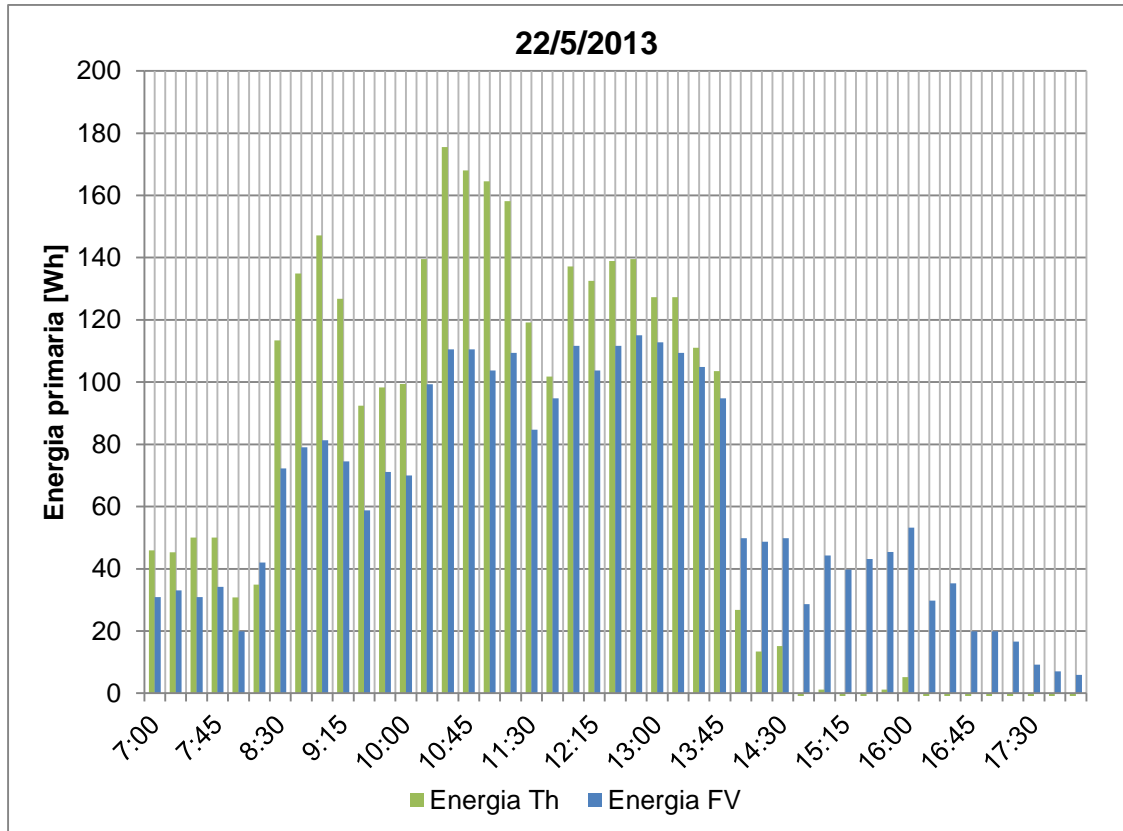


Figura 6.13 – Energia primaria prodotta ad intervalli di 15 min, dalla sezione fotovoltaica e termica per il giorno campione nuvoloso.



Il grafico in figura 6.14 rappresenta l'energia primaria totale erogata dal componente ibrido al netto del minimo consumo elettrico necessario alla pompa di circolazione per garantire la portata richiesta durante il periodo di prova. La potenza minima è stata valutata pari a 27 W secondo la seguente formula, considerando una prevalenza misurata di 250 mbar, la portata di 200 l/h e un'efficienza della pompa del 50%:

$$P_{min} = \frac{g \cdot \rho \cdot H \cdot m}{\eta_{pom}} \quad (6.2)$$

dove:

$P_{min}$  è la potenza minima della pompa [W];  
 $g$  è l'accelerazione di gravità [m/s];  
 $\rho$  è la densità dell'acqua [kg/m<sup>3</sup>];  
 $H$  è la prevalenza [m];  
 $m$  è la portata di circolazione [m<sup>3</sup>/s];  
 $\eta_{pom}$  è l'efficienza della pompa [%].

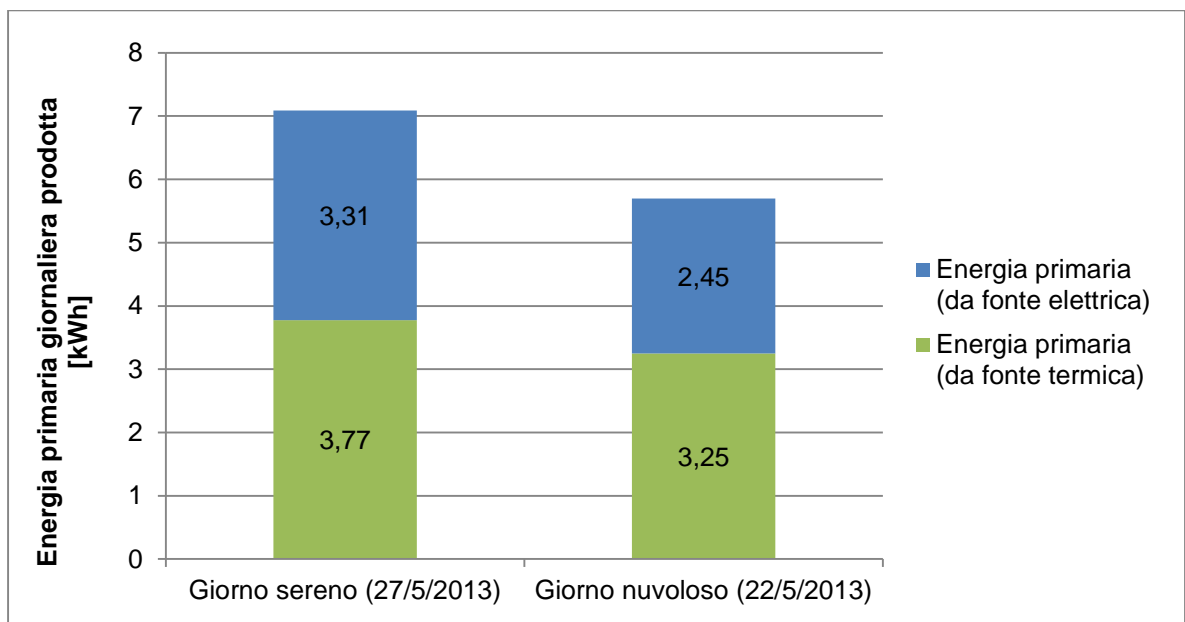


Figura 6.14 – Energia primaria giornaliera prodotta

Sulla base dei dati acquisiti è quindi stato possibile calcolare l'efficienza globale giornaliera del sistema nei due giorni considerati tramite la formula:

$$\eta_{PES} = \eta_{th} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{Tpower}} \quad (6.3)$$

Dove  $\eta_{Tpower}$  è il sopra citato fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria.

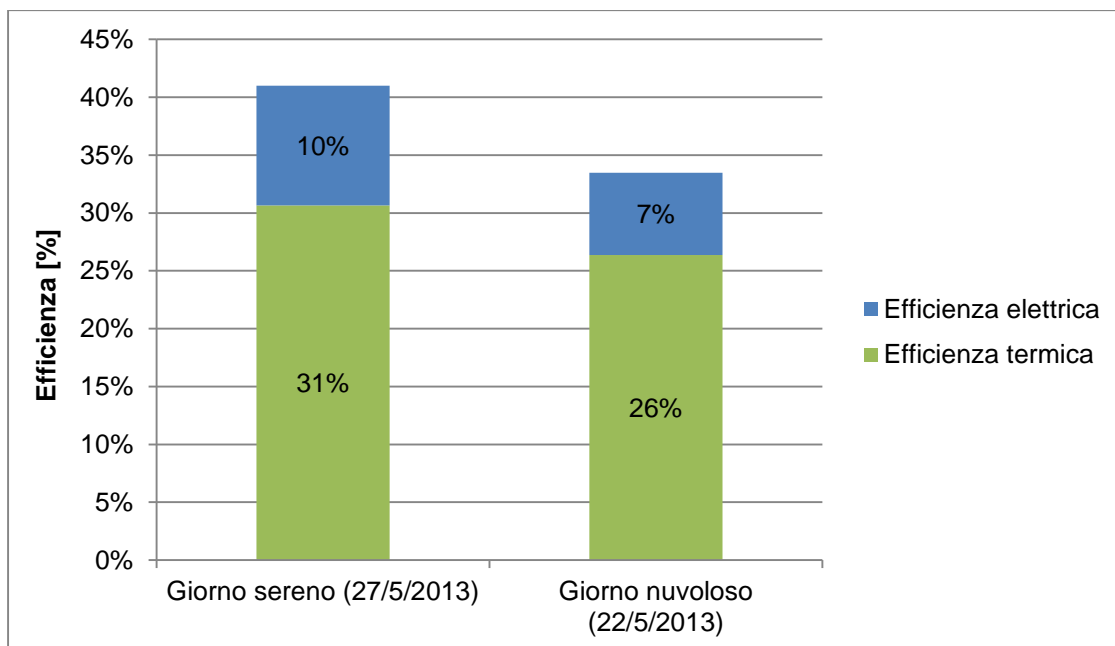


Figura 6.15 – Efficienza globale giornaliera per i due giorni di riferimento.

L'efficienza globale giornaliera nel giorno sereno è quindi pari al 57% mentre nel giorno nuvoloso è del 55%.

Concludendo, il diagramma comparativo tra energia primaria prodotta dal modulo PVT e quella prodotta dal modulo PV oggetto della comparazione, mostra che nei giorni considerati il primo produce circa il 50% in più di energia primaria rispetto al sistema fotovoltaico.

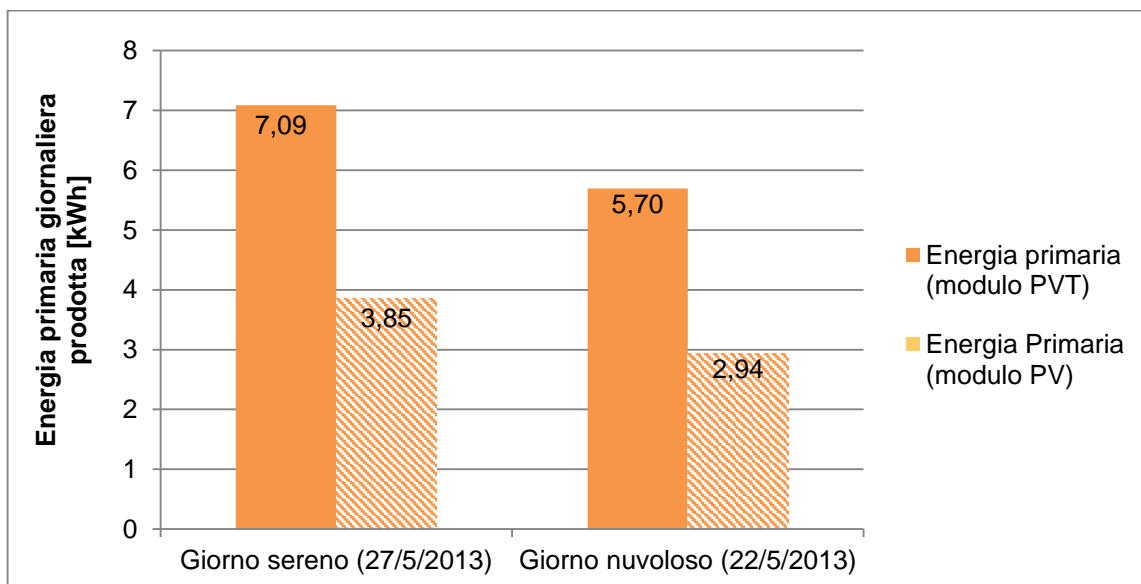


Figura 6.16 – Energia primaria giornaliera prodotta dal sistema ibrido e dal modulo fotovoltaico

Per valutare nel dettaglio il beneficio dato dal passaggio del fluido di sotto del modulo fotovoltaico, si riporta di seguito l'energia elettrica specifica prodotta da

entrambi i moduli escludendo l'autoconsumo della pompa, che tuttavia incide in modo significativo a causa delle grosse perdite di pressione.. Dal grafico emerge che il collettore ibrido produce per entrambe le giornate il 3% di energia elettrica in più rispetto al semplice modulo fotovoltaico.

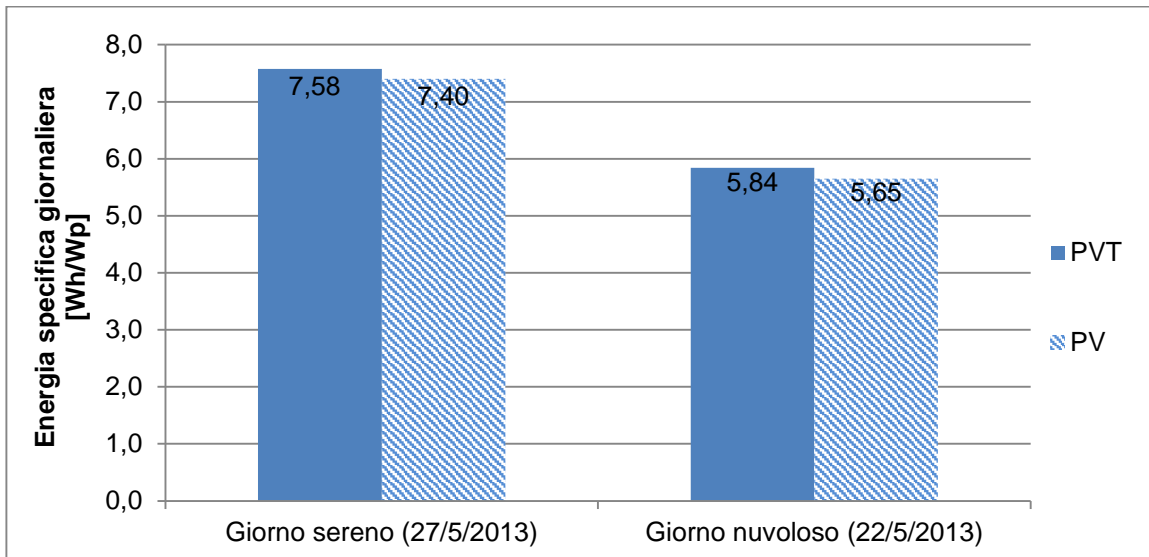


Figura 6.17 – Energia (elettrica) primaria giornaliera prodotta dal sistema ibrido e dal modulo fotovoltaico

## 6.6. CONSIDERAZIONI RIGUARDO LA DISTRIBUZIONE DI TEMPERATURA

Come evidenziato nel capitolo 3 i moduli ibridi sono soggetti a un gradiente di temperatura tra mandata e ripresa del fluido termovettore che si ripercuote nella distribuzione di temperatura delle celle fotovoltaiche. Questa è principalmente determinata dalle modalità con cui il calore viene trasmesso dal modulo fotovoltaico al fluido, e sarà quindi funzione della configurazione dei canali dell'assorbitore. In tal senso, per evidenziare le caratteristiche del collettore commerciale preso in esame, sono state eseguite delle termografie durante un giorno sereno (16 Luglio 2012). In particolare, con l'intento di evidenziare quanto più possibile il passaggio del fluido all'interno del collettore, si è proceduto distinguendo il funzionamento del collettore ibrido in quattro diverse fasi illustrate e rappresentate graficamente nell'immagine 6.18, divise secondo i seguenti punti:

- regolare accensione della pompa nelle prime ore del mattino, garantendo una portata di 0,055 kg/s;
- alle 10.30 spegnimento della pompa di circolazione per 15 minuti così da ottenere una temperatura omogenea su tutto il collettore in condizione di stagnazione;
- contemporaneamente l'acqua del serbatoio viene parzialmente sostituita, con acqua proveniente dall'acquedotto alla temperatura di 14°C;

- alle 10.45 riaccensione della pompa. Il fluido freddo proveniente dal serbatoio viene fatto scorrere all'interno del collettore con portata di 0.055 kg/s. Tale operazione evidenzia la distribuzione del fluido sulla superficie frontale del collettore.

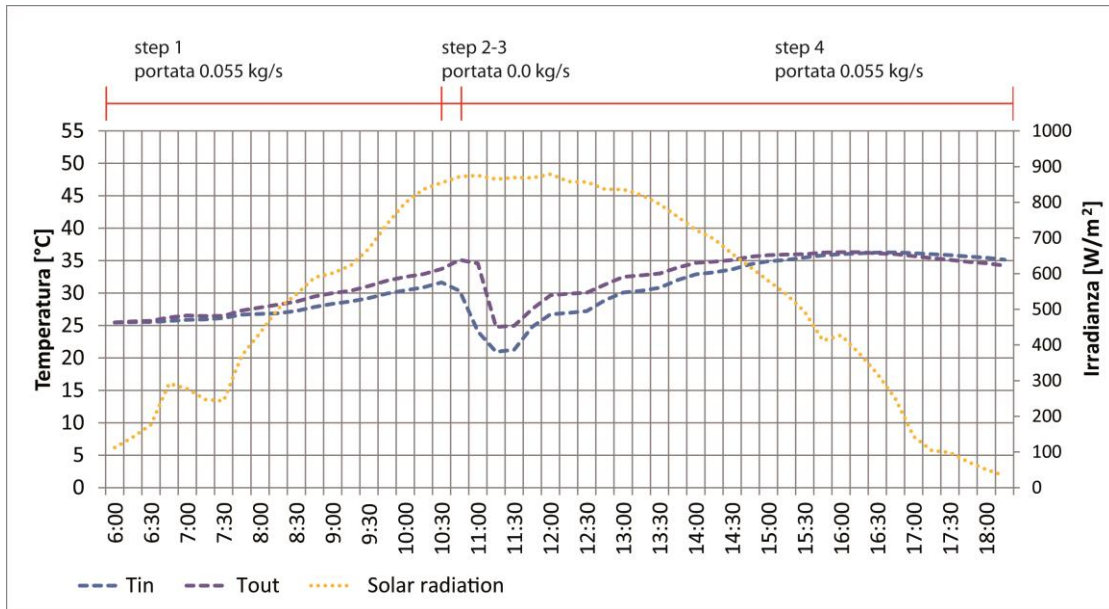


Fig. 6.18 – Schema del collegamento dell'assorbitore

Le immagini precedenti mostrano in sequenza la distribuzione di temperatura secondo alcune fasi descritte. In particolare nella figura 6.19/a la temperatura della superficie frontale del collettore ibrido, appare piuttosto uniforme: il collettore, infatti, in condizioni di stagnazione non possiede gradienti di temperatura tra entrata e uscita. Le diverse tonalità di colore (che rappresentano le diverse temperature) sono quindi da imputarsi esclusivamente a una differente dispersione del calore sul retro del modulo, causato da una non corretta messa in opera dell'isolante posteriore. In queste condizioni, con irradianza incidente di 820 W/m<sup>2</sup> e temperatura ambientale di 26°C il modulo raggiunge la temperatura media superficiale di 40.6 °C.

Nelle immagini 6.19/b/c/d, da riferirsi allo step 4, il liquido raffreddato proveniente dal serbatoio, scorre all'interno della piastra raffreddandola rapidamente, originando così un differenziale di temperatura. Si noti che le celle della parte centrale del collettore sono a una temperatura inferiore di circa 10°C rispetto alla parte superiore e inferiore del collettore.

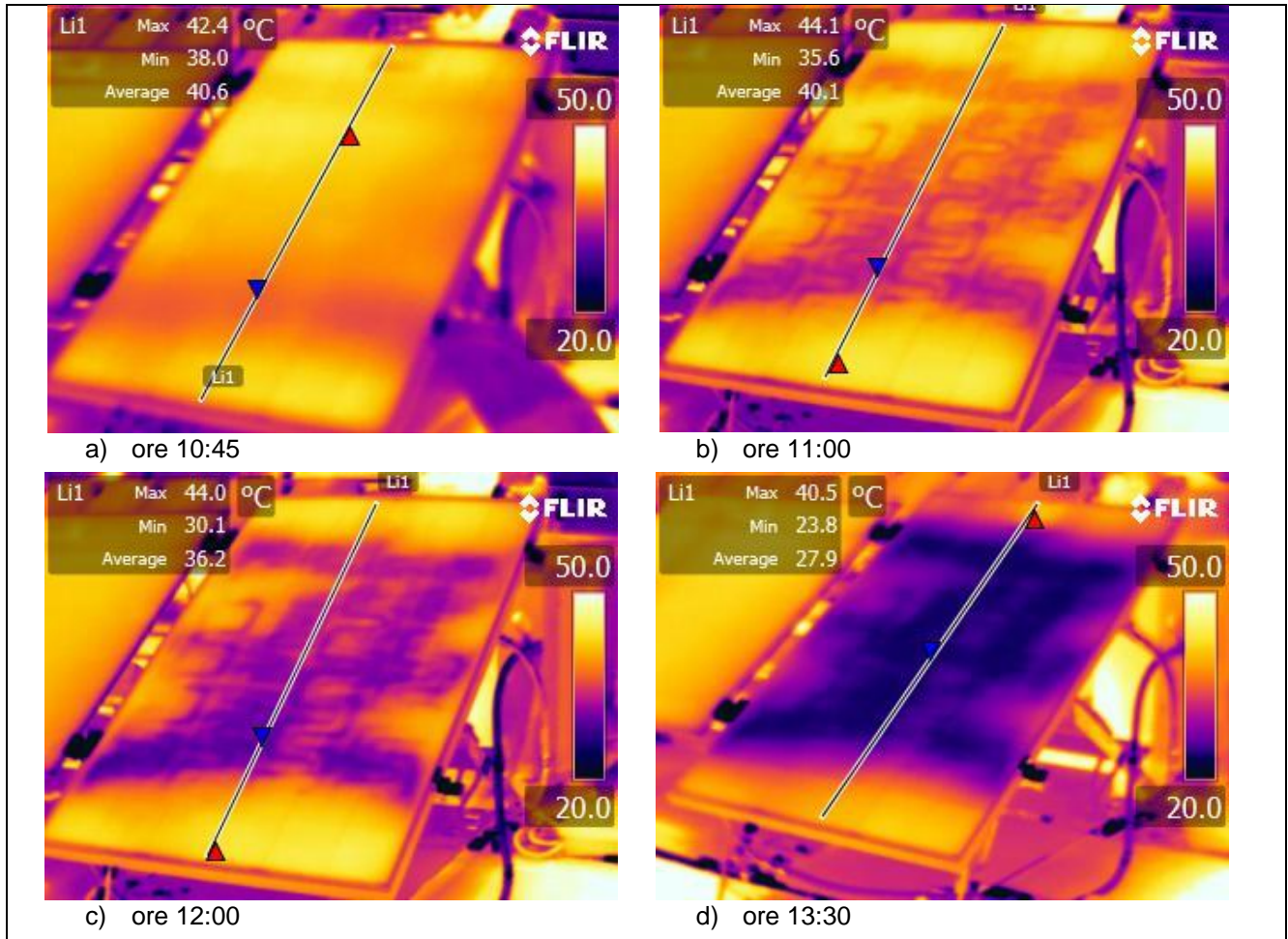


Fig. 6.19 – Distribuzione di temperatura nel collettore

Questa notevole differenza di temperatura è dovuta a tre problemi principali (Fig. 6.20):

- La connessione tra l'assorbitore e il laminato fotovoltaico è effettuata mediante due traverse metalliche, posizione nei punti indicati nella figura 6.20, che garantiscono la perfetta aderenza solo nella parte centrale, deformando le parti terminali dell'assorbitore. Tale deformazione, seppur minima, non permette il trasferimento del calore dal modulo alla piastra.
- Le ramificazioni delle canalizzazioni distano circa 20 cm dai bordi inferiore e superiore della piastra. Il fluido termovettore non è quindi in grado di asportare il calore accumulato nella parte dell'assorbitore non canalizzato.
- La scatola di giunzione, scaldandosi, crea un punto in cui la temperatura del modulo è più elevata, tale fenomeno è accentuato dall'assenza di canalizzazioni in corrispondenza di tale punto.

Per le ragioni sopra citate, le temperature rilevate dalle sonde a contatto posizionate nella zona successivamente denominate “*mismatch area*”, non risultano caratterizzanti della reale temperatura del modulo.

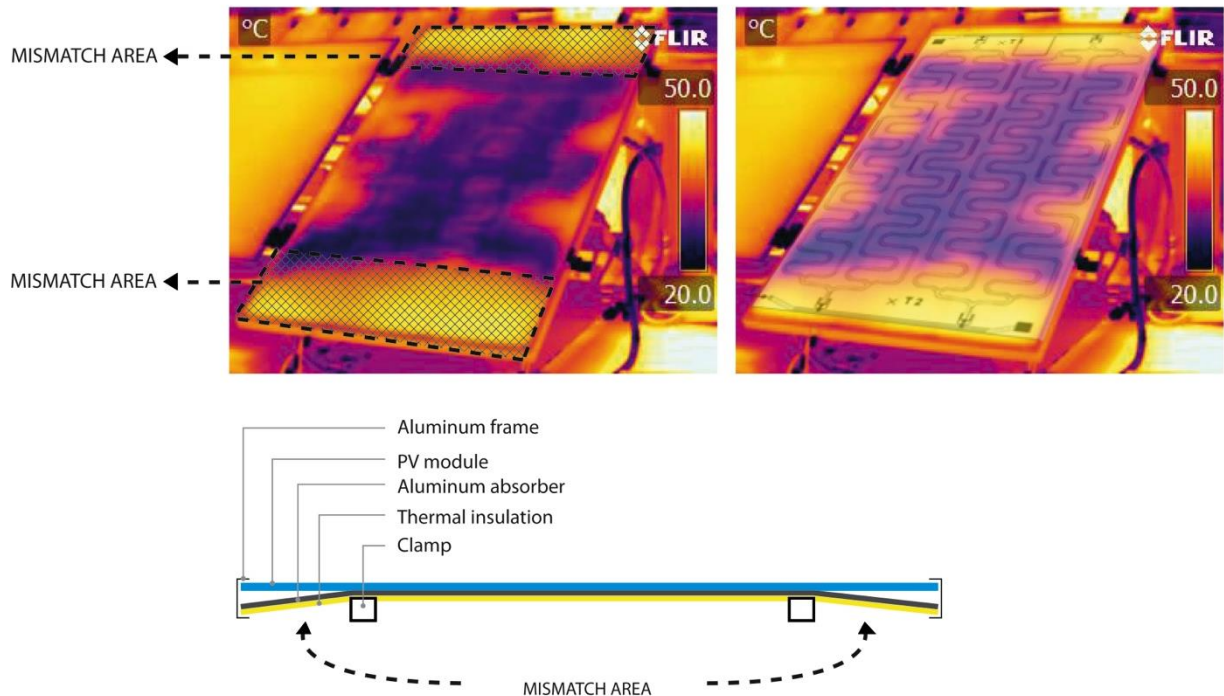


Fig. 6.20 – Schema del collegamento dell'assorbitore alla piastra

Dalle analisi svolte sino a questo punto risulta evidente che, nonostante la tecnologia ibrida sia competitiva rispetto alla tecnologia fotovoltaica standard, il collettore PVT commerciale presenta diverse criticità tra cui:

- perdite di pressione elevate che implicano alti consumi della pompa;
- alte dispersioni termiche che ne riducono la temperatura di uscita del fluido;
- connessione inadeguata tra laminato fotovoltaico e piastra assorbente, che ne riduce la trasmissione di calore;
- configurazione dei canali della piastra inadeguata rispetto la geometria del collettore;
- presenza della scatola di giunzione che rappresenta un punto di inefficienza del collettore.

Le criticità del collettore ibrido commerciale, sin qui esposte, dovranno essere superate e risolte nella progettazione del collettore ibrido innovativo oggetto della tesi.

## **7. MODELLO DI CALCOLO PER LA STIMA DI COMPONENTI IBRIDI NON VETRATI**

Dopo aver caratterizzato il collettore ibrido commerciale, si è dunque elaborato un modello di calcolo, capace di descrivere il comportamento del collettore ibrido in termini di produzione di energia, al variare delle condizioni al contorno. Tale modello simula l'interazione tra l'ambiente esterno (la cui influenza si manifesta attraverso le condizioni di soleggiamento, e temperatura dell'aria esterna, relativamente al sito considerato) ed il collettore ibrido, allo scopo di determinare l'entità di produzione di energia di quest'ultimo sotto forma di elettricità e calore. Si noti inoltre che il modello tiene in considerazione di tutte le variabili derivanti dalla geometria solare.

### **7.1. BILANCIO ENERGETICO**

Il modello di simulazione sviluppato è basato sulla risoluzione delle equazioni che rappresentano i bilanci energetici dei vari componenti che compongono il collettore PVT e il serbatoio.

Il modello si basa sulla risoluzione di 5 equazioni che descrivono il comportamento del collettore, 2 equazioni relative al serbatoio di accumulo e 5 equazioni per il calcolo dinamico dei coefficienti convettivi e radiativi.

Nei paragrafi successivi si riportano tutte le equazioni del modello matematico che, se messe a sistema, permettono di trovare la potenza elettrica erogata, la temperatura di uscita del fluido dal collettore e dal serbatoio, la temperatura delle celle e la temperatura media del fluido nel serbatoio.

#### **7.1.1. EFFICIENZA FOTOVOLTAICA**

L'efficienza fotovoltaica nominale  $\eta_n$  indicata nell'equazione di bilancio dell'assorbitore, è un parametro fondamentale misurato secondo le condizioni standard nominali, ovvero con la temperatura delle celle pari a 25°C, irradianza normale al collettore pari a 1000 W/m<sup>2</sup> e air mass (AM) di 1.5.

Tuttavia risulta fondamentale valutare l'efficienza del collettore in condizioni reali, tenendo in considerazione la variazione di temperatura delle celle, l'angolo di incidenza della radiazione e il relativo spettro solare. Per tale motivo è utile esprimere l'efficienza reale secondo la relazione seguente:

$$\eta_a = \eta_n k_\gamma k_\theta k_\lambda \quad (7.1)$$

dove  $\eta_n$  è l'efficienza nominale del modulo,  $k_\gamma$  è il fattore di correzione della temperatura funzione del coefficiente di temperatura del modulo dato da:

$$k_\gamma = [1 - \gamma_{PV} \cdot (T_{PV} - 298)] \quad (7.2)$$

$k_\theta$  è il fattore di correzione ottica definito come il rapporto tra la trasmissione della radiazione secondo l'angolo specifico e la trasmissione ad incidenza normale:

$$k_\theta = \frac{\tau_G}{\tau_{Gn}} \quad (7.3)$$

$k_\lambda$  è il fattore di correzione dello spettro, funzione dello spettro della radiazione solare misurata sul collettore, rispetto quello in condizioni STC. Esso, per le celle cristalline, può essere calcolato secondo una formula empirica funzione dell'air mass secondo la formula 7.4 scritta di seguito:

$$k_\lambda = 0.929 + 0.006796 \times AM - 0.01507 \times AM^2 + 0.001587 \times AM^3 + 0.00006377 \times AM^4 \quad (7.4)$$

### 7.1.2 EQUILIBRIO TERMICO DEL LAMINATO FOTOVOLTAICO

L'equazione è data dall'equilibrio tra l'energia assorbita dal collettore posta uguale all'energia accumulata dal laminato fotovoltaico, all'energia elettrica prodotta da questo, l'energia trasferita al fluido termovettore, le dispersioni convettive, radiative e per differenza di temperatura.

$$\begin{aligned} (I_t \times S_G \times \tau_G \times \alpha_{PV}) \\ = \rho_c \times \delta_c \times S_c \times C_c \times \frac{dT_{PV}}{dt} \\ + \left( I_t \times \tau_G \times P \times S_c \times \frac{\eta_n \times k_\gamma \times k_\lambda}{\tau_{Gn}} \right) + h \times S_c \\ \times (T_{PV} - T_m) + U_F \times S_c \times (T_{PV} - T_e) + h_{ePV} \times S_c \\ \times (T_{PV} - T_e) \end{aligned} \quad (7.5)$$

Dove  $I_t$  è l'irradianza misurata sul piano del collettore [ $W/m^2$ ];  $S_G$  è l'area del vetro di copertura [ $m^2$ ];  $\tau_G$  è il coefficiente di trasmissione del vetro, funzione dell'angolo di incidenza;  $\alpha_{PV}$  è il coefficiente di assorbimento del laminato fotovoltaico;  $\rho_c, \delta_c, C_c$  sono rispettivamente la densità, lo spessore e la capacità termica del collettore;  $S_c$  è la



superficie del collettore [m<sup>2</sup>], dt è l'intervallo di misurazione [s]; P è il packing factor;  $\tau_{Gn}$  è la trasmissione del vetro ad incidenza normale, il prodotto  $\eta_n \times k_\gamma \times k_\lambda$  rappresenta l'efficienza termica e spettrale del laminato fotovoltaico;  $h$  è il coefficiente di scambio termico della piastra [W/m<sup>2</sup>K];  $U_F$  è il coefficiente di trasmissione termico posteriore e laterale [W/m<sup>2</sup>K];  $T_{PV}$  è la temperatura delle celle del laminato fotovoltaico [K];  $T_m$  è la temperatura media del fluido nello scambiatore [K];  $T_e$  è la temperatura ambientale esterna [K];  $h_{ci}$  è il coefficiente convettivo interno dell'aria chiusa nell'intercapedine [W/m<sup>2</sup>K];  $h_{eG}$  è il coefficiente di scambio termico per convezione e radiazione del laminato fotovoltaico [W/m<sup>2</sup>K];

### 7.1.3. EQUILIBRIO TERMICO DEL FLUIDO TERMOVETTORE

L'energia termica prodotta dal collettore e l'energia accumulata dall'acqua nei canali sarà pari all'energia trasferita dall'assorbitore al fluido termovettore.

$$\begin{aligned} m \times C_w \times (T_{out} - T_{in}) + \rho_w \times S_S \times L \times n \times \frac{dT_m}{dt} \\ = h \times S_C \times (T_{PV} - T_m) \end{aligned} \quad (7.6)$$

dove  $m$  è la portata del fluido termovettore [kg/s];  $C_w$  è il calore specifico dell'acqua [J/kg K];  $\rho_w$  è la densità dell'acqua [kg/m<sup>3</sup>];  $S_S$  è l'area della sezione di un canale attraverso il quale passa l'acqua [m<sup>2</sup>];  $L$  è la lunghezza di un canale attraverso il quale scorre il fluido [m];  $n$  è il numero di canali del fluido;  $T_m$  è la temperatura media del fluido nello scambiatore [K];  $h$  è il coefficiente di scambio termico della piastra [W/m<sup>2</sup>K];  $U_F$  è il coefficiente di trasmissione termico posteriore e laterale [W/m<sup>2</sup>K];  $S_C$  è la superficie della piastra del collettore [m<sup>2</sup>];  $T_{PV}$  è la temperatura delle celle del laminato fotovoltaico [K].

### 7.1.4. TEMPERATURE MEDIA DEL FLUIDO

La temperatura media del fluido termovettore è calcolata come media della temperatura del fluido in ingresso e uscita dal collettore.

$$T_m = \frac{T_{out} + T_{in}}{2} \quad (7.7)$$

dove  $T_{in}$  è la temperatura di mandata del fluido nel collettore [K] e  $T_{out}$  è la temperatura di ripresa del fluido [K].

### 7.1.5. EQUILIBRIO TERMICO DEL FLUIDO NEL SERBATOIO

Il bilancio termico del serbatoio connesso al collettore può essere descritto come segue:

$$M_{tk} \times C_{tk} \times \frac{dT_{tk}}{dt} = m \times C_w \times (T_{tk,i} - T_{tk,o}) + U_{tk} \times S_{tk} \times (T_e - T_{tk}) \quad (7.8)$$

dove  $M_{tk}$ ,  $C_{tk}$ , sono rispettivamente la massa [kg] e la capacità termica del fluido nel serbatoio [J/kg K];  $T_{tk}$  è la temperatura media del fluido nel serbatoio [K];  $T_{tk,i}$  è la temperatura del fluido in ingresso al serbatoio [K];  $T_{tk,o}$  è la temperatura di uscita del fluido dal serbatoio [K];  $U_{tk}$  è la trasmittanza del serbatoio [W/m<sup>2</sup>K].

Si consideri la temperatura media del fluido  $T_{tk}$  come la media tra la temperatura di entrata e quella di uscita dal serbatoio di accumulo.

$$T_{tk} = \frac{T_{tk,i} + T_{tk,o}}{2} \quad (7.9)$$

### 7.1.6. COEFFICIENTI DI SCAMBIO TERMICO

I coefficienti di scambio termico sono risolti nel modello secondo una procedura iterativa. Tali coefficienti sono riportati di seguito:

$$h_{ePV} = h_v + h_{rPV-sky} \quad (7.10)$$

dove:

$h_{ePV}$  è il coefficiente di scambio termico per convezione e radiazione del laminatofotovoltaico;  $h_v$  è il coefficiente convettivo esterno calcolato secondo l'equazione (7.12);  $h_{rPV-sky}$  è il coefficiente radiativo tra fotovoltaico e volta celeste, calcolato secondo la (7.13).

$$h_v = 2.8 + 3w_e \quad (7.11)$$

dove  $w_e$  è la velocità del vento

$$h_{rPV-sky} = F \times 4 \times \epsilon_{PV} \times \sigma \times T_{PV-sky}^3 \quad (7.12)$$

dove:

F è il fattore di vista del collettore;  $\varepsilon_{PV}$  è l'emissività del laminato fotovoltaico nell'infrarosso;  $\sigma$  è la costante di Boltzmann;  $T_{PV-sky}$  è la temperatura media tra fotovoltaico e cielo espressa come:

$$T_{PV-sky} = \frac{T_{PV} + T_{sky}}{2} \quad (7.13)$$

dove  $T_{sky}$  è la temperatura radiativa equivalente del cielo espressa secondo la formula:

$$T_{sky} = 0.0552 \times T_e^{1.5} + 2.625 \times N \quad (7.14)$$

dove:

$T_e$  is la temperature esterna; N è la copertura del cielo espresso in ottavi.

## 7.2. RISULTATI

Il modello numerico proposto nel paragrafo precedente, è stato validato confrontando i risultati delle simulazioni con i dati della campagna di misurazione raccolti dalle 6:00-18:00 (ora reale) di alcuni giorni che ben rappresentano la condizione di cielo parzialmente nuvoloso e sereno. In particolare, le immagini 7.1 e 7.2 sono riferite all'1 giugno e al 2 giugno, rispettivamente con condizioni di cielo nuvoloso e sereno.

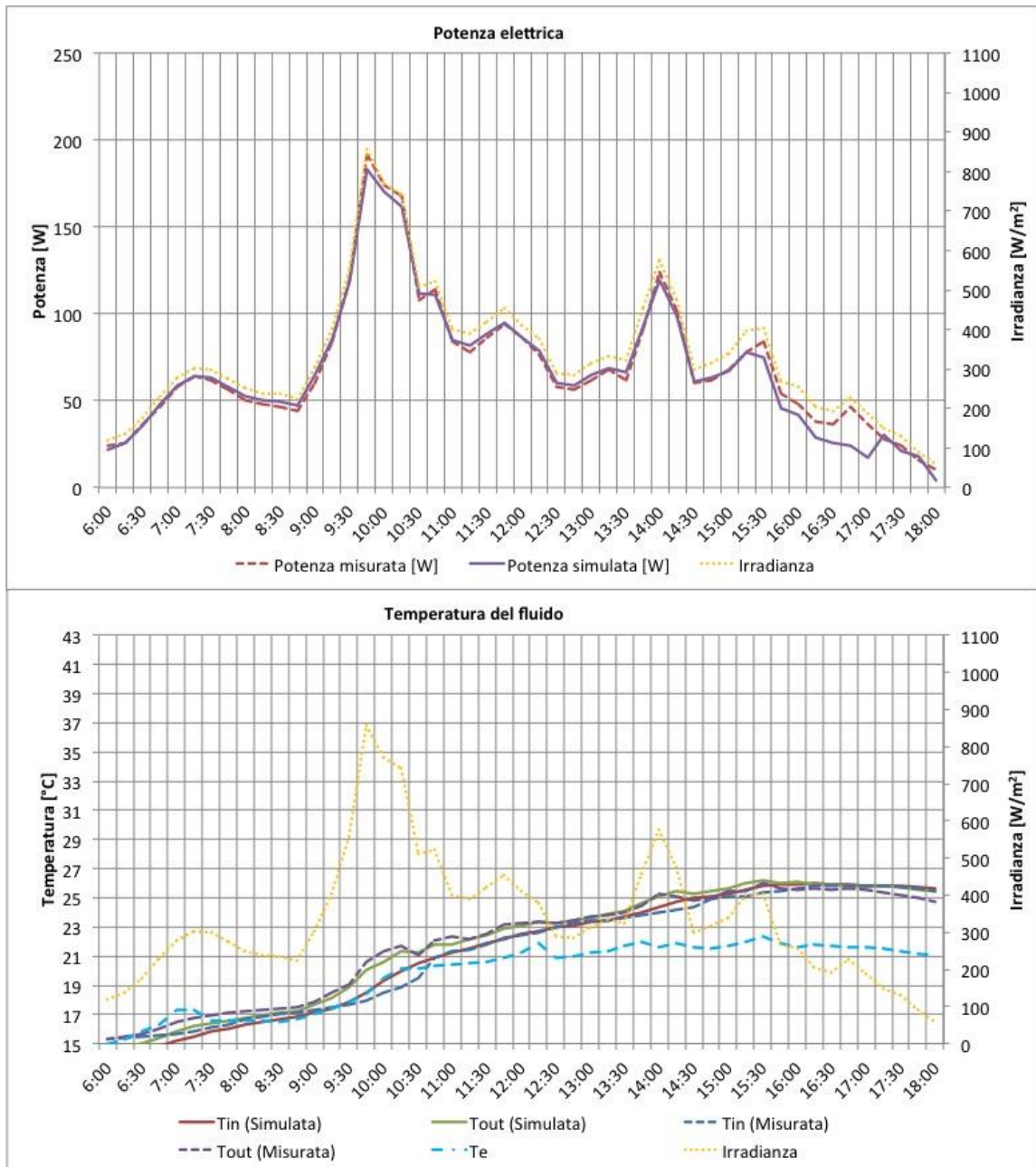


Figura 7.1 – Confronto tra i risultati sperimentali e numerici per il giorno campione

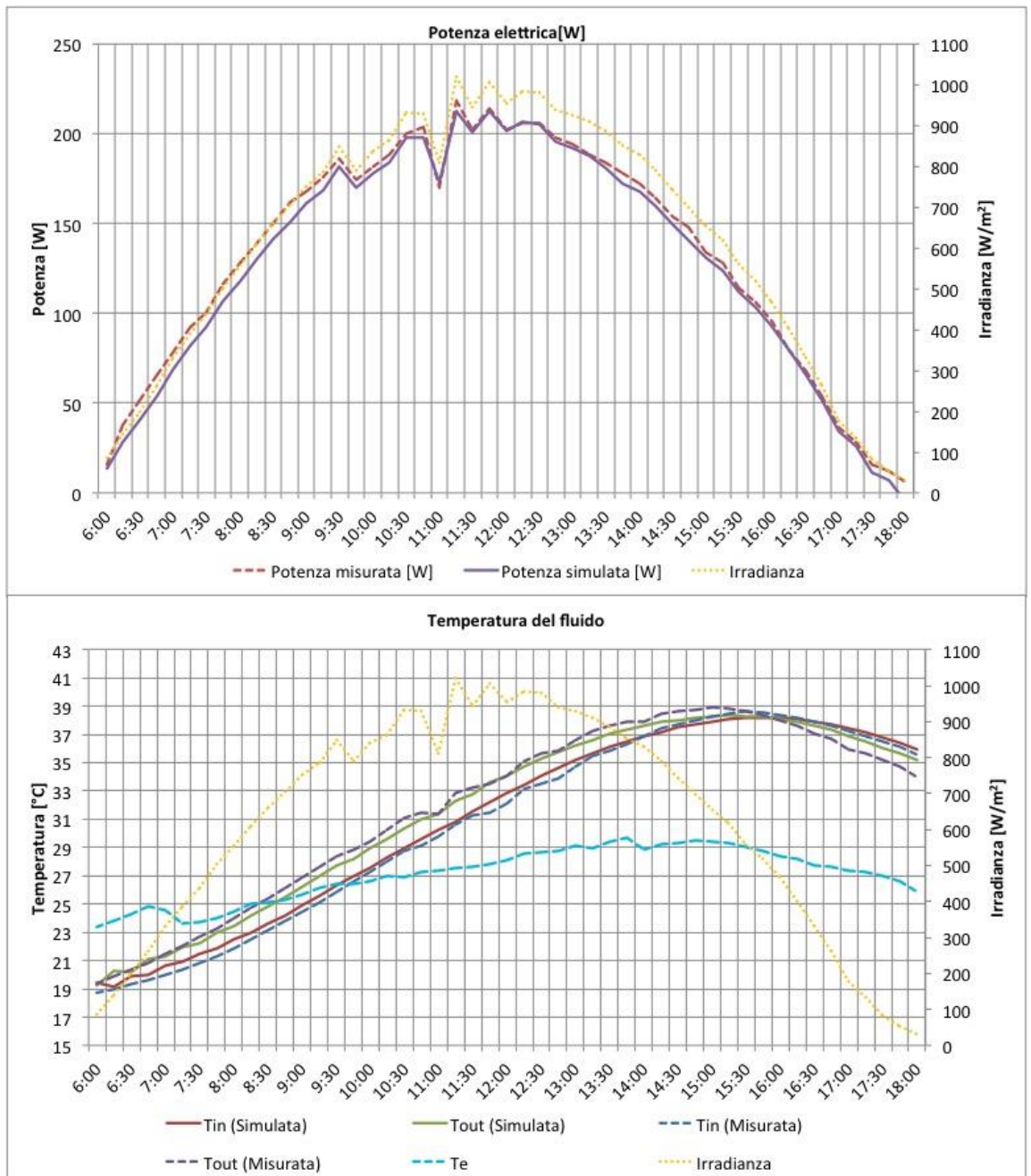


Figura 7.2 – Confronto tra i risultati sperimentali e numerici per il giorno campione

E' importante notare che nel presente studio la pompa di circolazione funziona in continuo, anche di notte quando la radiazione solare non è disponibile. Questo funzionamento determina un rapido raffreddamento del fluido nel serbatoio, causato dallo scambio radiativo che il collettore ha con la volta celeste. Nelle applicazioni comuni, è preferibile interrompere il funzionamento della pompa di circolazione, non appena i guadagni termici superano le dispersioni.

### 7.3. VALIDAZIONE E ANALISI DELL'ERRORE

Come evidente, il risultati modello matematico riesce a prevedere con un ottimo margine di errore l'andamento dei principali parametri che permettono di caratterizzare il componente analizzato.

Per confrontare i risultati calcolati con le misure sperimentali, si adottano due parametri statistici: il coefficiente di correlazione ( $r$ ) e lo scarto quadratico medio ( $e$ ), valutati secondo le seguenti espressioni:

$$r = \frac{N \sum X_i Y_i - (\sum X_i)(\sum Y_i)}{\sqrt{N \sum X_i^2 - (\sum X_i)^2} \sqrt{N \sum Y_i^2 - (\sum Y_i)^2}} \quad (7.15)$$

$$e = \sqrt{\frac{\sum (e_i)^2}{N}} = \sqrt{\frac{\sum \left( \left[ \frac{X_i - Y_i}{X_i} \right] \times 100 \right)^2}{N}} \quad (7.16)$$

dove:

$X_i$  è il valore simulato,  $Y_i$  è il valore sperimentale e  $N$  è il numero dei valori. In tabella X vengono riassunti i risultati per i due giorni considerati.

Tabella 7.1 – Dati di validazione

		Sperimentali	Simulati	r	e
		Velore medio giornaliero	Velore medio giornaliero		
Giorni con cielo sereno	Potenza AC	118.6 W	112.6 W	0.997	10.8 %
	T <sub>in</sub> [°C]	32.13 °C	32.31 °C	0.997	1.77 %
	T <sub>out</sub> [°C]	33.01 °C	33.16 °C	0.997	1.41 %
Giorni con cielo nuvoloso	Potenza AC	67.1 W	64.6 W	0.989	18.2%
	T <sub>in</sub> [°C]	26.0 °C	26.1 °C	0.997	1.51 %
	T <sub>out</sub> [°C]	26.4 °C	26.6 °C	0.998	1.40 %

E' doveroso ricordare che anche gli strumenti di misurazione e conseguentemente i dati che ne derivano hanno un margine di errore. L'incertezza relativa dei dati misurati può essere ottenuta calcolando le incertezze frazionarie o assolute, secondo le specifiche dei strumenti di misura, che si ricordano essere:

- irradianza solare, acquisita da un solarimetro dotato di un sensore fotodiode: ± 4%;
- potenza elettrica, acquisita da un dispositivo di controllo multifunzione con sensori di tensione e di corrente: ± 1%;
- temperatura assorbitore, temperatura mandata e ripresa acqua, misurate da sensori PT100: ± 3%.

## **8. LINEE GUIDA PER LA PROGETTAZIONE INTEGRATA DEL SISTEMA IBRIDO INNOVATIVO**

Le analisi e le considerazioni dello stato dell'arte riportate nei capitoli precedenti costituiscono le premesse fondamentali per l'ideazione e la progettazione di un componente fotovoltaico termico innovativo ad acqua. In questa sezione vengono delineati i criteri generali che sono stati seguiti nella progettazione del componente innovativo che verrà proposto nei capitoli successivi.

A questo scopo, vengono specificate le caratteristiche tecnologico-funzionali che dovranno essere rispettate nella progettazione del componente ibrido innovativo, attraverso l'elaborazione di un quadro completo di esigenze-requisiti-prestazioni.

La progettazione del componente e dell'intero sistema ibrido fotovoltaico-termico integrato nell'involucro edilizio devono, dunque, essere effettuate in considerazione e nel rispetto dei punti di seguito illustrati.

### **8.1. QUADRO DELLE ESIGENZE**

In quest'ambito vengono definite le aspettative generiche, ma imprescindibili, associate al sistema, alla sua messa in opera ed al suo utilizzo.

#### **8.1.1. ESIGENZE DI TIPO ENERGETICO**

Nell'ottica rendere il collettore ibrido integrabile nell'involucro edilizio, si definiscono sotto questa voce le esigenze connesse alle modalità di produzione energetica per conversione della radiazione solare ad alla relativa fruibilità da parte dell'utenza o del carico collegato e le esigenze di tipo tecnologico che il prodotto ibrido dovrà soddisfare.

- *Produttività energetica:*

Insieme delle condizione atte a garantire la conversione della maggior frazione possibile della radiazione solare incidente sui dispositivi di captazione in energia utile, fruibile da parte dell'utenza collegata.

- *Fruibilità dell'energia prodotta:*

Insieme della condizioni relative all'attitudine dell'impianto solare a soddisfare in tutto o in parte il fabbisogno di energia dell'utenza connessa.

- *Fattibilità economica:*

Insieme delle condizioni atte a garantire la convenienza economica delle installazioni, rendendo competitiva l'energia producibile o, stando agli attuali livelli del mercato, limitandone almeno i costi.

### **8.1.2. ESIGENZE DI TIPO TECNOLOGICO**

Il modulo ibrido fotovoltaico-termico, quale componente dell'involucro, deve soddisfare le esigenze che normalmente gravano sui subsistemi edilizi tradizionali.

- *Sicurezza:*

Insieme delle condizioni relative all'incolumità degli utenti ed alla difesa e prevenzione rispetto a danni accidentali nell'esercizio del sistema impianto solare-edificio.

- *Benessere:*

Insieme delle condizioni adeguate alla vita, alla salute ed allo svolgimento delle attività degli occupanti del bene edilizio interessato dall'applicazione solare.

- *Fruibilità:*

Insieme delle condizioni relative all'attitudine sia dell'impianto che dell'edificio, su cui esso sorge, a poter essere adeguatamente utilizzati dagli utenti nello svolgimento delle proprie attività ed in relazione alle aspettative al riguardo.

- *Aspetto:*

Insieme delle condizioni relative alla fruizione percettiva del sistema impianto solare-edificio da parte degli utenti e della collettività.

- *Gestione:*

Insieme delle condizioni relative alla facilità di gestione ed all'economia di esercizio del sistema impianto solare-edificio.

- *Integrabilità:*

Insieme delle condizioni necessarie per realizzare la connessione funzionale tra aspetti energetici ed aspetti architettonici.



## 8.2. QUADRO DEI REQUISITI

Una volta stabilite le esigenze associate al sistema in oggetto, è necessario evidenziare le modalità attraverso cui devono essere soddisfatte. Ciò è possibile attraverso l'individuazione dei requisiti specifici che devono caratterizzare le realizzazioni.

Anche in questo caso, si opera una distinzione tra aspetti energetici e tecnologici.

### 8.2.1. REQUISITI DI TIPO ENERGETICO

Nei sistemi ibridi i requisiti di tipo energetico derivano dall'incrocio di quelli relativi ai sistemi PVT, con il vincolo della necessità di ottimizzazione del rapporto tra prestazioni elettriche e termiche, affinché quest'ultime non influenzino negativamente le prime.

- *Produttività elettrica:*

Il sistema ibrido deve innanzitutto garantire la capacità di convertire la radiazione solare incidente in energia elettrica disponibile all'utenza. Una priorità nella realizzazione di sistemi che integrano moduli fotovoltaici, è la necessità di massimizzare l'energia prodotta, allo scopo di limitarne i costi. Il sistema deve, dunque, essere sfruttato al massimo delle sue potenzialità, e la sua integrazione architettonica deve procedere in quest'ottica.

- *Produttività termica*

In secondo luogo, il sistema ibrido deve garantire la capacità di produrre, contemporaneamente alla quota elettrica, una frazione di energia termica dalla radiazione solare incidente attraverso il passaggio del fluido termovettore.

La produzione di calore da parte del collettore ibrido dipende dalle caratteristiche del vetro di copertura, delle celle fotovoltaiche adottate, dalla piastra assorbente, dell'isolamento termico e delle modalità di circolazione del fluido nelle canalizzazioni.

Le portate di mandata e ripresa del fluido termovettore devono essere ottimizzate in relazione alle condizioni di impiego, al fine di produrre il massimo beneficio in termini di guadagno energetico e limitare il più possibile i consumi dovuti all'eventuale pompa di circolazione.

- *Posizionamento adeguato dei moduli*

L'installazione dell'intero sistema deve essere studiata in maniera tale da consentire ai moduli di captare la maggior quantità possibile di radiazione solare, in relazione ai corrispondenti valori di orientamento ed inclinazione.

Poiché potrebbero essere impiegati come elementi di chiusura esterna e sono, quindi, strettamente interconnessi all'involucro edilizio, i moduli possono presentare valori di inclinazione ed orientamento non sempre ottimali rispetto allo specifico contesto di intervento.

È necessario, dunque, valutare con attenzione l'effettiva opportunità e convenienza dell'impianto stesso, considerando, comunque, che leggere variazioni rispetto alla disposizione spaziale consigliata riducono l'apporto di energia solare di pochi punti percentuali, risultando quindi ugualmente accettabili. Quando lo scostamento sia notevole, invece, le ripercussioni sulla produttività del sistema e, parallelamente, sul costo dell'energia, possono diventare controproducenti.

- *Limitazione dell'ombreggiamento sui moduli*

L'installazione solare deve essere progettata in modo da ridurre al minimo o meglio, se possibile, evitare totalmente le influenze negative di possibili ostruzioni alla luce diurna.

Le considerazioni del punto precedente risultano valide, in questo caso, in riferimento alla diminuzione di radiazione solare disponibile, dovuta ad ostacoli rappresentati sia da aggetti o volumi dell'edificio destinato all'installazione del sistema (auto-ombreggiamento), sia da elementi circostanti la costruzione (alberi, pali, altri edifici, ecc.), sia dall'orografia del sito.

Anche a questo proposito, la progettazione dell'impianto deve considerare l'entità delle ripercussioni al fine di verificarne la tollerabilità.

- *Controllo della temperatura dei moduli*

I moduli, impiegati in qualità di elementi dell'involucro edilizio, presentano il problema del surriscaldamento in fase di esercizio, con conseguente calo di rendimento elettrico. Durante i periodi caldi, è, infatti, possibile che il fluido termovettore raggiunga temperature troppo elevate. In quest'ottica sarà necessario prevedere dei sistemi di controllo della temperatura delle celle.

- *Attitudine a soddisfare il carico*

Per quanto possibile, la produzione energetica dovrebbe aver luogo nei tempi e nei modi previsti dall'utenza, modalità, comunque, non sempre ottenibile negli impianti ad energia solare. La situazione ottimale si verificherebbe quando le curve temporali di produzione e consumo fossero totalmente sovrapponibili. La progettazione dell'impianto, dunque, deve perseguire questi obiettivi, sebbene la difficoltà oggettiva del verificarsi di tali condizioni (è improbabile che si verifichi un perfetto parallelismo tra

i due fattori) spinga, più che altro, alla ricerca di un'ottimizzazione del rapporto produzione-domanda.

Il soddisfacimento del requisito è comunque possibile tramite un corretto dimensionamento dell'impianto e l'impiego di accumuli, capaci di assorbire l'energia prodotta in eccesso e/o sopperire alle mancanze di approvvigionamento durante periodi di scarsa insolazione.

### **8.2.2. REQUISITI DI TIPO TECNOLOGICO**

Così come già introdotto relativamente al quadro esigenziale, i requisiti tecnologici riferibili al sistema ibrido riguardano, prevalentemente, il modulo di captazione, che si trova a sostituire parzialmente o totalmente elementi d'involucro tradizionali. Per i dispositivi accessori, come cavi elettrici, canalizzazioni, sistemi di regolazione e controllo, valgono generalmente le normali prescrizioni impiantistiche.

- *Affidabilità*

I componenti solari integrati nell'involucro edilizio devono mantenere inalterata la loro funzionalità nel tempo di vita utile e nelle condizioni di utilizzo previsti.

- *Stabilità strutturale*

L'involucro dell'edificio è sottoposto a carichi statici e dinamici, distribuiti e concentrati, i collettori ibridi possono risultare interessati da tali sforzi e quindi deve risultare garantita l'adeguata resistenza meccanica e stabilità.

- *Sicurezza antincendio*

Tutti i componenti dell'impianto solare devono presentare caratteristiche di assenza di emissione di sostanze nocive, limitazione della propagazione d'incendio, resistenza al fuoco.

- *Sicurezza elettrica*

Deve essere verificata la capacità dei componenti dell'impianto solare e dei suoi elementi integrati nelle chiusure dell'edificio di controllare gli effetti dei fenomeni elettrici ed elettromagnetici, senza generare situazioni di pericolo per gli occupanti dell'edificio o per chi si trovi nelle vicinanze di esso, danno a cose o inibizione delle attività previste.

- *Sicurezza degli utenti*

L'installazione dell'impianto solare non deve in nessun modo compromettere le usuali condizioni di sicurezza nei confronti degli occupanti dell'edificio come delle persone in transito nelle vicinanze. In particolare, per le coperture (area di applicazione ottimale per i collettori), deve essere evitata la possibilità di caduta di blocchi di neve e ghiaccio di dimensioni tali da costituire pericolo e arrecare danni o disagi a persone e cose.

- *Assenza di emissioni*

Tutti i componenti installati non devono causare emissioni sgradevoli o nocive, che possono arrecare disturbo o danno agli utenti dell'edificio interessato o delle aree circostanti.

- *Tenuta all'aria*

Se impiegati in sostituzione di manti di chiusura esterni, i pannelli solari devono essere in grado di impedire l'ingresso di aria e di altri aeriformi, con particolare riferimento all'azione del vento.

- *Tenuta a pioggia, grandine e neve*

Analogamente al punto precedente, si deve garantire l'attitudine dei pannelli solari a presentare caratteristiche di protezione o di filtro rispetto agli agenti esterni, primi fra tutti quelli meteorologici, come acqua, grandine e neve, combinate tra loro o con l'azione contemporanea del vento.

- *Impermeabilità e idrorepellenza*

Deve essere verificata l'attitudine dei componenti solari impiegati nell'involucro edilizio a non essere permeati e penetrati da fluidi liquidi.

- *Resistenza al gelo*

Si deve verificare l'attitudine dei componenti a non subire alterazioni e/o danneggiamenti a causa della formazione del ghiaccio.

- *Controllo della condensazione*

I pannelli solari integrati nell'involucro devono essere configurati ed installati in maniera tale da evitare fenomeni di condensazione superficiale ed interstiziale, che possono interessare sia i componenti stessi che il sottostante subsistema di chiusura in copertura o in facciata.

- *Resistenza all'irraggiamento solare*

Deve essere verificata l'attitudine dei moduli e dei dispositivi dell'impianto collocati all'esterno a non subire mutamenti di aspetto e caratteristiche chimico-fisiche a causa dell'esposizione intensiva all'irraggiamento solare.

- *Protezione dagli agenti aggressivi*

Deve essere garantita la resistenza ad agenti aggressivi di origine naturale e artificiale, in particolare acqua e umidità, acidi ed anidridi presenti nell'atmosfera e nella pioggia, fumi e polveri. Contemporaneamente, per i componenti dell'involucro, deve essere verificata l'attitudine ad impedire la penetrazioni di tali agenti all'interno.

- *Protezione dagli attacchi biologici*

I componenti del sistema non devono subire riduzioni di prestazioni in presenza di organismi viventi (animali, vegetali, microrganismi).

- *Resistenza agli sbalzi di temperatura*

Si deve verificare la resistenza agli sbalzi di temperatura ed alle dilatazioni e contrazioni strutturali associate, principalmente per quanto riguarda i collettori e le relative strutture di supporto.

- *Isolamento termico*

Si deve favorire l'azione di isolamento termico rispetto all'involucro dell'edificio da parte dei collettori ibridi, che, per loro natura, possono assolvere tale compito in tutto o in parte.

- *Isolamento acustico*

Deve essere verificata l'attitudine dei moduli solari, se impiegati in funzione di chiusura esterna, ad impedire il passaggio dei rumori dall'esterno all'interno.

- *Visibilità e accettabilità*

I pannelli solari possono essere installati in copertura e in facciata secondo diverse impostazioni progettuali: con l'intento di renderli meno evidenti possibile, fino al punto di mimetizzarli nell'involucro edilizio, oppure mettendoli in risalto per sottolineare la connotazione energetico-ambientale dell'architettura realizzata, oppure ancora considerandoli semplici elementi tecnici alla pari con gli altri componenti convenzionali. In tutti i casi citati, tuttavia, non bisogna dimenticare che, in quanto elementi innovativi,

essi sono capaci di modificare più o meno marcatamente l'aspetto tradizionale dell'edificio ed il suo rapporto con il contesto in cui esso si inserisce. Diviene, allora, importante operare scelte tese a valorizzarne l'integrazione e, soprattutto, l'armonizzazione rispetto alle tradizioni ed alle aspettative estetiche tipiche del luogo specifico.

- *Facilità di messa in opera*

Si deve favorire la possibilità dei componenti dell'impianto solare integrato ed essere installati agevolmente, secondo procedure analoghe a quelle dei sistemi edilizi tradizionali.

- *Facilità d'intervento*

L'installazione solare deve consentire la possibilità di operare ispezioni, manutenzioni e riparazioni in modo agevole e senza compromettere la funzionalità dell'impianto solare o dell'involucro su cui i moduli sono applicati.

- *Compatibilità con i sistemi costruttivi*

I pannelli solari e gli altri componenti del sistema impiantistico collegato devono presentare caratteristiche di piena compatibilità con l'edificio su cui si installano, in termini di montaggio, tenuta e durabilità.

- *Attitudine all'integrazione impiantistica:*

Deve essere favorita la possibilità di interfacciamento dell'impianto solare con la normale dotazione impiantistica dell'edificio in cui esso si inserisce.

### **8.3. SPECIFICAZIONI DI PRESTAZIONE.**

In riferimento al quadro esigenze – requisiti relativi ai sistemi solari attivi integrati nell'involucro edilizio, sin qui illustrato, si vogliono ora approfondire le tematiche che interessano, in particolare, il componente proposto. Di seguito ne verranno, dunque, determinate le richieste di prestazione, energetica e tecnologica. Relativamente alle caratteristiche specifiche dei sistemi ibridi, verranno indicati nel dettaglio i valori entro i quali dovranno essere comprese le corrispondenti prestazioni, mentre per approfondimenti riguardanti i connotati comuni con le facciate e coperture continue si rimanda alle direttive ICITE – UEAtc, alle norme UNI ed alla Documentazione Tecnica UNCSAAL. Per quanto riguarda le specificazioni strettamente connesse alla componentistica fotovoltaica, infine, si rimanda alle norme CEI – IEC.

### **8.3.1. SPECIFICAZIONI DI PRESTAZIONE DI TIPO ENERGETICO.**

- *Produttività elettrica.*

Il modulo ibrido prevede l'impiego di celle in silicio amorfo così da sfruttare le caratteristiche precedentemente citate di questa tecnologia. Le celle dovranno avere coefficienti di temperatura sulla potenza inferiore a 0,3 %/°C. La circolazione del fluido nelle canalizzazioni deve garantire valori di efficienza effettiva superiori a quelli di un normale componente fotovoltaico, operante nelle stesse condizioni.

- *Controllo della temperatura dei moduli.*

Deve essere previsto un sistema di controllo delle temperature, o di sistemi che evitino la stagnazione del fluido che portare il pannello a temperature superiori ai 90 °C, danneggiando le celle PV.

- *Produttività termica.*

La produzione di calore da parte del collettore ibrido dipende dalle caratteristiche del vetro di rivestimento, del modulo fotovoltaico, della piastra assorbente, dell'isolamento termico e dalla modalità di circolazione del fluido termovettore.

Il vetro dovrà avere elevate caratteristiche di trasparenza alle radiazioni dello spettro solare, con una trasmittanza  $\tau$  ad incidenza normale compresa tra 0,8 e 0,97.

Il modulo fotovoltaico, deve presentare buone caratteristiche di assorbimento rispetto allo spettro solare, ma anche rispetto alle radiazioni nell'infrarosso. Il coefficiente  $\alpha$  dovrà avere valori uguali o superiori a 0,8 relativamente ad entrambe le bande indicate.

La piastra deve presentare buone caratteristiche di conducibilità termica così da permettere il massimo trasferimento di calore tra parte fotovoltaica e fluido termovettore.

Il requisito di isolamento termico è assolto dallo strato di isolamento posteriore del collettore e in minima parte dalla copertura trasparente. L'isolamento posteriore deve essere caratterizzato da bassa conduttività termica, deve essere resistente nel tempo e deve resistere alle elevate temperature senza deteriorarsi o perdere le proprietà isolanti. Per il collettore ibrido si prevede l'impiego di un materiale isolante indeformabile, con conduttività termica intorno a 0,05 W/mK. Lo spessore minimo del materassino deve essere di 5 cm.

La circolazione del fluido nelle canalizzazioni dell'assorbitore dovrà essere in effettuata in regime forzato. Le portate devono essere ottimizzate in relazione alle

condizioni di impiego, in modo da produrre il massimo beneficio in termini di guadagno energetico e limitare il più possibile i consumi dovuti alla pompa di circolazione.

### **8.3.2. SPECIFICAZIONI DI PRESTAZIONE DI TIPO TECNOLOGICO.**

- *Affidabilità.*

L'estensione del periodo di vita degli impianti solari attivi è fondamentale, tra l'altro, per stabilire il costo dell'energia da essi prodotta. Per questo motivo si cerca di prolungarla il più possibile. Il modulo in questione presenta caratteristiche analoghe ad un collettore ad acqua integrato con un sandwich fotovoltaico. Entrambi questi componenti vengono abitualmente realizzati in previsione di un periodo di utilizzo che può andare dai 20 ai 30 anni. Il modulo in oggetto dovrà garantire in questo senso, dunque, le medesime prestazioni, mantenendo inalterata per un pari periodo la propria qualità funzionale in relazione alle condizioni d'uso previste.

- *Resistenza meccanica ai pesi propri, ai carichi accidentali ed ai movimenti dell'ossatura portante.*

In quanto elemento di chiusura esterna, il sistema formato dalle unità modulari ibride deve presentare una resistenza meccanica adeguata ai carichi derivanti dal peso proprio, dall'azione del vento e da urti accidentali. Non si dovranno, inoltre, verificare perdite di funzionalità e deterioramenti in relazione a movimenti dovuti a vibrazioni, assestamenti, dilatazioni e contrazioni termiche

In particolare, la lastra di copertura del collettore deve resistere alle sollecitazioni di natura statica o dinamica cui può essere sottoposta nel corso della sua durata funzionale (neve, grandine, urto di corpi duri e molli) e trasmettere alla struttura di supporto, e cioè ai profilati, i carichi relativi.

Il sistema di fissaggio ai profilati del laminato, inoltre, deve garantire la stabilità in opera di quest'ultimo sotto l'azione del vento.

Come riferimento, per il peso proprio dei singoli elementi si possono adottare i seguenti valori, riferiti alla superficie di collettore

- vetro di copertura 8 –15 kg/m<sup>2</sup>;
- sandwich fotovoltaico 10 –20 kg/m<sup>2</sup>;
- profili 6 – 8 kg/m<sup>2</sup>;
- piastra assorbente 8 kg/m<sup>2</sup>;
- materassino 1,5 – 3 kg/m<sup>2</sup>.



- *Resistenza alle azioni sismiche.*

Il sistema di copertura ibrido e le parti ed i componenti che lo costituiscono devono sopportare i movimenti e le sollecitazioni derivanti dalle azioni sismiche, senza deformazioni tali da pregiudicare le caratteristiche di stabilità, sicurezza e funzionalità.

- *Indeformabilità.*

Il sistema d'involucro ibrido dev'essere in grado di contenere la propria deformabilità nel rispetto dei livelli di accettabilità previsti per le diverse condizioni di carico. In particolare le deformazioni previste non devono essere di natura permanente e di entità tale da compromettere la funzionalità degli elementi.

- *Resistenza degli ancoraggi all'edificio.*

Gli ancoraggi del sistema ibrido alla copertura sottostante devono sopportare, con un sufficiente margine di sicurezza, le sollecitazioni derivanti dai carichi agenti sui sandwich fotovoltaici, quelle trasmesse dalla costruzione e quelle derivanti dalle differenze di dilatazione termica e di deformazione dell'edificio e del sistema stesso.

Inoltre, devono essere regolabili nelle tre direzioni per poter compensare eventuali imprecisioni costruttive, devono permettere il facile montaggio e smontaggio del sistema e devono essere protetti dai fenomeni corrosivi.

- *Sicurezza antincendio.*

Il collettore deve essere realizzato con materiali non infiammabili. Questo requisito è sempre soddisfatto per quanto riguarda il sandwich fotovoltaico, i profilati e la piastra assorbente. Per il materassino isolante si deve scegliere un materiale non infiammabile. Particolare attenzione va prestata a guarnizioni e sigillanti, che solitamente costituiscono carico d'incendio e per i quali si dovrebbero scegliere, invece, materiali non infiammabili o autoestinguenti

Deve essere impedita la possibilità che le canalizzazioni costituite dai collettori e collegate con gli ambienti interni dell'edificio possano fungere da elementi di tiraggio e trasmettere fuoco e fumo.

- *Sicurezza elettrica.*

Tutte le connessioni elettriche devono essere eseguite in modo da evitare il pericolo di fughe di corrente, scariche per fulminazione e di corto circuito. Valgono le normali prescrizioni di sicurezza adottate per gli edifici civili (norme CEI 64-8, CEI 81-1, CEI 81-4).

- *Tenuta all'aria.*

Nel collettore, deve essere garantita la tenuta sia alle infiltrazioni che alle exfiltrazioni d'aria che ne inibirebbero le prestazioni. Anche in questo caso l'attenzione va focalizzata sui giunti laminato – profilati.

Per la tenuta all'aria, la specifica prestazionale di riferimento deve essere individuata nella classe A3, così come riportato dalla norma UNI 7979.

- *Impermeabilità e idrorepellenza.*

Il sistema di rivestimento formato dai collettori deve essere impermeabile ed idrorepellente, nel suo complesso e nelle singole parti. I profilati ed il materassino isolante devono essere concepiti, realizzati e posizionati in maniera tale da non poter essere penetrati e permeati dall'acqua, nemmeno in presenza di vapore.

- *Tenuta alle precipitazioni meteoriche.*

Il sistema di rivestimento ibrido deve assicurare che non avvengano infiltrazioni di acqua, né al suo interno, né verso le parti sottostanti dell'edificio. La prestazione di tenuta all'acqua deve essere verificata anche in presenza dell'azione combinata di pioggia e vento o di momentanei ristagni di grandine o neve.

In particolare, i giunti tra profilati e vetro di copertura devono essere concepiti e realizzati in modo da contrastare, risolvere e controllare le tre dinamiche fondamentali di penetrazione dell'acqua, e cioè gravità o pressione idrostatica, sovrappressione dell'aria, capillarità o adesione superficiale.

Per la tenuta all'acqua del collettore si può assumere come riferimento la norma UNI 7979, indicando la classe E4 come specificazione di prestazione richiesta.

- *Resistenza al gelo.*

Il modulo ibrido deve mantenere inalterata la sua funzionalità anche in corrispondenza dell'azione del gelo. A tale scopo devono essere previsti fluidi termovettori con punti di gelo adeguati al contesto climatico. Nel caso dell'utilizzo di acqua come fluido termovettore, si preveda l'aggiunta di additivi, in quantità tali da scongiurare il congelamento, e allo stesso tempo garantirne buone caratteristiche termiche, che potrebbero parzialmente essere compromesse con l'aggiunta di quantitativi elevati.

- *Controllo della condensa.*

Il vetro di copertura dovrà garantire una chiusura ermetica con il telaio, in modo da scongiurare effetti di condensa superficiale, che modificherebbe le proprietà ottiche del componente, riducendone conseguentemente le prestazioni elettriche e termiche.

- *Resistenza all'irraggiamento solare.*

Come in tutti i pannelli solari, i materiali e gli elementi che compongono il componente in oggetto devono essere pensati per resistere all'azione prolungata della radiazione solare nel suo intero spettro.

- *Inalterabilità rispetto agli agenti fisici, chimici e biologici.*

Il sistema d'involucro ibrido deve essere resistente, oppure trattato e/o protetto in modo che non vi sia il rischio, per tutta la durata della sua vita funzionale ed in relazione alle condizioni ed al contesto di impiego previsti, che venga intaccato o degradato da corrosione, umidità, cicli di condensa ed evaporazione, elettrolisi, attacchi di animali, insetti, muffe, parassiti, ecc.

In particolare, il sandwich fotovoltaico viene già realizzato in modo da essere praticamente inattaccabile, in relazione alle normali condizioni applicative, sia dal punto di vista chimico che biologico, di conseguenza il vetro di copertura, i profilati di supporto ed i giunti di fissaggio devono essere concepiti in maniera tale da garantire pari requisiti.

- *Isolamento termico.*

Il sistema di rivestimento ibrido deve contribuire, insieme alle parti sottostanti della costruzione, a garantire all'interno le condizioni di comfort termoigrometrico definite dalle norme specifiche.

Le caratteristiche di isolamento termico del collettore sono paragonabili a quelle di una normale copertura inclinata (per la quale si registrano valori della trasmittanza intorno a  $0,4 \text{ W/m}^2\text{K}$ ). Le temperature al suo interno, inoltre, durante il periodo di soleggiamento sono sempre superiori a quella dell'ambiente esterno, riducendo, nel periodo invernale, le dispersioni da parte dell'edificio. La coibentazione del collettore deve essere, comunque, tale da limitare al massimo la trasmissione di calore verso l'interno nel periodo estivo.

- *Isolamento acustico.*

Il sistema ibrido deve collaborare alla funzione di isolamento acustico dell'involucro edilizio.

In particolare deve essere concepito in maniera tale da evitare o limitare al massimo la trasmissione di rumore all'interno dovuta alla circolazione forzata dell'aria nell'intercapedine.

- *Visibilità e aspetto.*

Le caratteristiche estetiche di colore e brillantezza delle finiture superficiali del sistema devono rimanere costanti o variare uniformemente nel tempo, senza formazione di contrasti, né di macchie. Non si deve verificare la formazione di sporcizia, né di imbrattamenti dovuti al deterioramento dei componenti. Deve essere favorita l'autopulenza dello strato esterno.

L'intero sistema di rivestimento della copertura deve essere concepito ed installato in maniera tale da armonizzare il più possibile con il resto della costruzione e mostrare un

aspetto omogeneo, in cui i moduli energetici non risaltino come corpi estranei o posticci.

- *Facilità di messa in opera.*

Il montaggio del sistema ibrido non prevede nessuna fase aggiuntiva rispetto l'installazione dei due sistemi separati, anzi ne garantisce una maggiore rapidità, in quanto permette di posare in opera entrambi i componenti in un'unica fase.

- *Manutenibilità.*

Il sistema deve essere concepito in maniera tale da favorire le operazioni di manutenzione e pulizia. In particolare, deve essere prevista la possibilità di ispezione, smontaggio e riparazione o sostituzione dei sandwich fotovoltaici, senza che tutto ciò influisca significativamente sulle prestazioni dell'involucro edilizio, o, peggio ancora, possa provocare dei danni sulle finiture oppure all'interno.

I profilati, in cui sono posizionati i cavi e le giunzioni elettriche, devono essere accessibili ed ispezionabili.

- *Compatibilità con l'edificio.*

Il sistema ibrido ed in particolare i suoi ancoraggi alla costruzione sottostante devono essere concepiti e realizzati in maniera tale da permettere l'integrazione funzionale e morfologica con l'edificio ed i suoi subsistemi tecnologici ed impiantistici.

## **9. PROGETTAZIONE PRELIMINARE DI UN COMPONENTE IBRIDO INNOVATIVO**

Descritti i requisiti che il collettore PVT dovrà avere, nei capitoli seguenti verranno esposti gli studi e le analisi che hanno portato alla progettazione e infine alla realizzazione di un modulo fotovoltaico termico con caratteristiche innovative.

Si noti, che in un questa fase prototipale, si è prestata particolare attenzione ai requisiti di tipo energetico. Tuttavia lo sviluppo del prototipo non è da considerarsi il termine ultimo di questa ricerca che può ancora essere sviluppata dal punto di vista dell'integrazione architettonica nonché nella messa a punto di dettagli che ne semplificherebbero il montaggio, la gestione e la manutenzione che ne renderebbero un possibile prodotto industriale.

Nel seguente paragrafo vengono mostrati gli studi effettuati per valutare la configurazione della piastra assorbente e della relativa configurazione elettrica delle celle nonché la scelta della tecnologia fotovoltaica più idonea a soddisfare le esigenze richieste del modulo ibrido.

### **9.1. PROGETTO DELL'ASSORBITORE**

Rispetto allo stato attuale della tecnologia, la realizzazione di assorbitori *roll bond* garantisce grande libertà nella configurazione dei canali, con la possibilità di ottimizzare il prodotto in funzione delle esigenze richieste con bassi costi produzione.

Come visto in precedenza la disposizione geometrica dei canali dell'assorbitore è un elemento determinante che condiziona l'efficienza complessiva dei collettori ibridi.

Spesso però risulta difficile eseguire delle valutazioni comparative di diverse configurazioni nelle medesime condizioni operative. Gli strumenti di simulazione permettono con un discreto margine di errore, di studiare dei componenti le cui analisi sperimentali risulterebbero dispendiose sia in termini economici che temporali. In tale ottica al fine di valutare la configurazione ottimale dei canali dell'assorbitore e la conseguente configurazione elettrica, sono state effettuate delle simulazioni fluidodinamiche su due componenti ibridi caratterizzati da diversi assorbitori, con medesimo rapporto W/D (distanza tra i tubi, diametro) come mostrato in figura 9.1, configurati a serpentina e ad arpa.

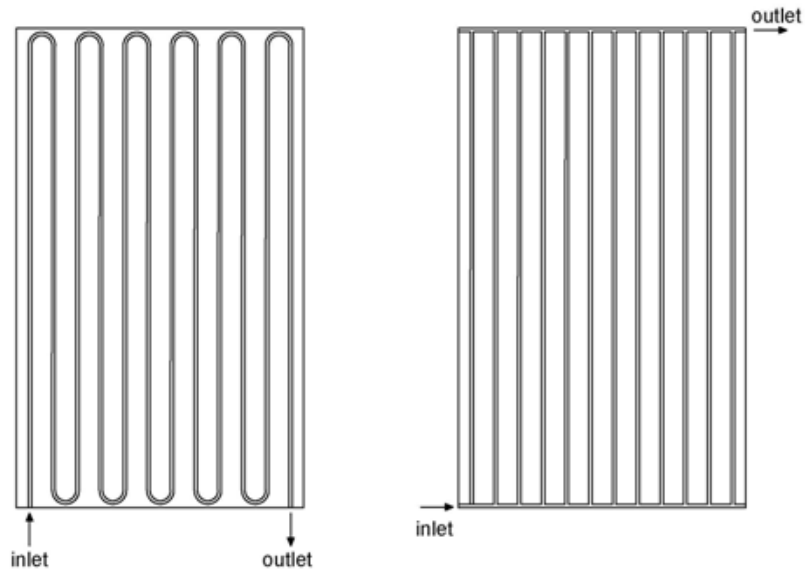


Figura 9.1 – Schema delle canalizzazioni degli assorbitori analizzati

Si noti che prevedendo di realizzare l'assorbitore del prodotto sperimentale con la tecnologia *roll bond*, la forma della sezione prevista dai canali è del tipo  $\sin^2$  (Fig. 9.2).

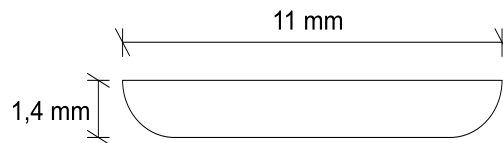


Fig.9.2 – sezione e dimensioni dei canali

In questa fase di analisi, non avendo ancora dei vincoli dimensionali per la progettazione del prototipo, e per meglio comprendere l'effetto del gradiente di temperatura nella connessione tra le celle, si è deciso di analizzare un modulo con le medesime caratteristiche dimensionali ed elettriche del collettore Solecho analizzato nel capitolo 6. A differenza di quest'ultimo però, il collettore oggetto della simulazione è dotato di un vetro di copertura dello spessore di 4 mm, in quanto la tipologia che si vuole studiare è proprio quella definita *covered* (Fig. 9.3). Il laminato fotovoltaico è costituito da 60 celle le cui caratteristiche sono riportate in tabella 9.1.

Tabella 9.1 – Caratteristiche delle celle in *mppt*

Potenza di picco (W)	4.092
IMPP (A)	0.528
VMPP (V)	7.75
Coefficiente di temperature sulla corrente (A/°C)	0.0027
Coefficiente di temperatura sulla tensione (V/°C)	-0.0019

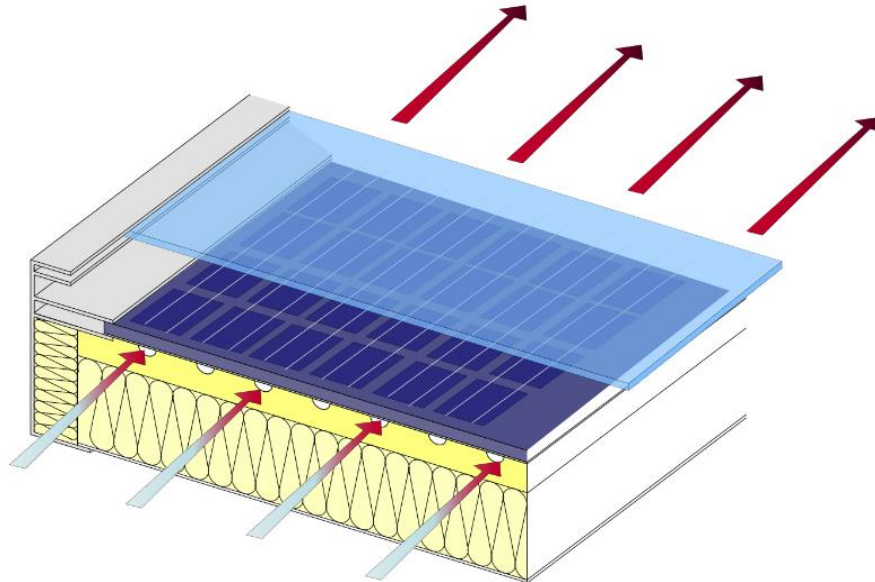
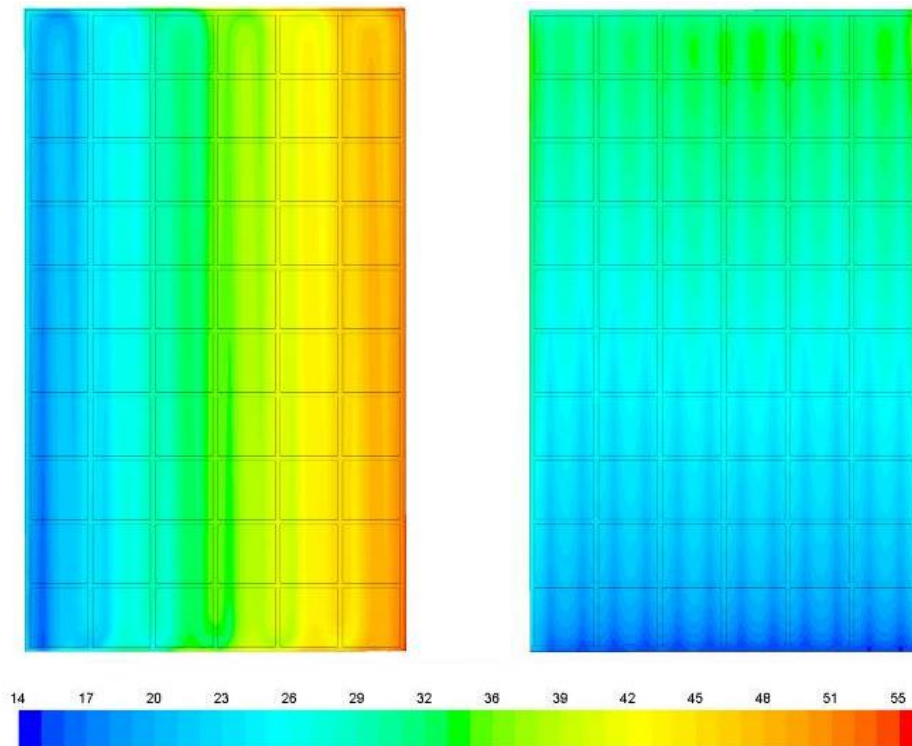


Fig. 9.3 – Schema assometrico del collettore vetrato ibrido analizzato

Il collettore PVT è quindi stato simulato con il software di fluidodinamica computazionale *FLUENT 14*, il quale tramite la risoluzione delle equazioni di Navier-Stokes e delle equazioni trasmissione del calore è in grado di restituire la distribuzione di temperatura sull'intero modulo fotovoltaico. Il collettore è stato simulato in condizioni stazionarie con portata d'acqua acqua differente per le due tipologie analizzate, tale da garantire le medesime perdite di carico in entrambi i collettori. La temperatura di mandata dell'acqua è fissata a 14 °C, valore di temperatura tipico dell'acquedotto. Le condizioni al contorno sono state definite secondo i parametri caratteristici della NOCT (*Nominal Operating Cells Temperature*) ovvero con irradianza pari a 800 W/m<sup>2</sup> temperatura ambientale di 20°C e velocità del vento pari a 1 m/s.

### 9.1.1. SIMULAZIONI E RISULTATI PARTE TERMICA

Le simulazioni condotte permettono di valutare la distribuzione di temperatura in ogni punto dell'assorbitore secondo le due diverse configurazioni studiate. I risultati ottenuti sono mostrati nella figura 9.4.



*Fig. 9.4 – Distribuzione di temperatura dell'assorbitore nella serpentina e nello schema ad arpa*

Il percorso effettuato dal fluido vettore nei due assorbitori, ne delinea due profili di temperatura completamente diversi: nel primo caso, il fluido in ingresso attraversa l'intero assorbitore definendo un gradiente di temperatura che aumenta da sinistra verso destra, nel secondo invece la portata in ingresso viene suddivisa tra i canali verticali, così da far aumentare la temperatura dal basso verso l'alto. Di conseguenza, ogni cella fotovoltaica collocata su una parte specifica dell'assorbitore avrà una temperatura diversa e, quindi, un diverso comportamento elettrico. Risulta quindi imprescindibile valutare quale sia la connessione delle celle tale da minimizzare le perdite di temperatura.

## 9.2. SIMULAZIONE E RISULTATI PARTE ELETTRICA

Per analizzare la diversa influenza che le due distribuzioni di temperatura mostrate in figura 9.4 hanno sull'efficienza di conversione fotovoltaica, si sono effettuate delle analisi elettriche ipotizzando diverse connessioni tra le celle, schematizzate in figura 9.5.

In particolare, gli schemi elettrici abbinati al numero di celle considerate nel modulo oggetto dello studio, che possono essere considerati compatibili con le pratiche di produzione standard di moduli fotovoltaici, sono descritti qui di seguito:

- due stringhe di 30 celle ciascuna connesse dal basso verso l'alto in serie (A);



- due stringhe di 30 celle ciascuna connesse dal basso verso l'alto in parallelo (B);
- due stringhe di 30 celle ciascuna connesse da sinistra verso destra in serie (C);
- due stringhe di 30 celle ciascuna connesse da sinistra verso destra in parallelo (D).

Ogni schema elettrico è stato associato alle distribuzioni di temperatura caratteristiche di entrambe le piastre assorbenti, così da valutare la temperatura di lavoro specifico di ciascuna delle 60 celle fotovoltaiche.

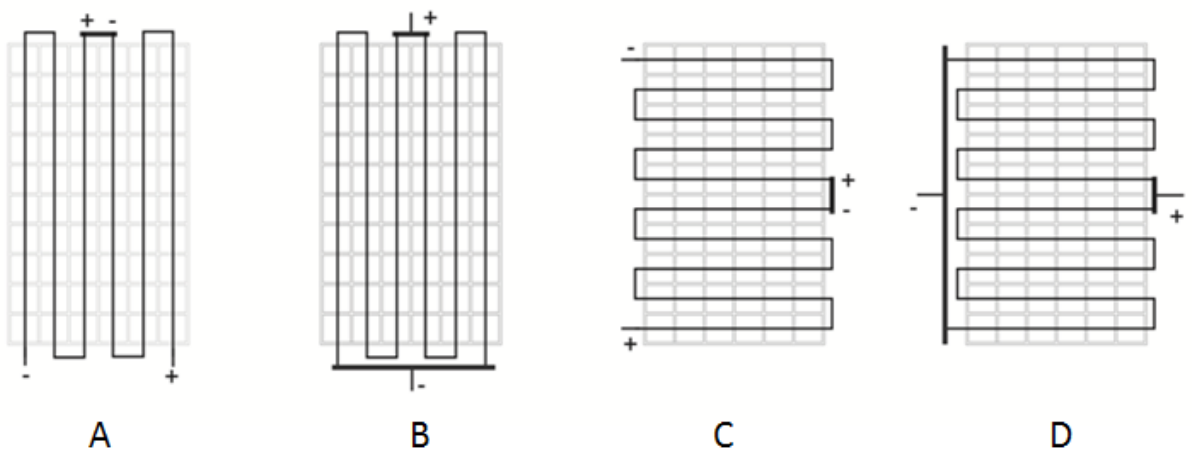


Fig.9.5 – Schema di configurazione elettrica delle celle

La principale differenza tra la connessione in serie e in parallelo consiste nel diverso valore di tensione e corrente raggiungibile e nelle relative perdite per temperatura. Nel primo caso infatti verranno sommate le tensioni delle celle, nel secondo invece si sommeranno le correnti.

In particolare il primo e il terzo schema che prevedono tutte le celle connesse in serie, fanno sì che la tensione totale del modulo raggiunga un valore circa doppio rispetto i moduli configurati secondo gli schemi B e D, che di contro hanno valori di corrente superiori.

Nella tabella 9.2 si riportano i valori di tensione, corrente e potenza del modulo PVT in condizioni MPP secondo le diverse ipotesi. Nella medesima tabella viene riportato anche il valore della potenza teorica massima calcolata come somma della potenza massima raggiungibile da ogni cella fotovoltaica nelle propria condizione termica.

Table 9.2 – Principali caratteristiche elettriche per tipologia di connessione e assorbitore ipotizzato

	A		B		C		D	
	Serpentina	Arpa	Serpentina	Arpa	Serpentina	Arpa	Serpentina	Arpa
$I_{mpp}$ (A)	7.72	7.72	15.50	15.45	7.72	7.72	15.46	15.48
$V_{mpp}$ (V)	30.67	31.65	14.84	15.82	30.67	31.65	15.33	15.5
$P_{max}$ (W)	238.39	245.27	238.39	245.27	238.39	245.27	238.39	245.27
$P_{real}$ (W)	236.88	244.40	230.03	244.40	236.88	244.40	236.86	239.84

I risultati dimostrano che la configurazione dell'assorbitore ad arpa, risulta più adatta per l'applicazione della tecnologia ibrida, essa, infatti, garantisce una migliore distribuzione di temperatura lungo l'assorbitore e bassi gradienti rispetto alla serpentina. Inoltre si noti che le configurazioni elettriche A, B e C associate all'assorbitore ad arpa, presentano gli stessi valori di potenza. In particolare il valore massimo di potenza raggiungibile è di 244,4 W<sub>p</sub>, con una riduzione di solo lo 0,35% rispetto la massima ottenibile, pari a 245,27 W. Ad ogni modo le configurazioni elettriche A e C sono da preferire alle altre poiché permettono di mantenere bassi valori di corrente, quindi sezione dei cavi inferiore.

### 9.3. SCELTA DELLA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

L'attuale mercato fotovoltaico offre innumerevoli alternative di prodotti e tecnologie in grado di soddisfare le più diverse necessità: da una perfetta integrazione architettonica al soddisfacimento dei fabbisogni energetici utilizzando piccole aree di captazione. E' quindi di fondamentale importanza individuare la tecnologia fotovoltaica più idonea al funzionamento del collettore ibrido. A tal proposito, nel presente paragrafo sono state riportate le analisi sperimentali riguardo la comparazione delle due principali tecnologie che ricoprono l'attuale scenario fotovoltaico, la tecnologia c-Si (silicio cristallino) e la tecnologia a-Si/ $\mu$ c-Si (celle a doppia giunzione, al silicio amorfo e microcristallino), le cui caratteristiche principali sono descritte nello stato dell'arte (capitolo 3). Le due tecnologie sono state analizzate sperimentalmente nel corso di un intero anno nelle medesime condizioni operative, mostrando dei comportamenti molto diversi tra loro. In particolare, come si evince dalla figura 9.6, mentre le performance dei moduli cristallini hanno un andamento stagionale pressappoco costante, il moduli tandem risentono del differente spettro luminoso che il modulo riceve nelle diverse stagioni e delle differenti temperature che esso può raggiungere durante il periodo estivo. Il primo fenomeno è dovuto ad una maggiore efficienza di conversione del silicio amorfo nello spettro del

blu, predominante nelle ore centrali della giornata e nella stagione estiva. Il calo di prestazione invernale è quindi dovuto a una caratteristica costruttiva della cella a doppia giunzione, la quale è realizzata collegando in serie due celle a giunzione singola, la prima a più elevata energia di soglia (a-si) viene investita direttamente dalla luce del sole. La seconda, viene raggiunta dalla porzione di radiazione non assorbita dalla prima cella. La corrente della prima cella, particolarmente sensibile alle lunghezze d'onda del blu, poco presenti nella stagione invernale, strozza quindi la corrente della cella sottostante, limitandone la potenza erogata dall'intero modulo. Di contro come già visto nel capitolo 3, le celle realizzate in silicio amorfo, aumentano le loro prestazioni se sottoposte ad alte temperature. L'effetto combinato dell'alta temperatura e della componente blu nella radiazione, tipiche della stagione estiva, rende il modulo amorfo più competitivo nelle parti centrali dell'anno.

Da queste considerazioni è possibile dedurre che, la tecnologia ibrida che presenta un vetro di copertura, contribuisce ad innalzare la temperatura operative della sezione fotovoltaica. Questa scelta tipologica, che per alcune tecnologie fotovoltaiche costituirebbe un ingente perdita di efficienza elettrica, può essere sfruttata in senso positivo tramite l'impiego del laminato fotovoltaico con celle al silicio amorfo, caratterizzate da bassi coefficienti di temperatura e un recupero delle prestazioni se sottoposto ad alte temperature, fenomeno noto come *thermal annealing*.

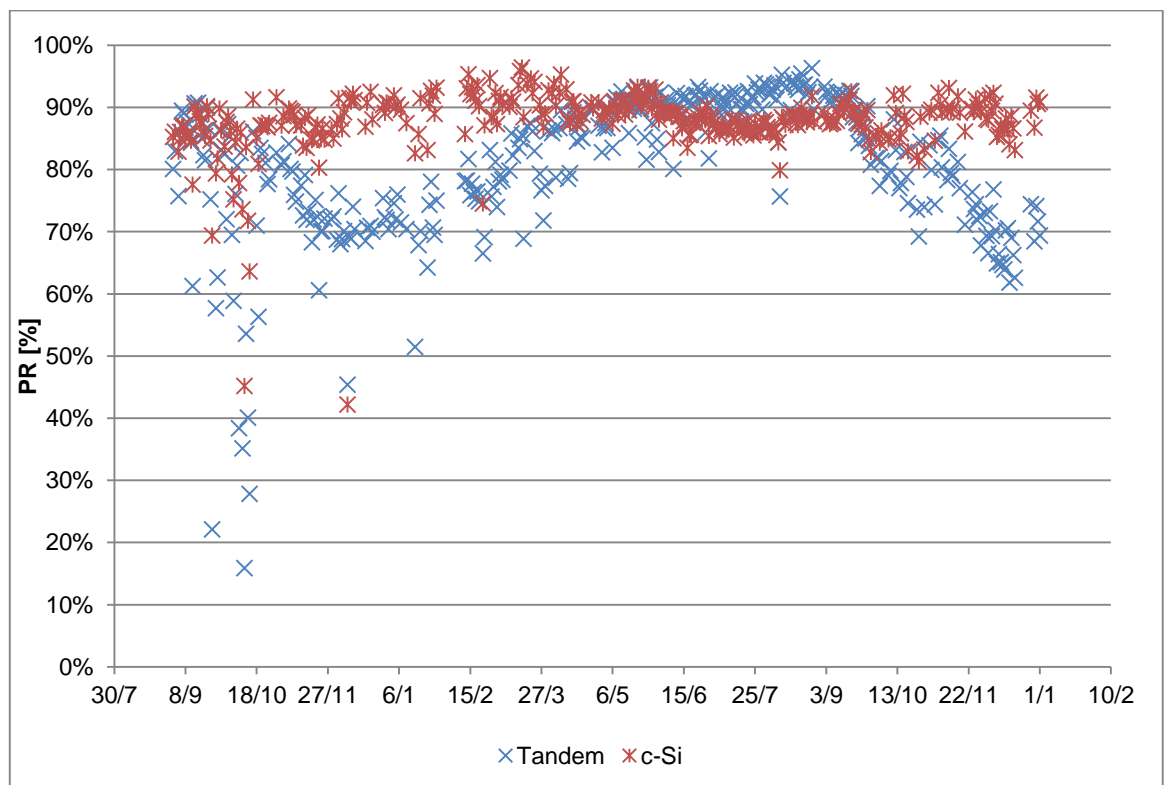


Fig.9.5 – Schema di configurazione elettrica delle celle

## 9.4. DESCRIZIONE DEL COMPONENTE IBRIDO

Il componente proposto in questa ricerca è quindi stato pensato in modo da rispondere alle specifiche elencate sino a questo punto e sarà composto, procedendo dal lato esposto al sole verso il basso, nel seguente modo:

- vetro di copertura a basso contenuto di ferro;
- intercapedine d'aria;
- celle fotovoltaiche a-Si/ $\mu$ c-Si;
- piastra assorbente *roll bond* con configurazione ad arpa;
- isolamento termico.

Per ottenere le massime prestazioni energetiche dall'intero sistema ibrido, le celle, la piastra e il vetro che forma l'intercapedine, andrebbero laminati in un unico componente. La suddetta laminazione garantirebbe diversi vantaggi come la bassa resistenza termica tra celle e assorbitore e limitate perdite ottiche.

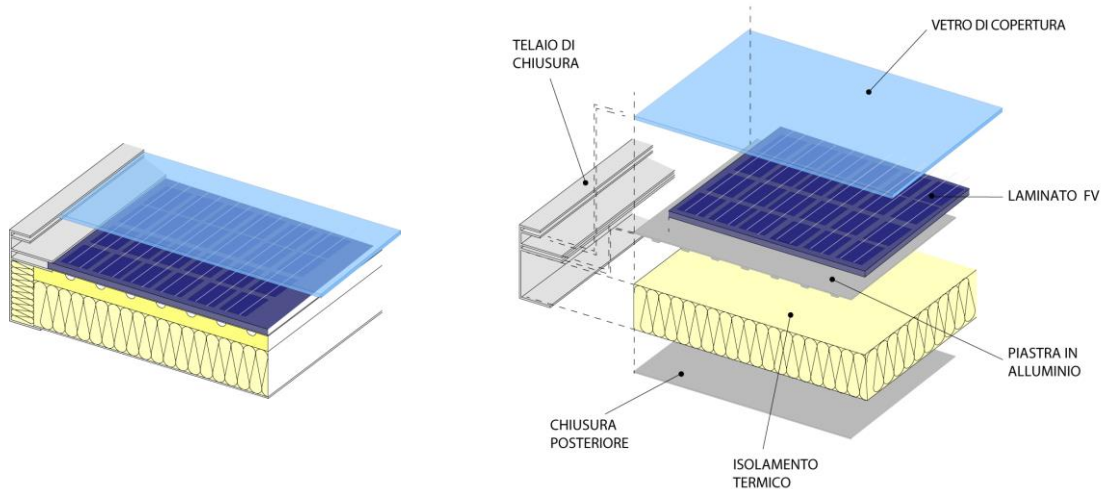


Fig.9.6 – Spaccato assonometrico del collettore PVT prototipale

## 10. PROGETTO COSTRUTTIVO E REALIZZAZIONE DEL PROTOTIPO

Sulla base del progetto preliminare del collettore ibrido, si è proceduto alla progettazione esecutiva di un prototipo atto ad essere impiegato in una campagna sperimentale al fine di testarne le reali prestazioni in condizioni operative. Tuttavia in questa fase si sono apportate consistenti modifiche concettuali legate alla difficoltà realizzativa e ai costi superiori che comporterebbe la laminazione di celle fotovoltaiche e dell'assorbitore in un vetro camera. Per tale ragione durante la realizzazione del prototipo, la soluzione proposta nel capitolo precedente, che prevedeva l'utilizzo di celle applicate direttamente all'assorbitore, è stata sostituita con l'adozione di un laminato fotovoltaico con celle a-Si opportunamente modificato. Questa differenza dovrà essere tenuta in considerazione durante l'analisi dei risultati, i quali evidenzieranno performance inferiori rispetto ai risultati teorici previsti dal prototipo ideato inizialmente, causate da maggiori perdite ottiche. L'analisi dettagliata delle perdite dovute alla presenza del doppio vetro sarà trattata nel paragrafo 3 del capitolo 12.

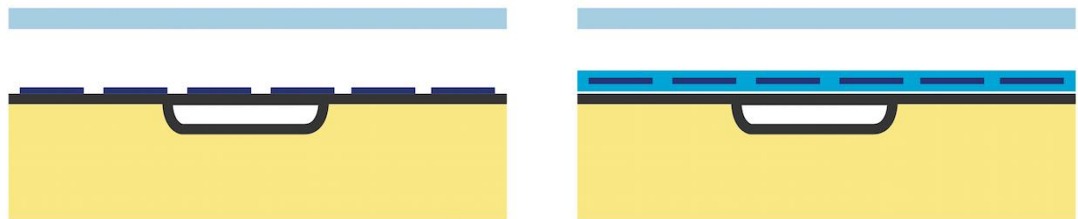


Figura 10.1 – Schema di collettore ibrido con celle laminate sull'assorbitore e collettore ibrido con laminato fotovoltaico

Procedendo dal lato esposto al sole verso il basso, il modulo sarà così composto:

- vetro di copertura a basso contenuto di ferro, 4 mm;
- intercapedine d'aria, 20 mm;
- sandwich fotovoltaico, 6 mm;
- piastra assorbente in lamiera di alluminio, 1mm;
- isolante termico, 50 mm.

Tutti gli elementi sono chiusi e tenuti insieme da un profilato sagomato in alluminio che ne garantisce la tenuta all'acqua. Nei paragrafi seguenti sono descritti nel dettaglio i vari componenti che costituiscono il modulo ibrido.

## 10.1. COMPONENTE FOTOVOLTAICO

Come visto in precedenza, la tecnologia fotovoltaica, che lascia presagire ottimi risultati se abbinata ai collettori ibridi è quella amorfa. Per la realizzazione del prototipo sperimentale è quindi stato adottato un componente fotovoltaico amorfo fornito dall'azienda PRAMAC, le cui caratteristiche dimensionali sono riportate in tabella 10.1. In particolare il modulo oggetto della sperimentazione è realizzato con la tecnologia a doppia giunzione: la tecnologia combina tra due vetri uno strato superiore in silicio amorfo ed uno inferiore in silicio microcristallino. La prima riesce ad assorbire e convertire gran parte dell'energia proveniente dalla parte visibile dello spettro solare, la seconda invece sfrutta la radiazione nel vicino infrarosso.

*Tabella 10.1 - Caratteristiche geometriche del modulo fotovoltaico.*

Caratteristiche meccaniche		U.d.M
Altezza	1300	mm
Larghezza	1100	mm
Spessore	6,7±0,3	mm
Lunghezza parte attiva	1274	mm
Larghezza parte attiva	1074	mm
Peso	24	kg
Superficie	1,43	m <sup>2</sup>
Film di laminazione	polivinilbutirrale	-
Spessore vetro anteriore	3,2	mm
Spessore vetro posteriore	3,2	mm

Il modulo è caratterizzato da una potenza di picco di 125 W<sub>p</sub> e un basso coefficiente di temperatura (0,25 %/°C) se confrontato con le altre tecnologie fotovoltaiche. Di seguito si riportano i principali parametri elettrici del modulo fotovoltaico adottato.

*Tabella 10.2 - Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico.*

Caratteristiche tecniche modulo fotovoltaico		U.d.M
Potenza (P <sub>mpp</sub> )	125	W <sub>p</sub>
Voltaggio in condizioni di massima potenza (V <sub>mpp</sub> )	56.6	V
Corrente in condizioni di massima potenza (I <sub>mpp</sub> )	2.21	A
Voltaggio a circuito aperto (V <sub>oc</sub> )	74.1	V
Corrente di corto circuito (I <sub>sc</sub> )	2.71	A
Efficienza (η)	8.6%	%
Coefficiente di temperatura sulla potenza	- 0.25	%/°C
Coefficiente di temperatura sulla tensione (V <sub>oc</sub> )	- 0.39	%/°C
Coefficiente di temperatura sulla corrente (I <sub>sc</sub> )	+ 0.06	%/°C
Coefficiente di temperatura sulla tensione (V <sub>mpp</sub> )	- 0.41	%/°C
Coefficiente di temperatura sulla corrente (I <sub>mpp</sub> )	+ 0.06	%/°C

I moduli commerciali proposti dalla ditta produttrice prevedono la scatola di giunzione incollata sul retro del pannello, la quale, in fase di progetto, è stata svincolata dal laminato fotovoltaico (Fig. 10.2) così da garantire la totale adesione con l'assorbitore ed evitare surriscaldamenti localizzati che ne comprometterebbero le prestazioni elettriche.



*Figura 10.2 – Viste posteriori del modulo fotovoltaico con la scatola di giunzione disancorata*

#### **10.1.1. CARATTERIZZAZIONE COMPONENTE FOTOVOLTAICO**

Nel presente paragrafo verranno analizzate le prestazioni del componente fotovoltaico che farà parte del sistema ibrido e di un medesimo laminato fotovoltaico, il quale costituirà il metro di confronto rispetto al prototipo PVT (Fig. 10.3).

Come noto, la tecnologia al silicio amorfo presenta una notevole degradazione in seguito alla prolungata esposizione alla radiazione solare. Tale fenomeno, detto effetto Staebler-Wronski, diminuisce l'efficienza di conversione con il passare del tempo, riducendosi sensibilmente durante i primi mesi di esposizione e stabilizzandosi successivamente. In particolare il processo di stabilizzazione dei due moduli, esposti in ambiente esterno il 22 maggio, ha avuto una durata circa 50 giorni.



*Figura 10.3 – moduli fotovoltaici installati nella test facility*

L'analisi dei dati acquisiti durante il periodo di stabilizzazione ha evidenziato, in prima analisi, che i due laminati fotovoltaici esaminati hanno i medesimi valori di potenza erogata durante il giorno e quindi le stesse performance. Questa considerazione, seppur di facile riscontro, risulta fondamentale per le future comparazioni tra tecnologia fotovoltaica e tecnologia ibrida. La seconda considerazione, deriva invece dall'elaborazione dei risultati e dal calcolo del PR medio giornaliero (calcolato sull'energia) durante il periodo di monitoraggio. Tramite l'analisi dei PR giornalieri è, infatti, possibile individuare il momento in cui i due moduli non degradano più e raggiungono così le condizioni stabilizzate.



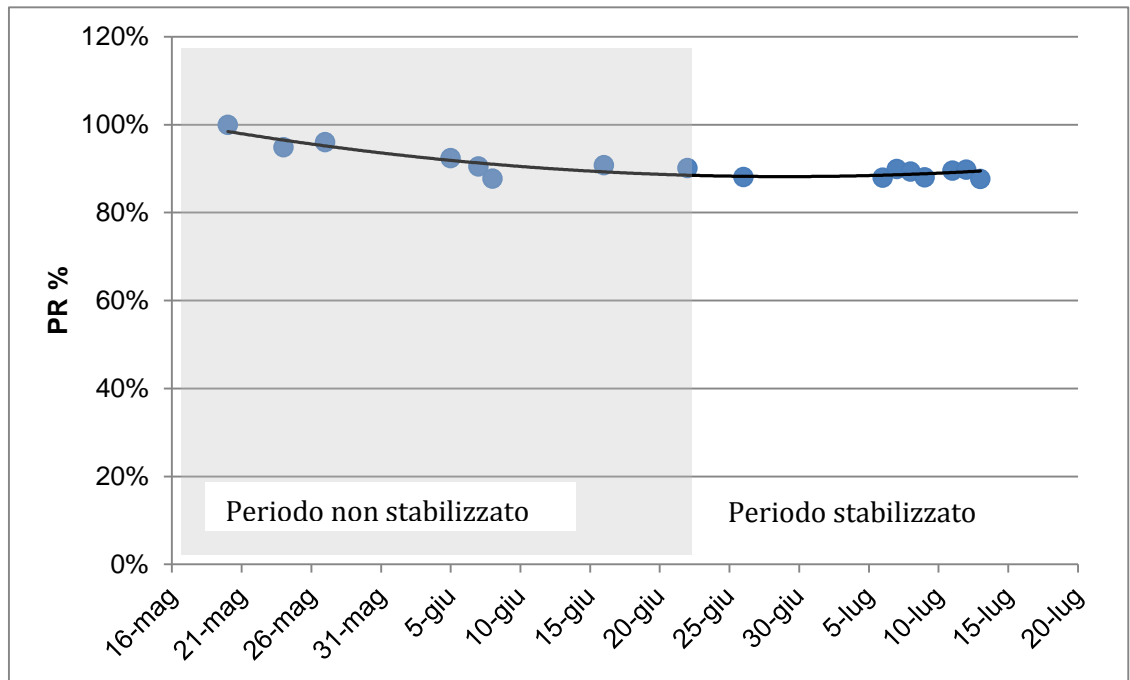


Figura 10.4 – Andamento dei PR giornalieri

La linea di tendenza della figura 10.4, delinea l'andamento della perdita di potenza dei moduli fotovoltaici PRAMAC nel periodo a partire dal 22 maggio sino al 20 giugno, e la successiva stabilizzazione del PR ad un valore di circa 90%.

## 10.2. PIASTRA ASSORBENTE

Il progetto costruttivo dell'assorbitore termico è stato pensato a partire dall'analisi dello stato dell'arte, la quale individua nella tecnologia *roll bond* il comportamento più idoneo per lo sviluppo di collettori PVT di nuova generazione. Tale processo di realizzazione permette infatti di adattare le canalizzazioni dell'assorbitore alle caratteristiche del componente fotovoltaico sovrastante, e nel caso specifico di tenere in considerazione le seguenti specifiche:

- caratteristiche geometriche del laminato;
- presenza dei cavi elettrici di connessione alla scatola di giunzione;
- configurazione elettrica delle celle.

Tuttavia la tecnologia *roll bond* possiede anch'essa dei vincoli dimensionali: il processo infatti non permette la realizzazione di piastre più larghe di 1050 mm. Tale limite ha imposto, per coprire l'intera superficie del laminato fotovoltaico (1300 x 1100 mm), l'utilizzo e la realizzazione di due piastre canalizzate unite in fase di montaggio. Ognuna di esse è predisposta con un canale di mandata e uno di ripresa, i quali

saranno raccordati tramite un flessibile durante la fase di connessione del sistema al serbatoio di accumulo.

Questa soluzione, resa necessaria a causa delle limitazioni tecnologiche, ha il vantaggio di permettere una migliore distribuzione del fluido termovettore su ogni canale, ma lo svantaggio di avere delle perdite di carico maggiori. La distribuzione del fluido è stata ulteriormente migliorata grazie alla configurazione iniziale e terminale della piastra: i canali prima di congiungersi ai collettori di mandata e ripresa, convogliano in una zona di transizione detta a isola (fig. 10.5) in cui la portata viene smorzata e ridistribuita.

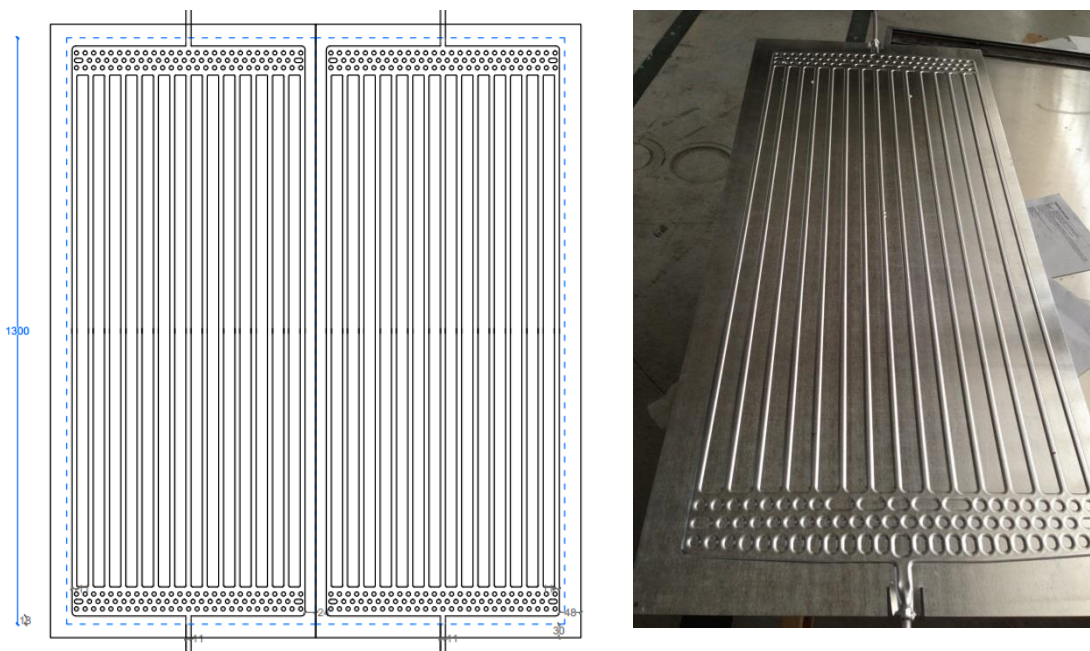


Figura 10.5 – Schema e vista delle canalizzazioni dell'assorbitore.

Come mostrato in tabella 10.3, le due piastre canalizzate che formano l'assorbitore del collettore ibrido, una volta accostate hanno dimensione maggiore rispetto al laminato fotovoltaico. Tale accorgimento evita possibili parziali ombreggiamenti del telaio di chiusura sulla parte attiva del modulo fotovoltaico, i quali limiterebbero le prestazioni del collettore. In particolare mantenendo la distanza di 27 mm tra modulo fotovoltaico e profilato di alluminio che regge il vetro di copertura, è possibile garantire un angolo di ostruzione di  $27^\circ$ , così da non ombreggiare la parte attiva del modulo FV.

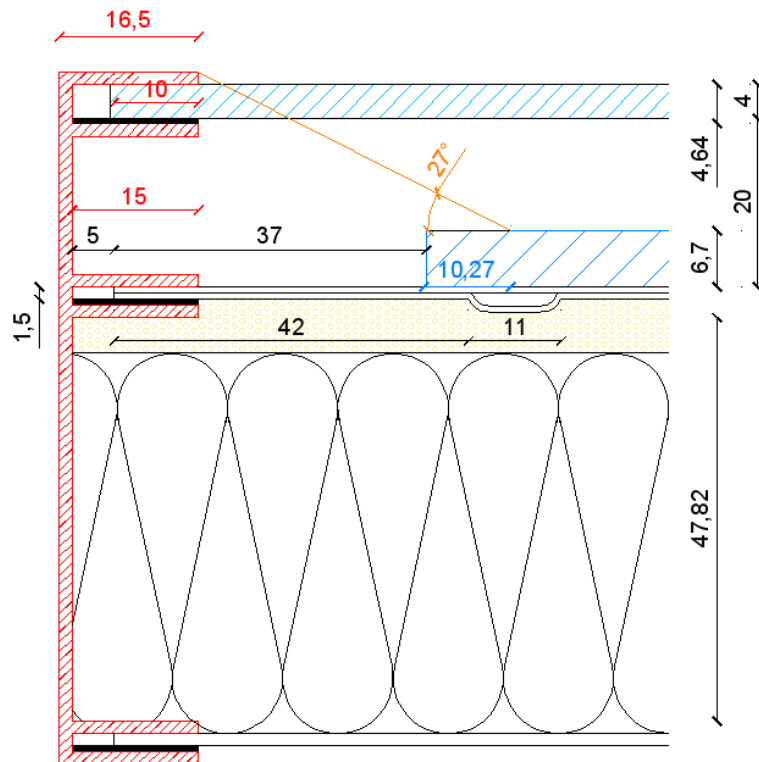


Figura 10.6 – Sezione del progetto del prototipo.

Le piastre, realizzate in alluminio, spesse 1 mm, sono configurate secondo lo schema a canali paralleli larghi 11 mm e distanti 20 mm. Valori inferiori a quelli indicati, nonostante aumenterebbero la trasmissione del calore tra fluido termovettore e assorbitore, non garantirebbero l'indefornabilità della piastra.



Figura 10.7 – Sezione canale ( $\sin^2$ ).

Di seguito si riportano le caratteristiche dell'assorbitore adottato per la sperimentazione.

Tabella 10.3 - Caratteristiche della piastra.

Caratteristiche tecniche assorbitore		U.d.M
Tecnologia di realizzazione	roll-bond	
Materiale	alluminio	

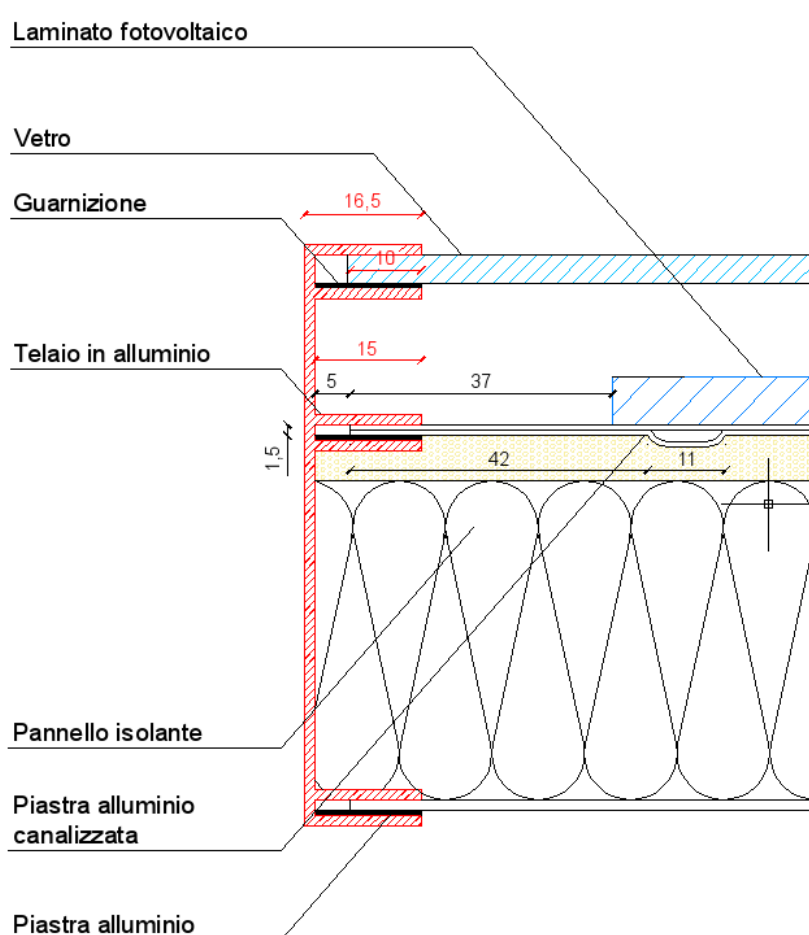
Spessore piastra	1	mm
Dimensioni	1374 x 1174	mm
Numero canali	30	
Dimensione canalizzazione	11	mm
Interdistanza tra le tubazioni	20	mm

### 10.3. COMPONENTI COMPLEMENTARI

Il vetro di copertura, come spiegato precedentemente, aumenta le prestazioni termiche del componente a discapito però di una minore quantità di energia solare incidente sulla parte fotovoltaica. Esso è realizzato con un vetro spesso 4 mm a basso contenuto di ferro, così da mantenere alto valore di trasmissione della radiazione nelle lunghezze d'onda del visibile.

L'intercapedine d'aria che si forma tra vetro e laminato FV è dello spessore di 2 cm, dimensione tale da limitare gli effetti convettivi.

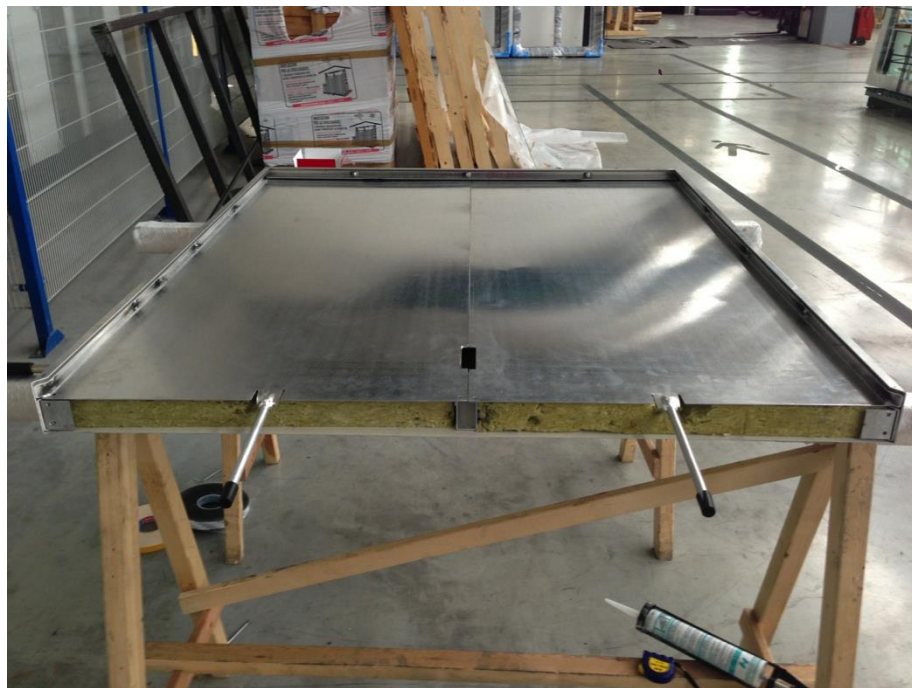
In ultimo, l'isolamento termico adottato per minimizzare le dispersioni verso il retro del componente ibrido, è realizzato con pannelli in lana di roccia, dello spessore di 5 cm. Questo materiale oltre a garantire un ottimo isolamento, è resistente alle alte temperature che potrebbero raggiungersi durante il periodo estivo.



*Figura 10.8 – Sezione trasversale del telaio di chiusura.*

#### **10.4. REALIZZAZIONE E INSTALLAZIONE DEL PROTOTIPO**

Tutti gli elementi sopra descritti sono racchiusi e tenuti insieme da un telaio in alluminio progettato appositamente per prevedere l'alloggio del vetro, dell'assorbitore e dell'isolante. In figura 10.9 è mostrata la fase di assemblaggio del telaio, dell'assorbitore e dell'isolante.



*Figura 10.9 – Vista del telaio e dell'assorbitore in fase di montaggio*

Tutti i componenti citati sono collegati tra loro tramite connessioni meccaniche ad eccezione del laminato fotovoltaico, il quale è sorretto, nella parte inferiore, dal telaio in alluminio di chiusura che prevede un alloggio apposito (Fig.10.10) e nei lati rimanenti è fissato con il silicone ad alte prestazioni (Fig. 10.11).

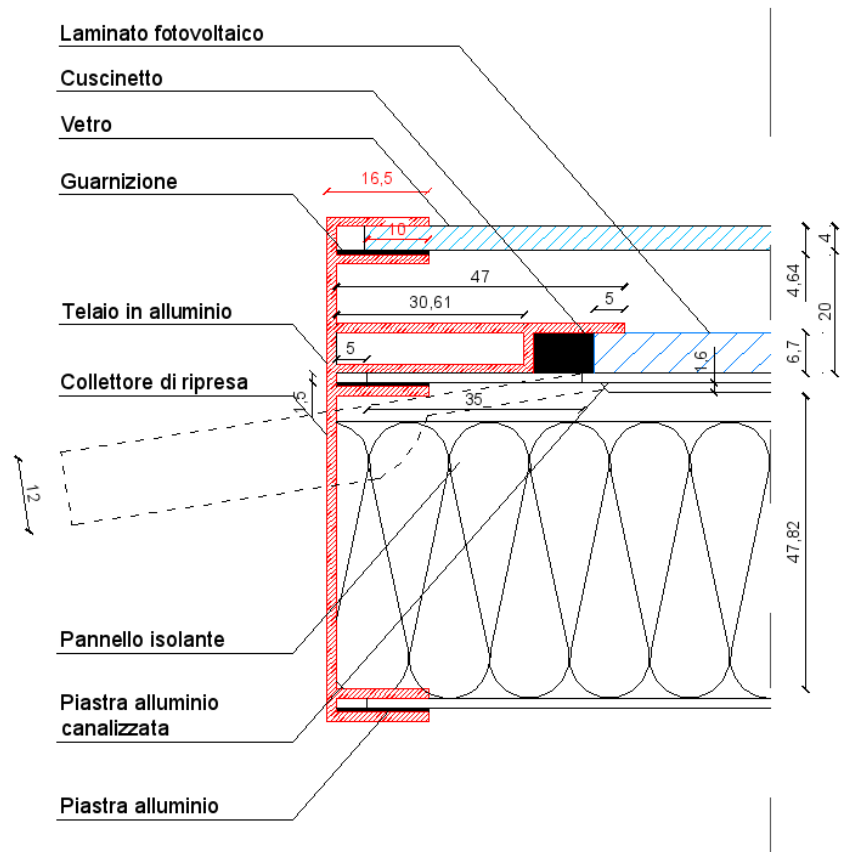


Figura 10.10 – Sezione Longitudinale del telaio di chiusura.

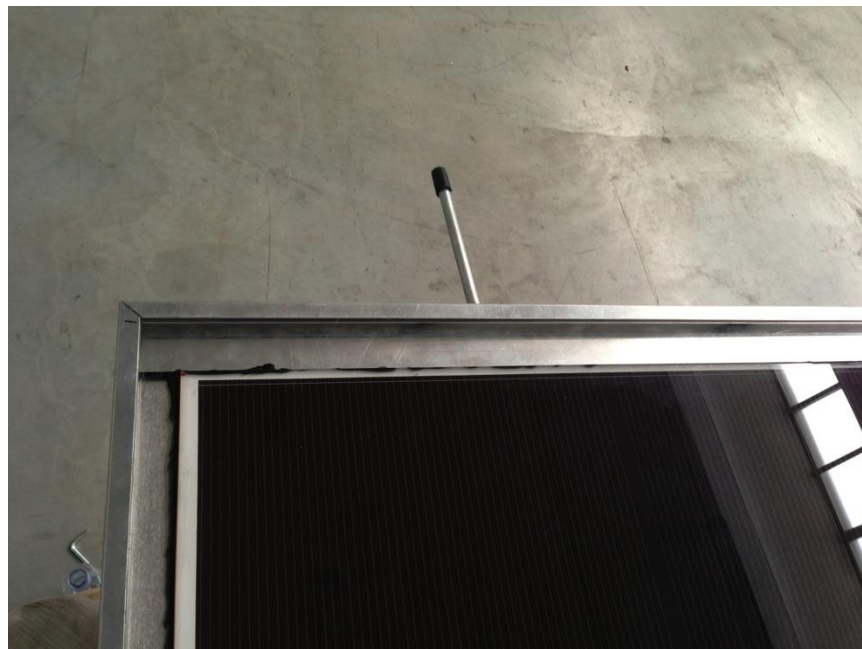


Figura 10.11 – Particolare della parte inferiore del telaio e del silicone posto sui bordi del laminato

Conclusa la fase di montaggio del prototipo, che appare nella sua versione definitiva come in figura 10.12, si è proceduto all'installazione dello stesso nella test facility e al suo monitoraggio con la strumentazione già illustrata nel capitolo 5.

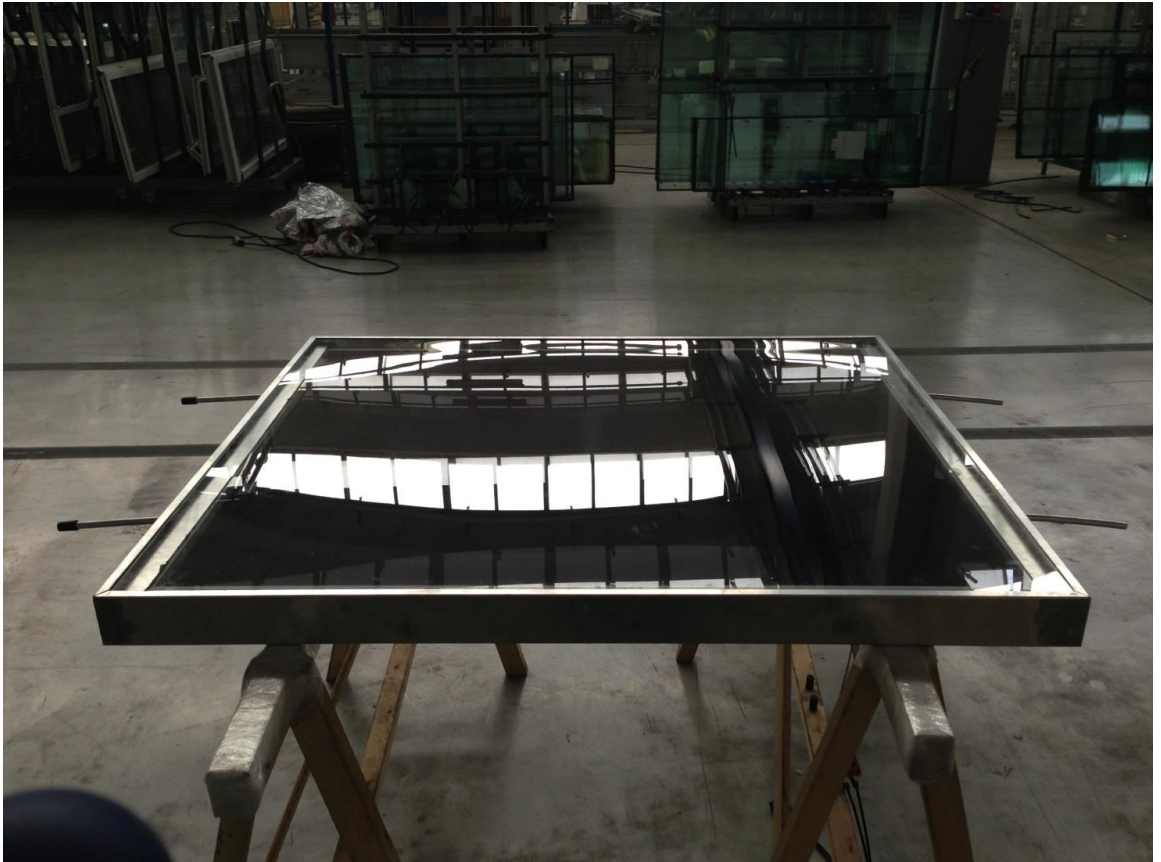


Figura 10.12 – Prototipo ibrido

Come nel caso del collettore commerciale, il prototipo è stato connesso a un serbatoio di 200 l e a una pompa con le medesime caratteristiche di quella usata per il collettore *uncovered* (Fig.10.13). A tal proposito è doveroso evidenziare che, nonostante la potenza assorbita dalla pompa, sia la medesima per entrambi i collettori ibridi, la portata di circolazione che scorre nel prototipo è superiore di quella che passa nel modulo commerciale, rispettivamente 0,066kg/s e 0,055kg/s. La differenza è riconducibile ad una minore caduta di pressione nei canali dell'assorbitore del collettore prototipale, i quali permettono quindi di far fluire una maggior quantità di fluido a parità di energia assorbita.

A tal proposito, in analogia con quanto fatto nel capitolo 6 (eq. 6.2), è stato stimato che la potenza minima richiesta dalla pompa per garantire la portata di 0,066 kg/s è di 9 W, equivalente a circa un terzo della potenza necessaria nel collettore commerciale.



*Figura 10.13 – Collettori installati*



## 11. CARATTERIZZAZIONE DEL COLLETTORE IBRIDO SPERIMENTALE

Obiettivo della sperimentazione è la valutazione dell'efficienza elettrica e termica del collettore ibrido prototipale, al fine di poterne determinare e prevedere il comportamento in vari contesti di utilizzo. Di seguito vengono descritti i principali risultati della campagna di misurazione, sulla base della quale è stato possibile qualificare, dal punto di vista della produttività energetica, il componente progettato. Le misurazioni sono state condotte in modo da essere conformi a quanto effettuato per la caratterizzazione del modulo commerciale.

I risultati ottenuti, in termini di prestazione e di produzione di energia, saranno confrontati, nei paragrafi successivi, con le misurazioni effettuate in contemporanea sul modulo fotovoltaico base, realizzato con la medesima tecnologia fotovoltaica del collettore oggetto dello studio, e sul collettore ibrido commerciale.

### 11.1. METODOLOGIA

In analogia con quanto effettuato nel capitolo 6, la codifica delle prestazioni del collettore ibrido prototipale, effettuata nei giorni riportati in tabella 11.1, è suddivisa in 2 parti secondo le procedure riportate nel capitolo 5:

- Caratterizzazione termica
- Caratterizzazione elettrica

*Tabella 11.1 – Giorni campione*

Data	Condizioni Meteo
11/10/2013	Sereno
06/12/2013	Sereno
17/12/2013	Sereno

### 11.2. CARATTERIZZAZIONE TERMICA

La campagna di misurazione iniziata l'1 agosto 2013 e chiusasi temporaneamente il 24 dicembre 2013 a causa del pericolo di congelamento del fluido termovettore, ha permesso di identificare e tracciare la curva di efficienza secondo la procedura descritta nella norma EN 12975-2.

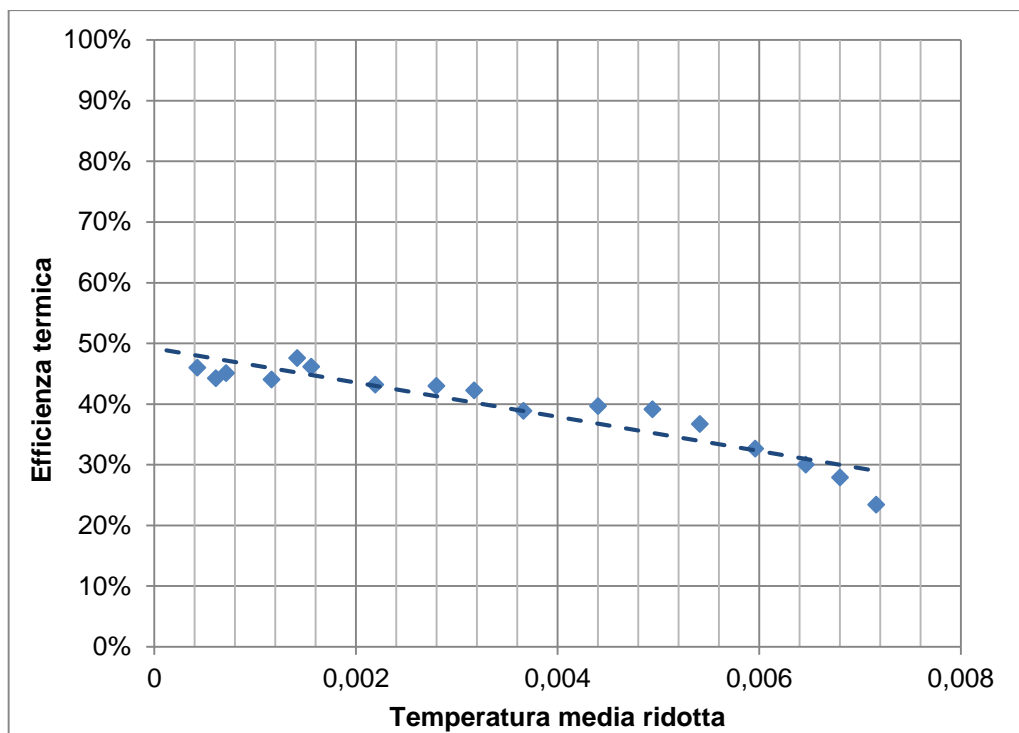


Figura 11.1 – Curva di efficienza termica

Dall'analisi della curva di efficienza (Fig. 11.1) è possibile notare come il parametro  $F_{RUL}$ , che esprime la pendenza della retta sul piano, sia molto basso, specialmente se confrontato con quello del modulo commerciale. La riduzione della pendenza della curva di efficienza, causata da un maggiore isolamento, sia posteriore con l'aggiunta dell'isolante, sia anteriore con l'aggiunta del vetro, determina una produzione maggiore di energia termica anche in presenza di temperature ambientali basse. Dall'analisi effettuata, si nota invece che l'efficienza termica massima raggiungibile dal collettore, con funzionamento PVT, è circa uguale alla massima efficienza termica raggiungibile dal collettore commerciale analizzato in precedenza.

Tabella 11.2 – Caratteristiche curve di efficienza

$F_R(\tau\alpha)$	0.49
$F_{RUL}$	28.06

Tuttavia, le curve di efficienza dei due collettori ibridi non sono direttamente paragonabili, poiché la potenza di picco dei laminati fotovoltaici installati nei due collettori e la relativa energia elettrica prodotta non è la medesima. Il bilancio energetico, infatti, impone che la quantità di energia incidente il collettore, convertita in energia elettrica, non possa essere convertita in energia termica.

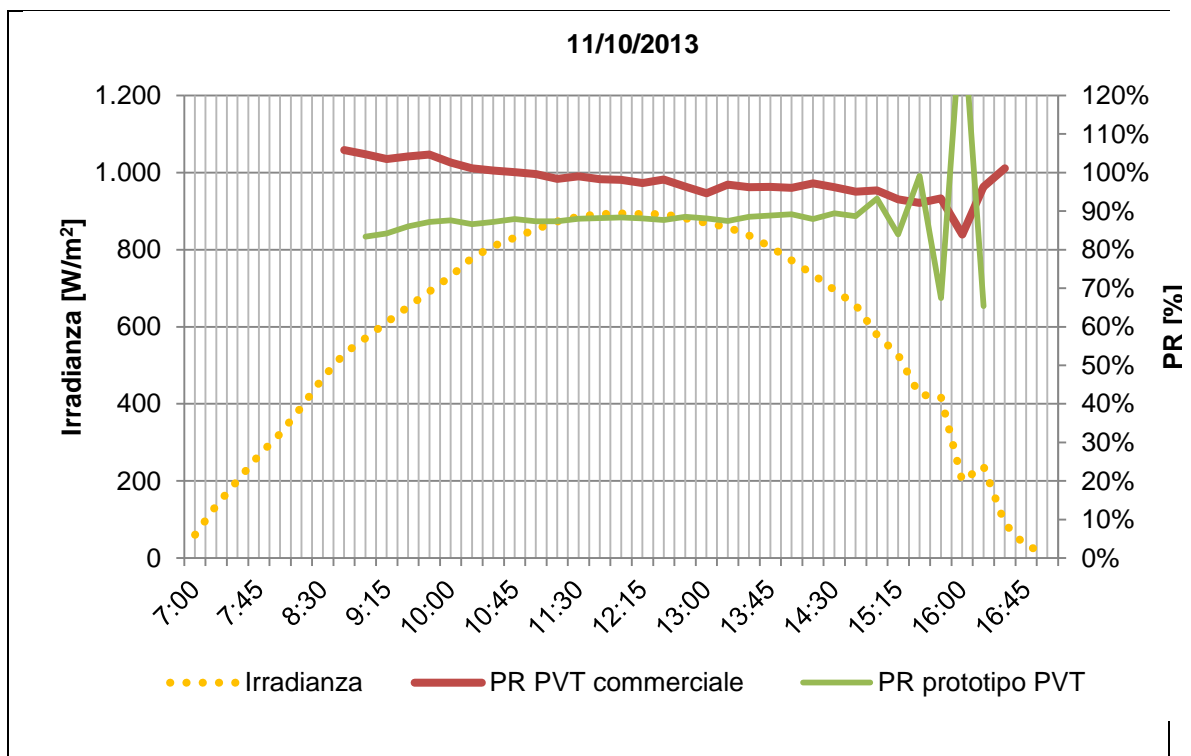
### 11.3. CARATTERIZZAZIONE ELETTRICA

Contestualmente al monitoraggio dei dati relativi alla parte termica, si è proceduto con la rilevazione e l'analisi delle prestazioni elettriche. Il prototipo è quindi stato caratterizzato nei giorni e nelle condizioni elencate nella tabella 11.3 e messo a confronto con un modulo fotovoltaico standard, già introdotto nel capitolo 10, con le medesime caratteristiche e con il collettore ibrido commerciale.

Tabella 11.3 – Giorni campione

Data	Meteo	Comparazioni
11/10/2013	Sereno	PVT <sub>prototipo</sub> -PVT <sub>commerciale</sub>
06/12/2013	Sereno	PVT <sub>prototipo</sub> -PVT <sub>commerciale</sub>
17/12/2013	Sereno	PVT <sub>prototipo</sub> -PVT <sub>commerciale</sub> -PV

Per una maggiore comprensione delle prestazioni elettriche dei moduli ibridi, ogni giorno campione è mostrato in di due grafici che riportano nell'asse principale l'irradianza o la temperature e nell'asse secondario il PR. Si noti, inoltre che, il dato relativo al PR dei collettori nelle prime e nelle ultime ore della giornata, talvolta è omesso in quanto non rappresentativo delle reali condizioni operative dei moduli. E', infatti, possibile che il solarimetro, sia stato parzialmente ombreggiato da ostacoli esterni, causando così un rapido aumento del PR, non corrispondente al reale funzionamento della parte fotovoltaica.



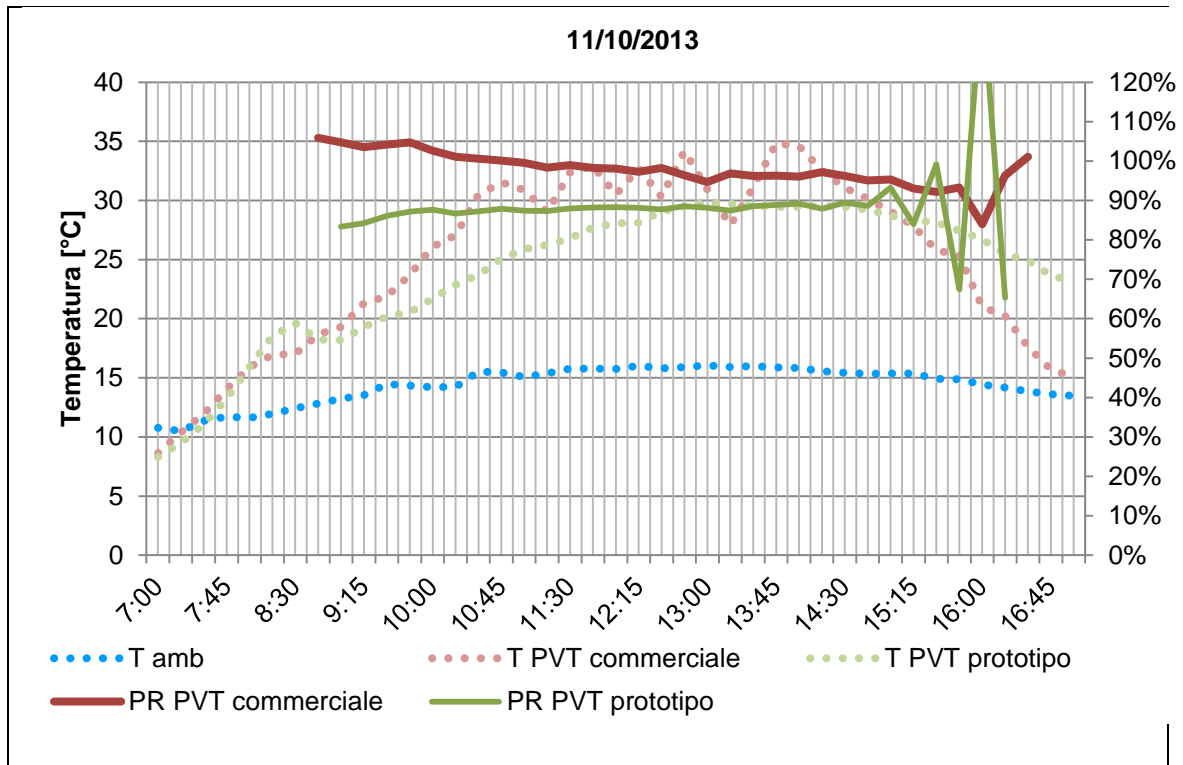


Figure 11.2 – Confronto del PR collettore ibrido prototipale e collettore PVT commerciale in rapporto all'irradianza e alla temperatura

Come visibile in figura 11.2 il prodotto commerciale, ha un PR superiore di circa il 10% rispetto al collettore prototipale. Tale scostamento è in parte riconducibile alla temperatura superiore raggiunta dal laminato fotovoltaico associato al prototipo, il quale, essendo maggiormente isolato, disperde meno. In secondo luogo, la presenza del vetro proprio del laminato fotovoltaico e del vetro di copertura del prototipo, causano delle perdite per riflessione superiori rispetto al modello commerciale. In ultimo, come già visto nella sezione 10.1, il laminato fotovoltaico realizzato con celle al film sottile, perde parte della sua efficienza iniziale durante i primi mesi di esposizione.

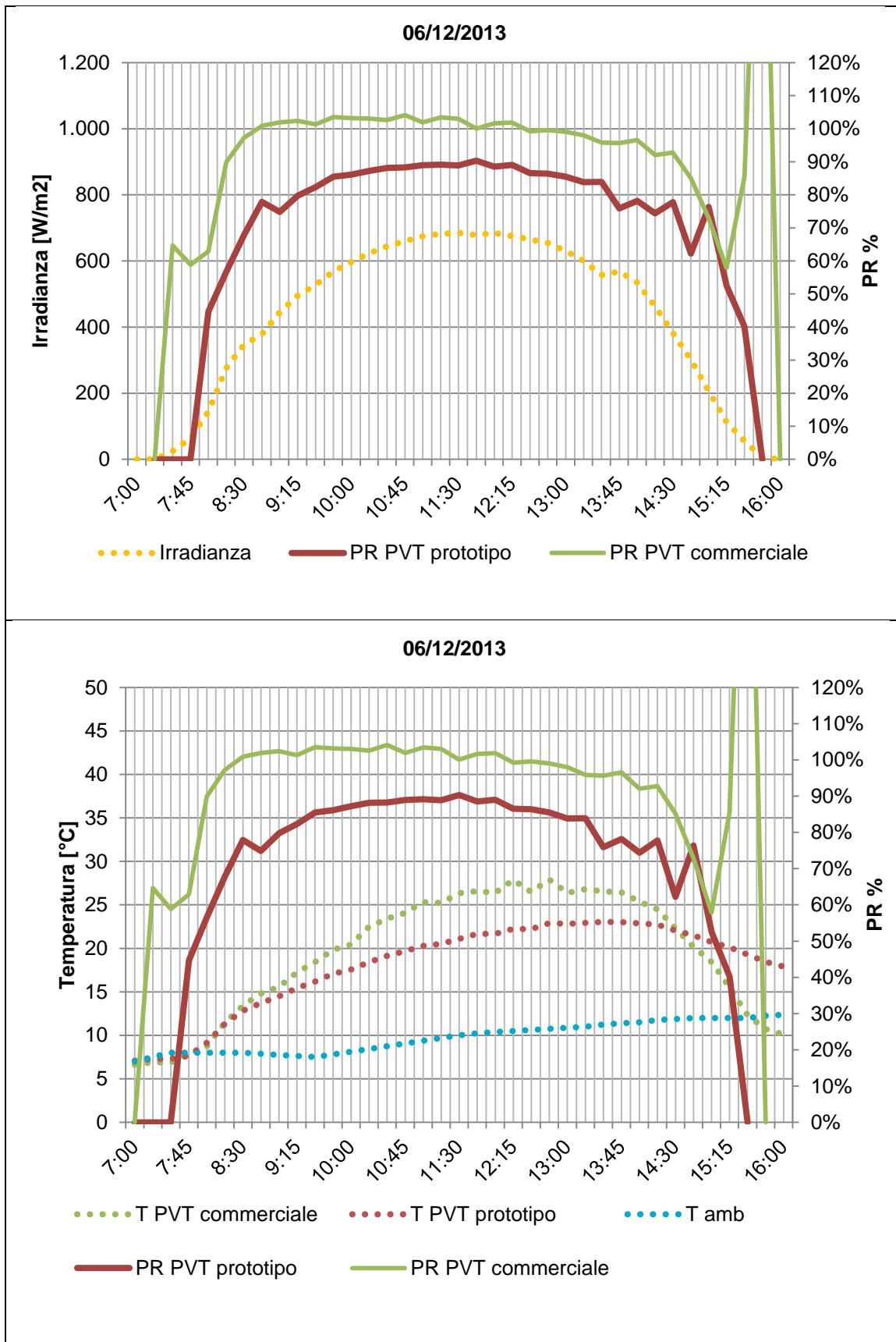


Figura 11.3 – Comparazione dei PR tra il prototipo, il modulo ibrido commerciale.

I dati rappresentati in figura 11.3 mostrano il comportamento dei due collettori ibridi in un giorno sereno caratterizzato da temperature basse. Anche in questo caso il collettore commerciale non vetrato ha un coefficiente di prestazione superiore.

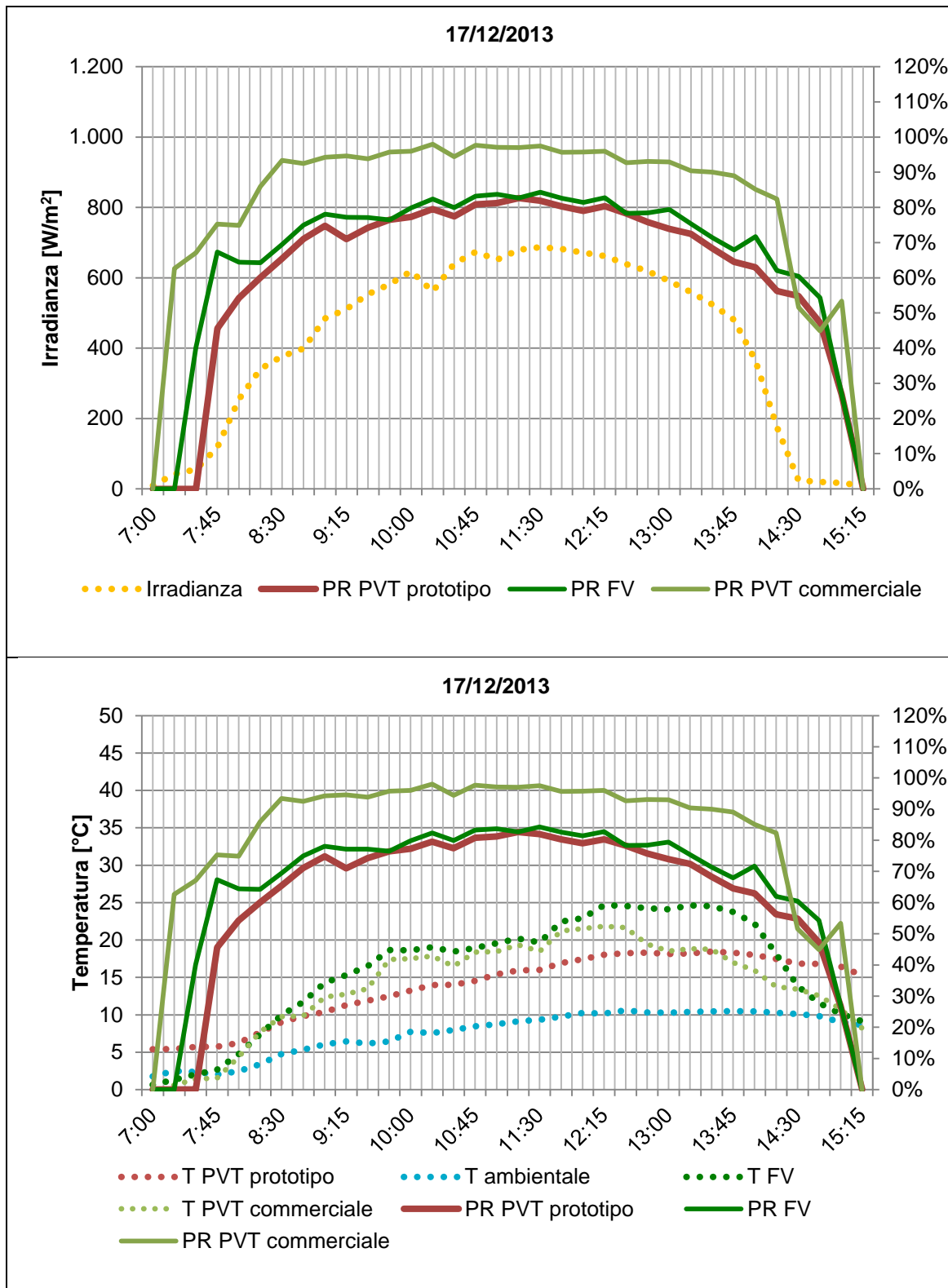


Figura 11.4 – Comparazione dei PR tra il prototipo, il modulo ibrido commerciale e il modulo fotovoltaico di confronto.

In figura 11.4, il collettore oggetto della ricerca è comparato sia con il modulo commerciale che il modulo fotovoltaico. Come nel caso precedente il prototipo ha un PR inferiore a entrambi i moduli comparati. Questa differenza è particolarmente evidente nella prima e nell'ultima fase della giornata. Tale lo scostamento, tuttavia, non è riconducibile al possibile ombreggiamento delle celle fotovoltaiche da parte del telaio che sorregge il vetro di copertura, che avviene per angoli di incidenza superiori a  $63^\circ$ .

Particolarmente interessanti sono i risultati che emergono confrontando le prestazioni del prototipo con quelle del laminato fotovoltaico non accoppiato al collettore. Infatti, nonostante anche in questo caso il PR del componente ibrido sia inferiore, la differenza di prestazione è molto limitata ed imputabile principalmente alla presenza del secondo vetro, il quale potrebbe essere eliminato, in fase di industrializzazione, attraverso la laminazione delle celle e del vetro di copertura in un vetro camera.

Dalle analisi sin qui condotte, è evidente che per aumentare le prestazioni del componente innovativo, occorrerà eliminare un vetro, mantenendo comunque l'intercapedine d'aria. Come è stato più volte ribadito, questa soluzione è resa possibile tramite il processo di laminazione di un eventuale prodotto industrializzabile.

Infatti, analizzando il grafico in figura 11.5 che descrive la trasmissione della radiazione attraverso una superficie vetrata secondo la legge di Fresnel, è possibile notare come numerose perdite elettriche siano dovute proprio alla presenza del doppio vetro che causa delle perdite per riflessione, rispetto a un vetro singolo, superiori dal 6 al 14% in funzione dell'angolo di incidenza.

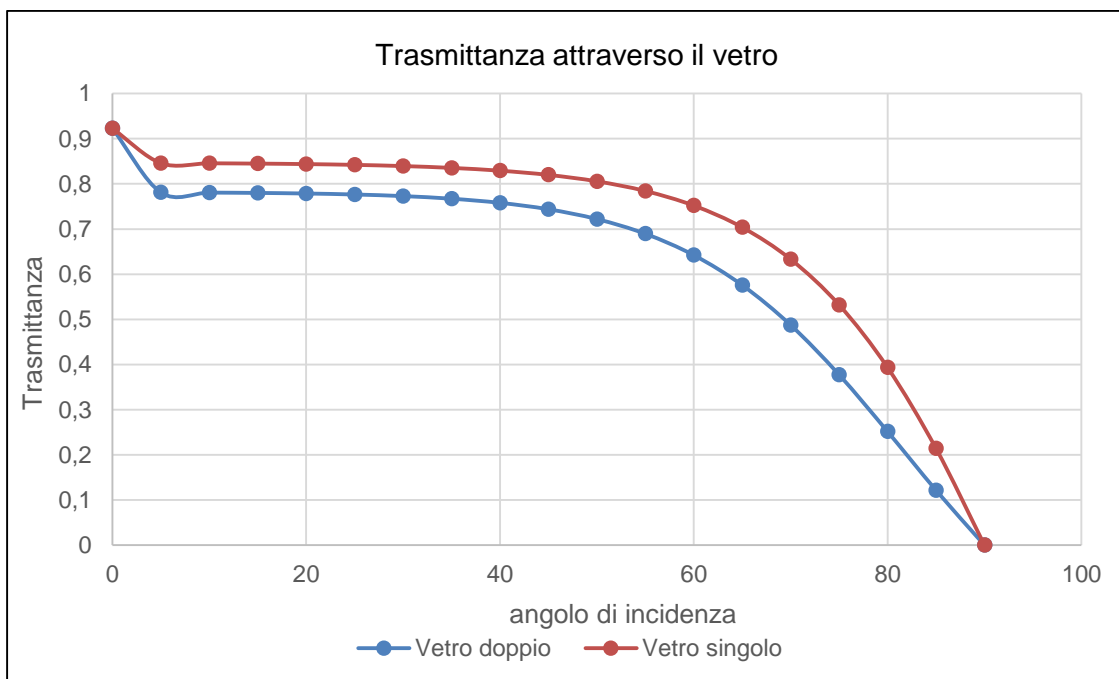


Figura 11.5 – Trasmittanza teorica attraverso il vetro.

## 11.4. ENERGIA GENERATA DAL COMPONENTE

Le grandezze sin qui analizzate, tuttavia, non sono sufficienti a fornire un quadro esaustivo del funzionamento del collettore ibrido prototipale, in relazione al modulo commerciale e al modulo fotovoltaico. A questo scopo si analizza l'energia e l'exergia, sia elettrica che termica, prodotta dai tre moduli, normalizzata rispettivamente per la potenza di picco e per i metri quadrati. Queste analisi, effettuate sui collettori ibridi nel giorno 11/10/2013 e sul prototipo PVT raffrontato al fotovoltaico nel giorno 17/12/2013, restituiscono utili informazioni sui vantaggi reali che il modulo sperimentale è in grado di fornire.

### 11.4.1. ENERGIA ELETTRICA E TERMICA GENERATA DAI COMPONENTI IBRIDI (11/10/2013)

Dall'analisi dell'energia giornaliera prodotta dai collettori ibridi al netto dell'energia consumata dalle pompe di circolazione, è evidente che il prototipo produca circa il 14% in più di energia termica ma il 47% in meno di energia elettrica (Fig. 11.6).

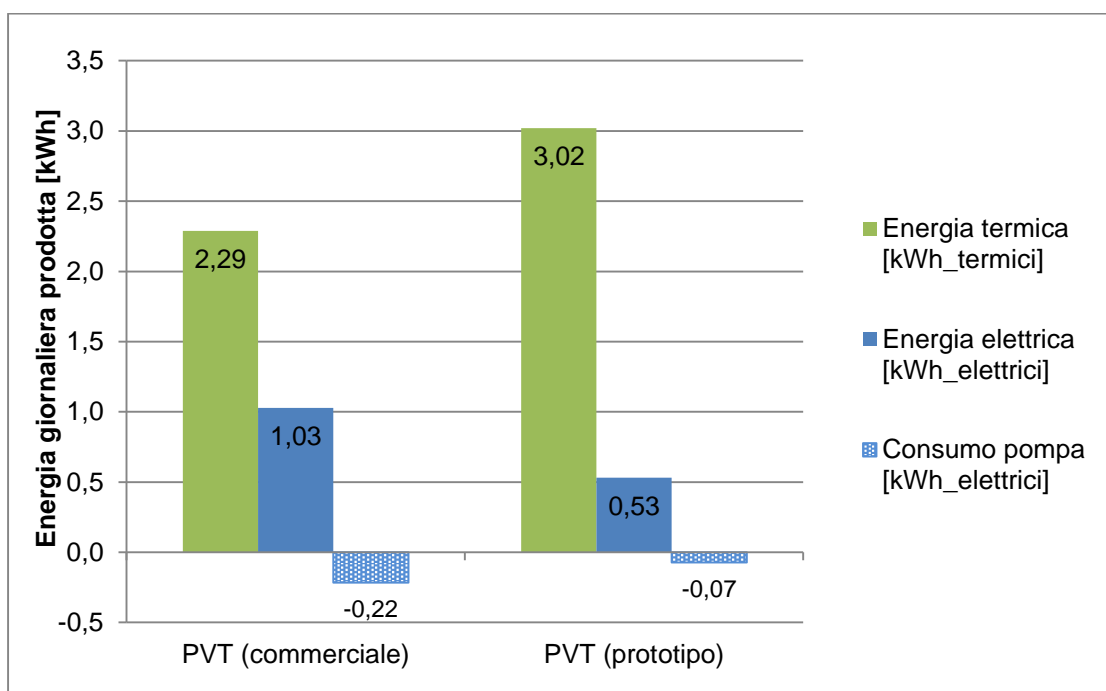


Figura 11.6 – Energia giornaliera

Queste quantità, come visto nel capitolo 2, vanno convertite in energia primaria per essere direttamente confrontabili, come mostrato in figura 11.7. Risulta così evidente che il collettore commerciale, supportando un modulo fotovoltaico da 230 Wp, produce un quantitativo di energia elettrica nettamente superiore rispetto ai 125 Wp del laminato fotovoltaico del prototipo.



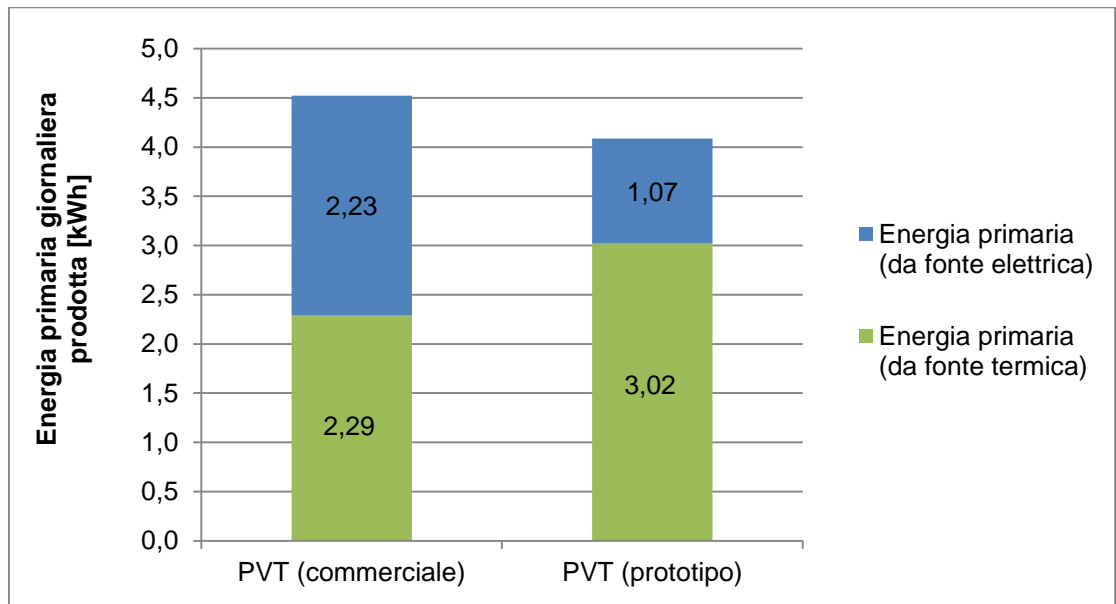


Figura 11.7 – Energia primaria giornaliera

Le medesime considerazioni possono essere fatte valutando le efficienze (Fig. 11.8) e le relative efficienze valutate in termini di energia primaria (Fig 11.9).

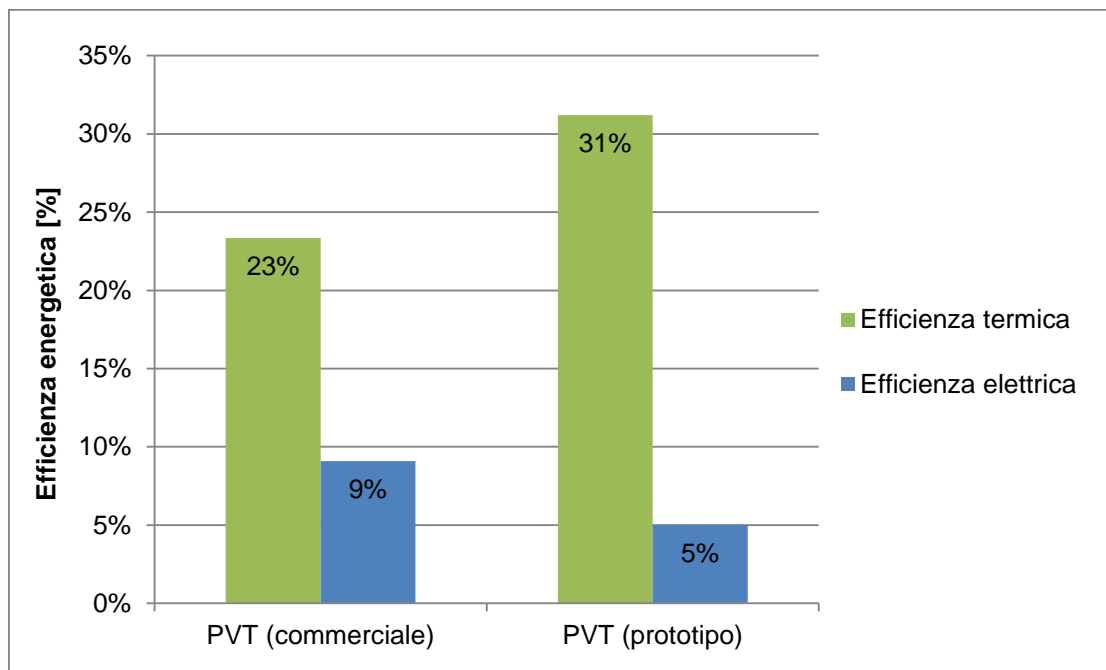


Figura 11.8 – Efficienza energetica giornaliera

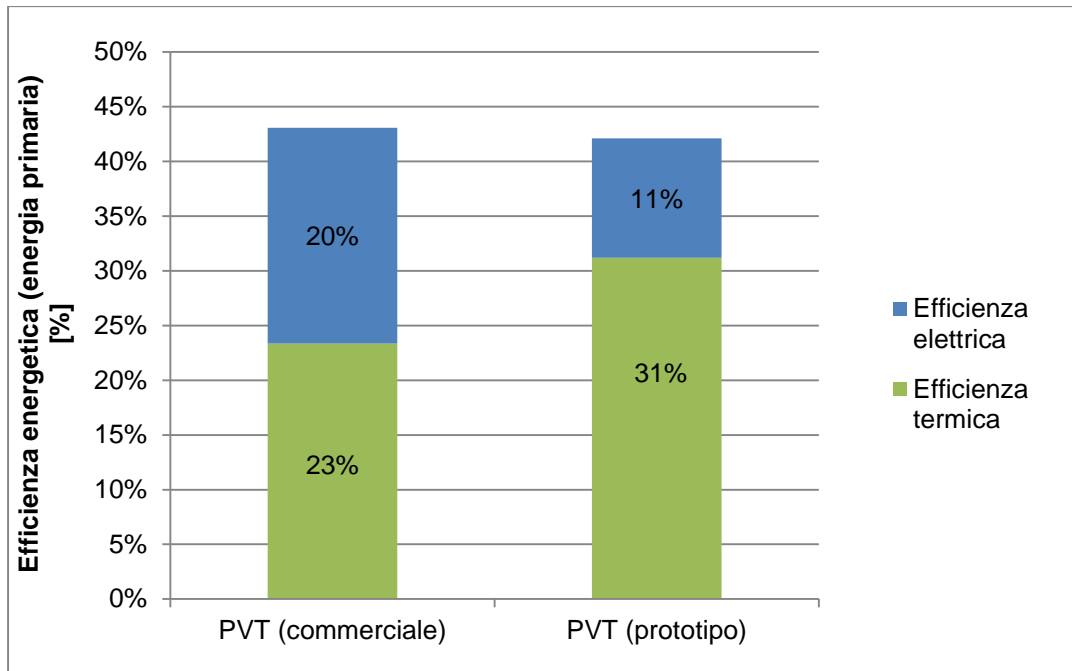


Figura 11.9 – Efficienza energetica giornaliera (energia primaria)

Nonostante l'efficienza termica del prototipo sia superiore, la diversa tecnologia fotovoltaica adottata dai due collettori testati e soprattutto la diversa potenza di picco, influenzano in maniera decisiva le prestazioni globali dei collettori.

Anche l'efficienza exergetica (Fig 11.10) valutata secondo l'equazione 2.8 è nettamente influenzata dalla maggiore potenza elettrica nominale del prodotto commerciale.

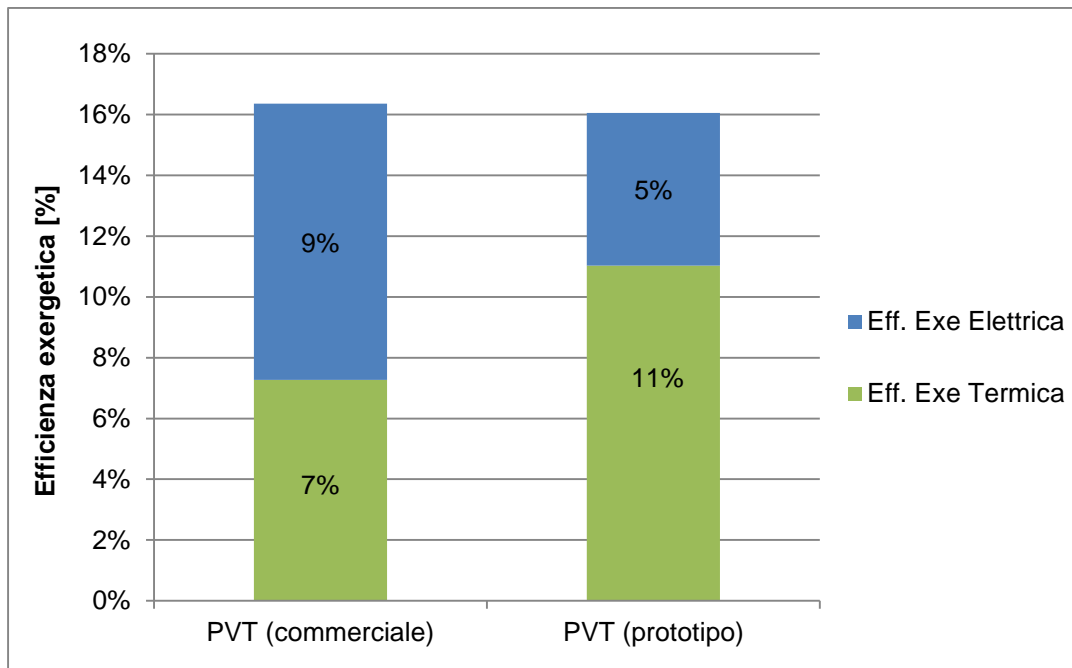


Figura 11.10 – Efficienza exergetica giornaliera

È quindi fondamentale eseguire delle nuove valutazioni considerando l'energia elettrica prodotta al  $W_p$  e l'energia termica al  $m^2$  di collettore, così da rendere i due collettori ibridi realmente confrontabili.

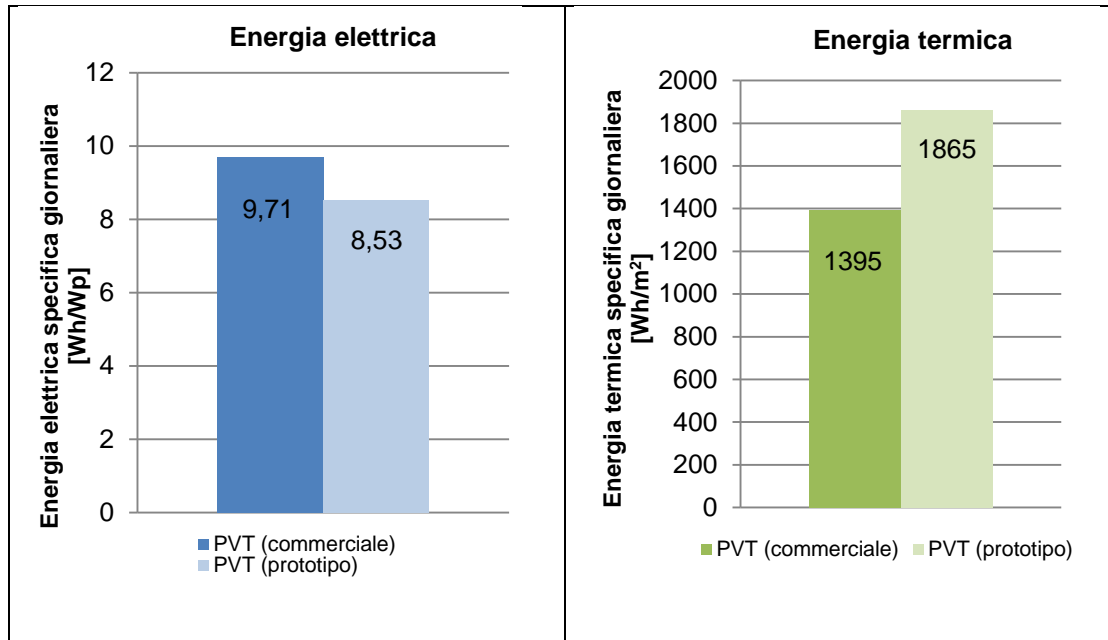


Figura 11.11 – Energia elettrica prodotta normalizzata al  $W_p$  (sinistra); energia termica prodotta al  $m^2$  (destra)

La differenza di energia elettrica prodotta da fonte primaria, normalizzata per i watt di picco, del prototipo rispetto al prodotto commerciale risulta così essere pari all' 11% (Fig 11.11). La minor produzione di energia elettrica è però compensata dal 14% di energia termica in più prodotta al  $m^2$  di superficie.

#### 11.4.2. ENERGIA ELETTRICA E TERMICA GENERATA DAL COMPONENTE IBRIDO E DAL MODULO FOTOVOLTAICO (17/12/2013)

La comparazione, in termini di energia, del collettore ibrido prototipale rispetto al modulo fotovoltaico standard restituisce utili informazioni riguardo la diversa produzione di energia elettrica della medesima tecnologia fotovoltaica applicata secondo due modalità differenti e del quantitativo di energia termica aggiuntivo prodotto dal collettore ibrido.

In particolare in figura 11.12 è mostrata l'energia elettrica prodotta dai due componenti, la quale, se convertita in energia primaria restituisce valori di energia confrontabili tra i due componenti (Fig. 11.13).

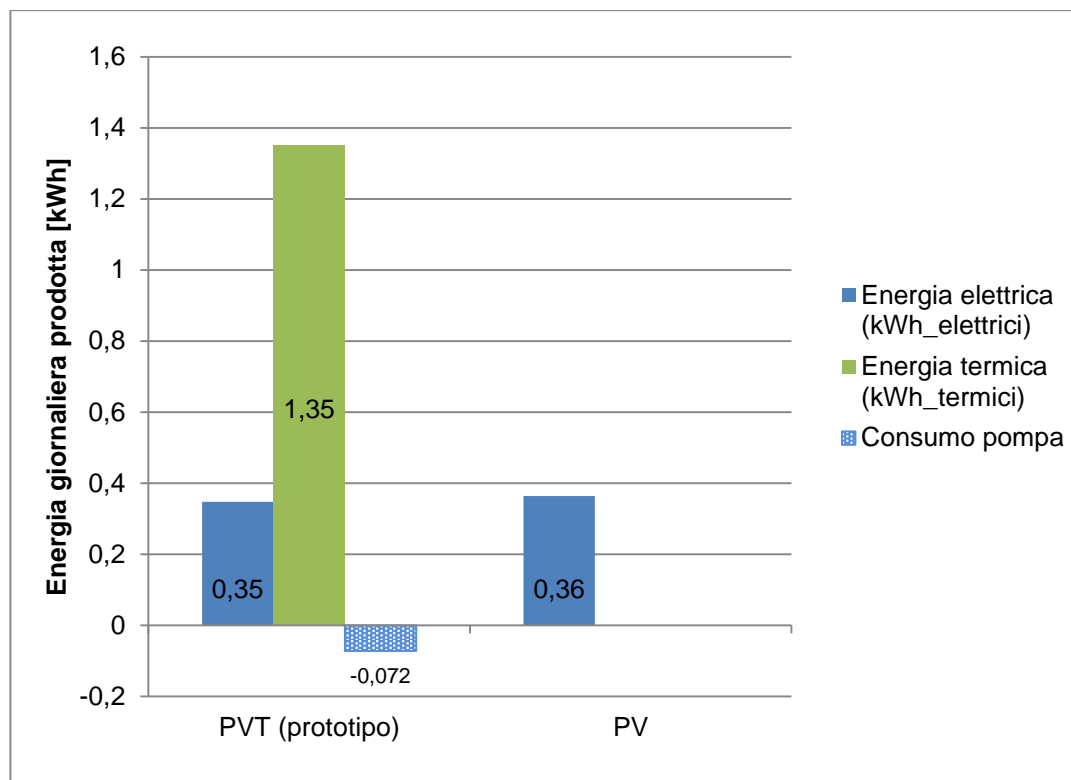


Figura 11.12 – Energia primaria giornaliera

Il modulo fotovoltaico semplice produce il 5% in più di energia elettrica, nella giornata considerata, rispetto al collettore prototipale. Tale risultato è determinato dalla presenza del doppio vetro, del collettore prototipale, che ne aumenta le perdite ottiche.

Tuttavia il collettore ibrido, può contare sulla produzione di energia termica, la cui efficienza di conversione giornaliera è del 22%. Valutando quindi l'efficienza globale giornaliera dei due sistemi, valutati in energia primaria, è evidente che il collettore ibrido risulti una tecnologia competitiva (Fig. 11.14).

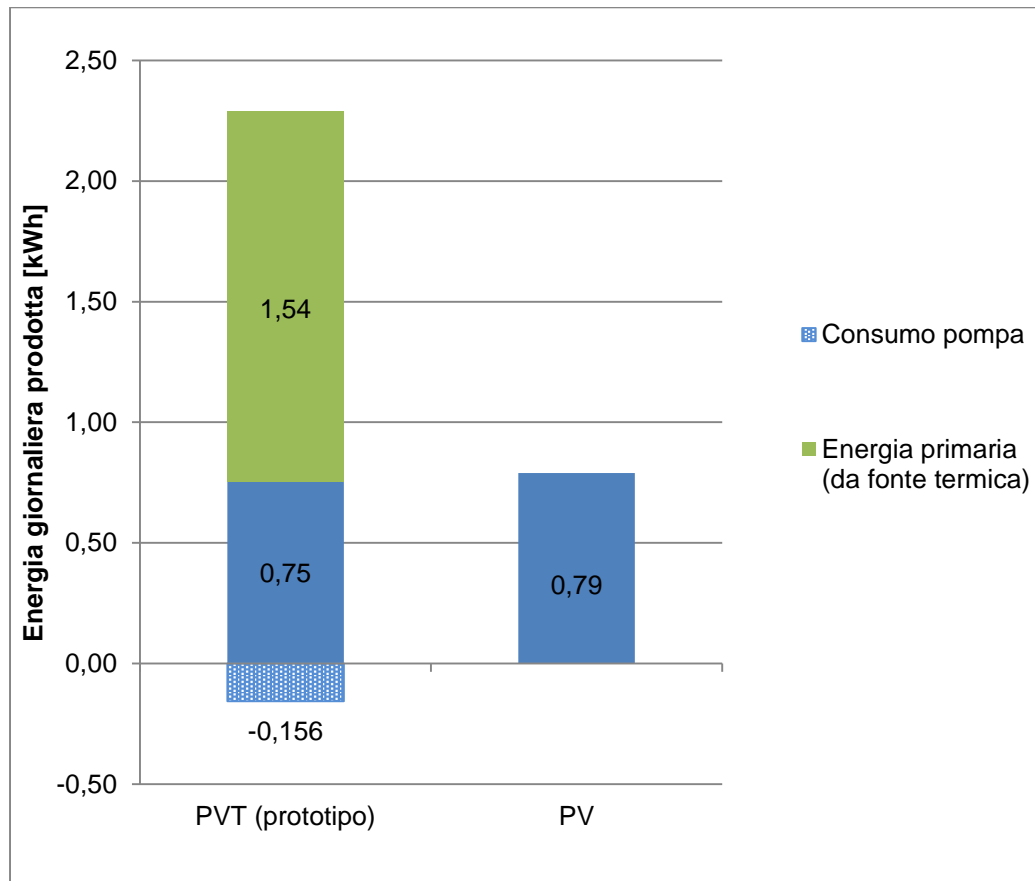


Figura 11.13 – Energia primaria giornaliera (energia primaria)

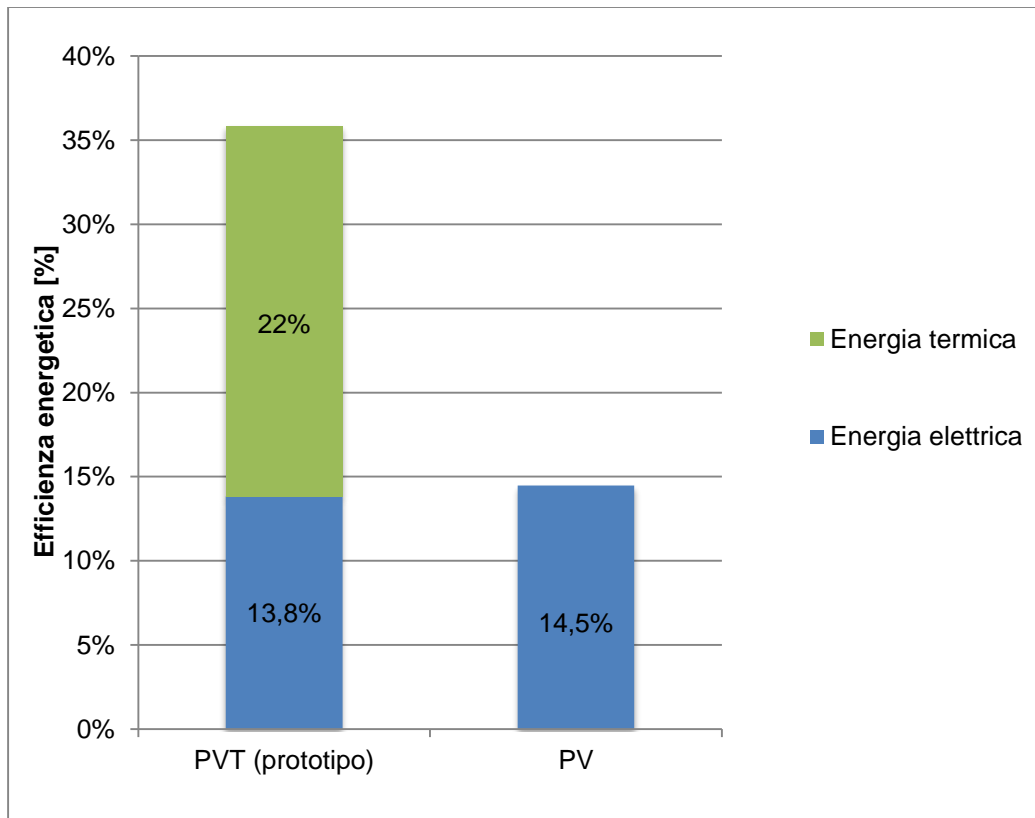
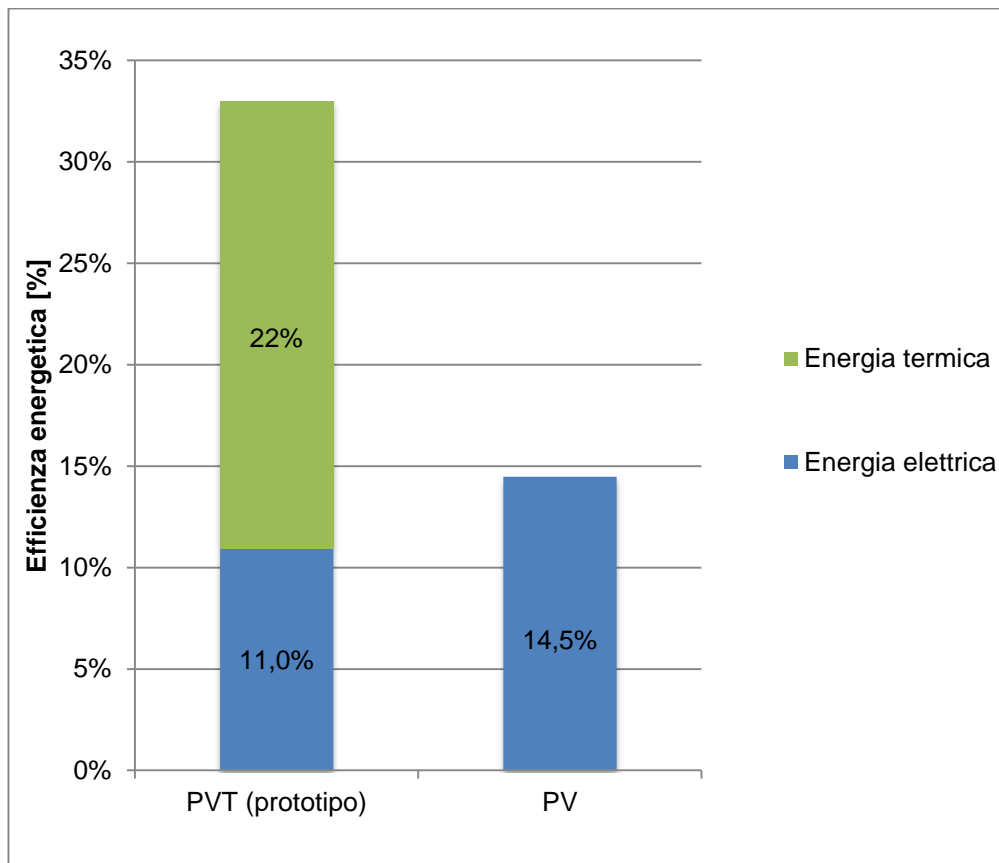


Figura 11.14 – Efficienza energetica giornaliera (energia primaria)

Tuttavia, l'efficienza riportata in figura 11.14, non tiene in considerazione l'energia elettrica consumata dalla pompa di circolazione. Aggiungendo quest'ultima considerazione riguardo i consumi elettrici dei componenti ausiliari, si può notare come il collettore ibrido risulti ugualmente performante in termine di efficienza globale, nonostante la leggera diminuzione dell'efficienza di conversione in energia elettrica (Fig.11.15)



## 12. MODELLO DI CALCOLO PER LA STIMA DEL COMPONENTE IBRIDO PROTOTIPALE

Come si è visto, il modulo ibrido fotovoltaico – termico oggetto di analisi è stato definito, in via prototipale, come un accoppiamento di un laminato fotovoltaico a una piastra canalizzata, chiusi da un vetro e tenuti insieme da un telaio in alluminio. Se la configurazione può apparire piuttosto elementare, non lo sono tuttavia le prestazioni energetiche associate, le quali possono variare sensibilmente a seconda degli aggiustamenti che è possibile apportare in fase di industrializzazione. Tra questi, quello che più ne condiziona le prestazioni è la presenza del doppio vetro, il primo proprio del laminato fotovoltaico, il secondo indispensabile per creare l'intercapedine d'aria.

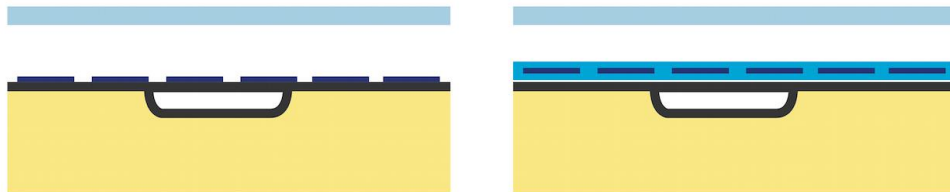


Figura 12.1 – Schema di accoppiamento della parte fotovoltaica all'assorbitore  
(sinistra: idea di progetto; destra: schema del collettore realizzato)

Si dimostra, dunque, di primaria importanza individuare le prestazioni del collettore ibrido configurato come in fase di progetto preliminare (Fig. 12.1a). Affinché ciò sia possibile, si è ritenuto necessario predisporre un modello di simulazione dinamico, capace di descrivere il comportamento in termini di produzione di energia, al variare delle condizioni al contorno, del prototipo ibrido realizzato (Fig. 12.1b), sulla base del quale sarà possibile valutare le prestazioni ipotizzando delle modifiche tecnologiche come l'eliminazione di un vetro di laminazione.

### 12.1. BILANCIO ENERGETICO

Il modello di simulazione sviluppato è basato sui bilanci energetici dei vari componenti che compongono il collettore PVT (vetro, intercapedine d'aria, piastra assorbente) e il serbatoio.

Il modello si basa sulla risoluzione di 5 equazioni che descrivono il comportamento del collettore e 2 equazioni relative al serbatoio di accumulo e 5 equazioni per il calcolo dinamico dei coefficienti convettivi e radiativi.

L'ipotesi di partenza, per risolvere il bilancio energetico è che l'assorbitore fotovoltaico si porti alla stessa temperatura delle celle fotovoltaiche. Tale considerazione è ragionevole in visto lo spessore del laminato fotovoltaico considerato.

### **12.1.1. EQUILIBRIO TERMICO DEL VETRO DI COPERTURA**

L'equazione è data dall'equilibrio tra l'energia assorbita dal vetro di copertura posta uguale all'energia accumulata dal vetro e alle dispersioni interne ed esterne.

$$(I_t \times S_G \times \alpha_G) = \rho_G \times \delta_G \times S_G \times C_G \times \frac{dT_G}{dt} + h_e \times S_G \times (T_G - T_e) + h_{ic} \times S_G \times (T_G - T_{ma}) + h_{rG-PV} \times S_G \times (T_G - T_{PV}) \quad (12.1)$$

Dove  $I_t$  è l'irradianza misurata sul piano del collettore [ $W/m^2$ ];  $S_G$  è l'area del vetro di copertura [ $m^2$ ];  $\alpha_G$  è il coefficiente di assorbimento del vetro;  $\rho_G, \delta_G, S_G, C_G$ , sono rispettivamente la densità, lo spessore e la capacità termica del vetro;  $dt$  è l'intervallo di misurazione [s];  $T_G$  è la temperatura superficiale del vetro [K];  $h_e$  è il coefficiente di scambio termico per convezione e radiazione del vetro di copertura [ $W/m^2K$ ];  $T_e$  è la temperatura ambientale esterna [K];  $h_{ic}$  è il coefficiente convettivo interno dell'aria chiusa nell'intercapedine [ $W/m^2K$ ];  $T_{ma}$  è la temperatura media dell'aria nell'intercapedine [K],  $h_{rG-PV}$  è il coefficiente radiativo tra vetro e laminato fotovoltaico;  $T_{PV}$  è la temperatura delle celle del laminato fotovoltaico [K].

### **12.1.2. EQUILIBRIO TERMICO DEL LAMINATO FOTOVOLTAICO**

L'equazione è data dall'assunzione che l'energia assorbita dall'assorbitore sia uguale all'energia accumulata dall'assorbitore fotovoltaico, all'energia elettrica prodotta da questo, l'energia trasferita al fluido termovettore, le dispersioni convettive, radiative e per differenza di temperatura.



$$\begin{aligned}
 & (I_t \times S_G \times \tau_G \times \alpha_{PV}) \\
 & = \rho_{PV} \times \delta_{PV} \times S_{PV-a} \times C_{PV} \times \frac{dT_{PV}}{dt} \\
 & + \left( I_t \times \tau_G \times P \times S_{PV-a} \times \frac{\eta_n \times k_\gamma \times k_\lambda}{\tau_{Gn}} \right) + h \times S_{PV-a} \\
 & \times (T_{PV} - T_{mf}) + h_{ic} \times S_{PV-a} \times (T_{PV} - T_{ma}) + h_{rG-PV} \\
 & \times S_{PV-a} \times (T_{PV} - T_G) + U_F \times S_{PV-a} \times (T_{PV} - T_e)
 \end{aligned} \tag{12.2}$$

Dove  $I_t$  è l'irradianza misurata sul piano del collettore [ $W/m^2$ ];  $S_G$  è l'area del vetro di copertura [ $m^2$ ];  $\tau_G$  è il coefficiente di trasmissione del vetro di copertura in funzione dell'angolo di incidenza;  $\alpha_{PV}$  è il coefficiente di assorbimento delle celle fotovoltaiche,  $\rho_{PV}$ ,  $\delta_{PV}$ ,  $S_{PV-a}$ ,  $C_{PV}$ , sono rispettivamente la densità, lo spessore la superficie e la capacità termica dell'assorbitore fotovoltaico; il prodotto  $\eta_n \times k_\gamma \times k_\lambda$  rappresenta l'efficienza termica e spettrale del laminato fotovoltaico;  $\tau_{Gn}$  è il coefficiente di trasmissione del vetro di copertura misurata in corrispondenza dell'angolo normale;  $T_{PV}$  è la temperatura delle celle del laminato fotovoltaico [K];  $dt$  è l'intervallo di misurazione [s];  $P$  è il packing factor;  $h$  è il coefficiente di scambio termico della piastra [ $W/m^2K$ ];  $U_F$  è il coefficiente di trasmissione termico posteriore e laterale [ $W/m^2K$ ];  $T_e$  è la temperatura ambientale esterna [K];  $T_{mf}$  è la temperatura media del fluido nello scambiatore [K];  $T_{ma}$  è la temperatura media dell'aria nell'intercapedine [K];  $h_{rG-PV}$  è il coefficiente radiativo tra vetro e laminato fotovoltaico [ $W/m^2K$ ];  $h_{ic}$  è il coefficiente convettivo interno dell'aria chiusa nell'intercapedine [ $W/m^2K$ ].

### 12.1.3. EQUILIBRIO TERMICO DEL FLUIDO TERMOVETTORE

L'energia termica prodotta dal collettore e l'energia accumulata dall'acqua nei canali sarà pari all'energia trasferita dall'assorbitore al fluido termovettore.

$$\begin{aligned}
 \dot{m} \times C_w \times (T_{out} - T_{in}) + \rho_w \times S_{PV-a} \times C_w \times L \times n \times \frac{dT_{mf}}{dt} \\
 = h \times S_{PV-a} \times (T_{PV} - T_{mf})
 \end{aligned} \tag{12.3}$$

dove  $\dot{m}$  è la portata del fluido termovettore [kg/s];  $C_w$  è il calore specifico dell'acqua [J/kg K];  $\rho_w$  è la densità dell'acqua [kg/m<sup>3</sup>];  $S_{PV-a}$  è l'area della sezione di un canale attraverso il quale passa l'acqua [ $m^2$ ];  $L$  è la lunghezza di un canale attraverso il quale scorre il fluido [m];  $n$  è il numero di canali del fluido;  $T_{mf}$  è la temperatura media del fluido nello scambiatore [K];  $h$  è il coefficiente di scambio termico della piastra [ $W/m^2K$ ];

$U_F$  è il coefficiente di trasmissione termico posteriore e laterale [ $W/m^2K$ ];  $S_c$  è la superficie della piastra del collettore [ $m^2$ ];  $T_{PV}$  è la temperatura delle celle del laminato fotovoltaico [K].

#### 12.1.4. TEMPERATURE MEDIA DEL FLUIDO

La temperatura media del fluido termovettore è calcolata come media della temperatura del fluido in ingresso e uscita dal collettore.

$$T_{mf} = \frac{T_{out} + T_{in}}{2} \quad (12.4)$$

dove  $T_{in}$  è la temperatura di mandata del fluido nel collettore [K] e  $T_{out}$  è la temperatura di ripresa del fluido [K].

#### 12.1.5. TEMPERATURE MEDIA DELL'ARIA NELL'INTERCAPEDINE

La temperatura nell'intercapedine è calcolata come media della temperatura superficiale del vetro fotovoltaico e dell'assorbitore fotovoltaico.

$$T_{ma} = \frac{T_G + T_{PV}}{2} \quad (12.5)$$

dove  $T_G$  è la temperatura del vetro [K] e  $T_{PV}$  è la temperatura del laminato fotovoltaico [K].

#### 12.1.6. EQUILIBRIO TERMICO DEL FLUIDO NEL SERBATOIO

$$M_{tk} \times C_{tk} \times \frac{dT_{tk}}{dt} = m \times C_w \times (T_{tk,i} - T_{tk,o}) + U_{tk} \times S_{tk} \times (T_e - T_{tk}) \quad (12.6)$$

dove  $M_{tk}$ ,  $C_{tk}$ , sono rispettivamente la massa [kg] e la capacità termica del fluido nel serbatoio [J/kg K];  $T_{tk}$  è la temperatura media del fluido nel serbatoio [K];  $T_{tk,i}$  è la temperatura del fluido in ingresso al serbatoio [K];  $T_{tk,o}$  è la temperatura di uscita del fluido dal serbatoio [K];  $U_{tk}$  è la trasmittanza del serbatoio [ $W/m^2K$ ].

Si consideri la temperatura media del fluido  $T_{tk}$  come la media tra la temperatura di entrata e quella di uscita dal serbatoio di accumulo.

$$T_{tk} = \frac{T_{tk,i} + T_{tk,o}}{2} \quad (12.7)$$

### 12.1.7. COEFFICIENTI DI SCAMBIO TERMICO

I coefficienti di scambio termico sono risolti nel modello secondo una procedura iterativa. Tali coefficienti sono riportati di seguito:

$$h_{eG} = h_v + h_{rG-sky} \quad (12.8)$$

dove:

$h_{eG}$  è il coefficiente di scambio termico per convezione e radiazione del vetro di copertura;  $h_v$  è il coefficiente convettivo esterno calcolato secondo l'equazione (12.9);  $h_{rG-sky}$  è il coefficiente radiativo tra vetro e volta celeste, calcolato secondo la (12.10).

$$h_v = 2.8 + 3w_e \quad (12.9)$$

dove  $w_e$  è la velocità del vento

$$h_{rG-sky} = F \times 4 \times \varepsilon_G \times \sigma \times T_{G-sky}^3 \quad (12.10)$$

dove:

$F$  è il fattore di vista del collettore,  $\varepsilon_G$  è l'emissività del vetro nell'infrarosso;  $\sigma$  è la costante di Boltzmann;

$T_{G-sky}$  è la temperatura media tra vetro e cielo espressa come:

$$T_{G-sky} = \frac{T_G + T_{sky}}{2} \quad (12.11)$$

dove  $T_{sky}$  è la temperatura radiativa equivalente del cielo la quale può essere espresso secondo la formula:

$$T_{sky} = 0.0552 \times T_e^{1.5} + 2.625 \times N \quad (12.12)$$

dove  $T_e$  è la temperatura esterna ed è  $N$  la copertura del cielo espresso in ottavi.

Il coefficiente radiativo  $h_{rG-PV}$  tra vetro di copertura e fotovoltaico può essere espresso secondo la seguente formula:

$$h_{rG-PV} = 4 \times \varepsilon_{G-PV} \times \sigma \times T_{G-PV}^3 \quad (12.13)$$

dove  $\varepsilon_{G-PV}$  è l'emissività equivalente tra vetro e fotovoltaico espresso come:

$$\varepsilon_{G-PV} = \frac{1}{\frac{1}{\varepsilon_G} + \frac{1}{\varepsilon_{PV}} - 1} \quad (12.14)$$

$T_{G-PV}$  è la temperatura media tra vetro e fotovoltaico espresso in Kelvin.

Il coefficiente convettivo dell'aria nell'intercapedine  $h_{ic}$  è funzione della conducibilità dell'aria ( $\lambda$ ) del numero di Nusselt (Nu) e della lunghezza caratteristica (H) messe in relazione come segue:

$$h_{ic} = \frac{Nu \cdot \lambda}{H} \quad (12.12)$$

Dove il numero di Nusselt per intercapedini chiuse con angolo di inclinazione ( $\theta$ ) tra  $0^\circ$  e  $75^\circ$  è funzione del numero di Raleigh (Ra) secondo la relazione proposta da Holland (Holland et. al., 1973), espresso come segue:

$$Nu = 1 + 1.14 \left( 1 - \frac{1708 \cdot (\sin 1.8\theta)^{1.6}}{Ra \cdot \cos\theta} \right) \left[ 1 - \frac{1708}{Ra \cdot \cos\theta} \right]^+ + \left[ \left( \frac{Ra \cdot \cos\theta}{5830} \right)^{1/3} - 1 \right]^+ \quad (12.13)$$

Dove l'esponente + indica che il termine tra parentesi va considerato solo nel caso sia di segno positivo.

### 12.1.8. EFFICIENZA FOTOVOLTAICA

Per quanto riguarda l'efficienza fotovoltaica utilizzata nell'equazione 12.2, valgono le medesime considerazioni fatte nel paragrafo 7.1.1 riguardante il modello matematico del collettore ibrido non vetrato ad eccezione per l'efficienza spettrale, che è funzione del tipo di tecnologia fotovoltaica considerata. Nel caso della tecnologia amorfa a doppia giunzione, la relazione empirica che descrive la variazione di potenza in funzione dello spettro è data dalla seguente formula:

$$k_\lambda = 1.0547 - 0.0214 \times AM - 0.0075 \times AM^2 + 0.0004 \times AM^3 \quad (12.14)$$

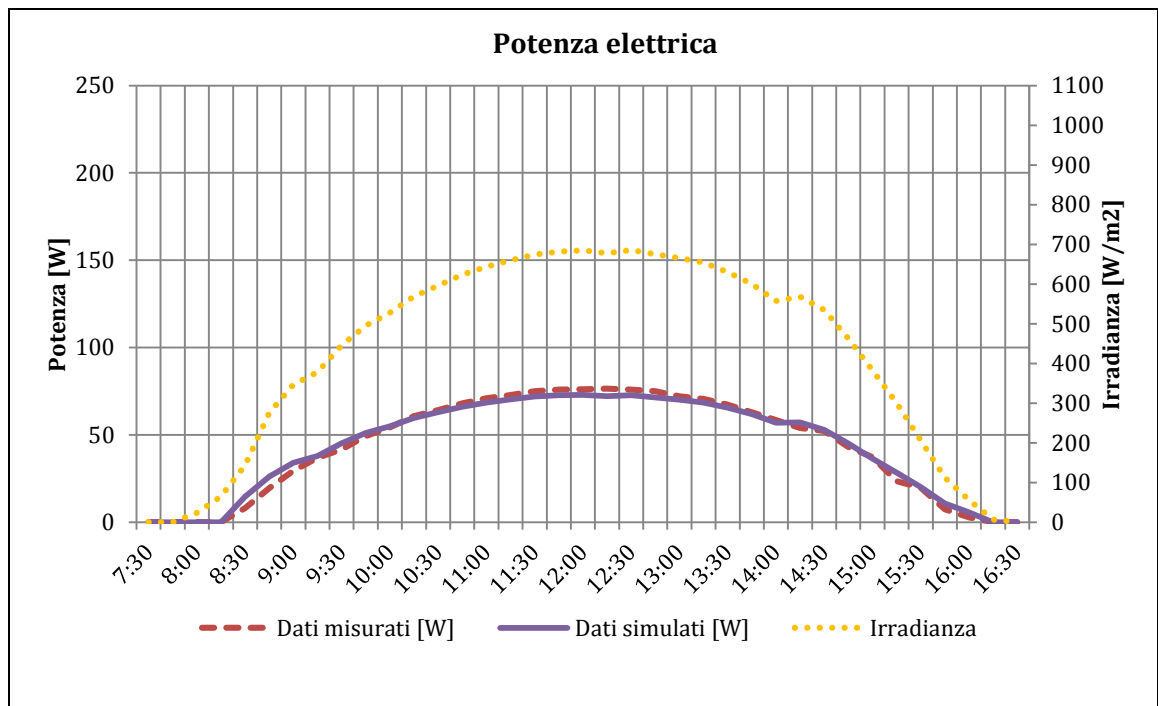
## 12.2. RISULTATI E VALIDAZIONE

La risoluzione delle equazioni di bilancio energetico riportate nel paragrafo precedente restituiscono delle previsioni sulla produzione di energia elettrica e termica attraverso i seguenti parametri:

- potenza elettrica erogata;

- temperatura delle celle;
- temperatura del vetro;
- temperatura dell'intercapedine;
- temperatura del fluido in uscita da collettore;
- temperatura del fluido in uscita dal serbatoio di accumulo;
- temperatura media nel serbatoio.

Sulla base dei dati del monitoraggio, è quindi possibile mettere a confronto i dati sperimentali con quelli calcolati con il modello matematico così da validare l'intero modello. Di seguito si mostreranno i risultati relativi alla potenza, alla temperatura di mandata e di ripresa del collettore, per il giorno 6/12/2013 già esaminato in precedenza.



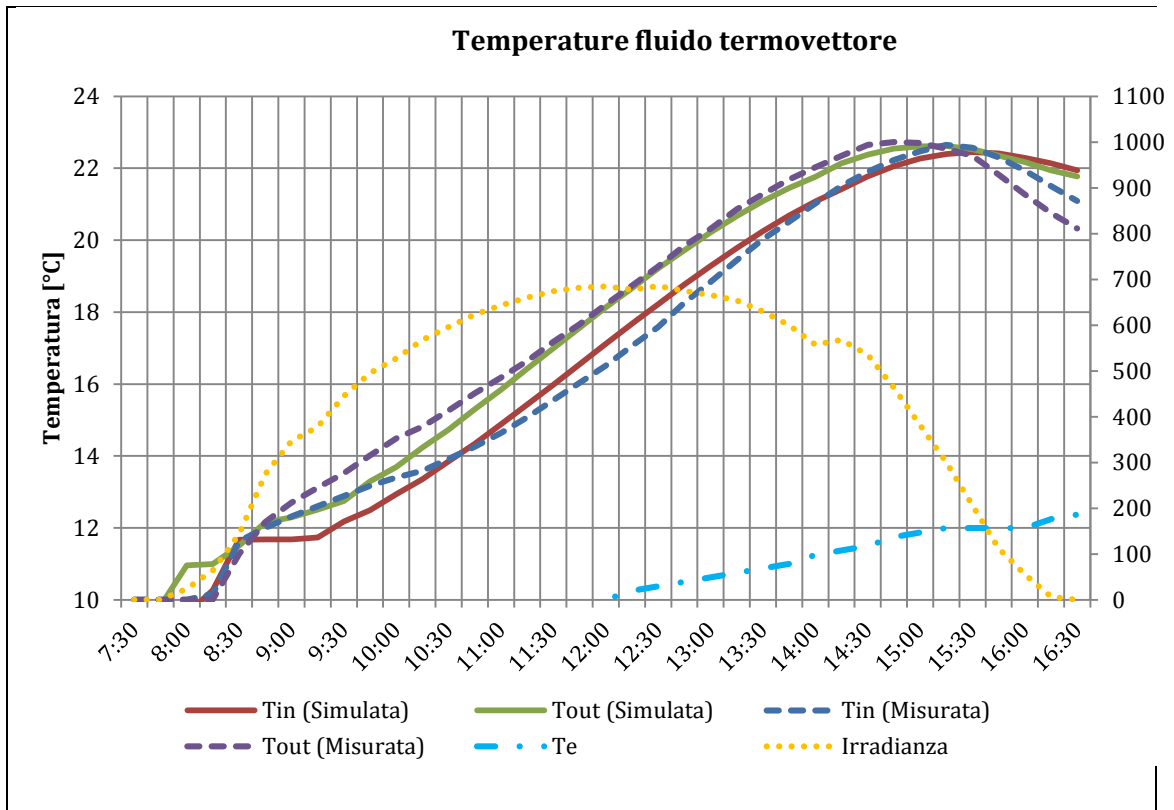


Figura 12.2 – Comparazione tra dati sperimentali e dati simulati

Seguendo la medesima procedura di analisi dell'errore descritta nel paragrafo 7.3, risulta evidente che il modello matematico riesce a prevedere con un piccolo margine di errore il reale comportamento del collettore ibrido non vetrato.

Di seguito vengono mostrati i valori del coefficiente di correlazione ( $r$ ) e scarto quadratico medio ( $e$ ) per quattro giorni di dicembre che rappresentano le condizioni di cielo sereno (14-16 dicembre 2013) e cielo nuvoloso (15-18 Dicembre).

Tabella 12.1 – Dati di validazione

		Sperimentali	Simulati	$r$	$e$
		Valore medio giornaliero	Valore medio giornaliero		
Giorni sereni	Potenza AC	25,62 W	24,71 W	0,989	15,36 %
	$T_{in}$ [°C]	15,45 °C	15,20 °C	0,943	4,86 %
	$T_{out}$ [°C]	15,83 °C	15,56 °C	0,938	5,03 %
Giorni nuvolosi	Potenza AC	12,16 W	12,77 W	0,995	14,97 %
	$T_{in}$ [°C]	11,86 °C	11,56 °C	0,978	4,40 %
	$T_{out}$ [°C]	11,93 °C	11,74 °C	0,966	4,38 %

Anche in questo caso si ricordi che gli strumenti di misurazione e conseguentemente i dati che ne derivano hanno un margine di errore, calcolabile come nel paragrafo 7.3.

### 12.3. SIMULAZIONI ANNUALI E ANALISI DEI RISULTATI

Appurata l'attendibilità del modello matematico, è stato possibile simulare la produzione di energia elettrica, al netto del consumo delle pompe di circolazione, del collettore prototipale, del modulo fotovoltaico standard e del collettore ibrido commerciale durante un anno, così da valutarne i benefici in termini di energia elettrica e termica specifica.

In particolare, grafici in figura 12.3 mostrano la produzione di energia elettrica mensile per il componente prototipale e per il modulo fotovoltaico. Il primo è stato simulato con il modello esposto nel paragrafo precedente, mentre il secondo con un modello analogo alla sola parte elettrica del precedente.

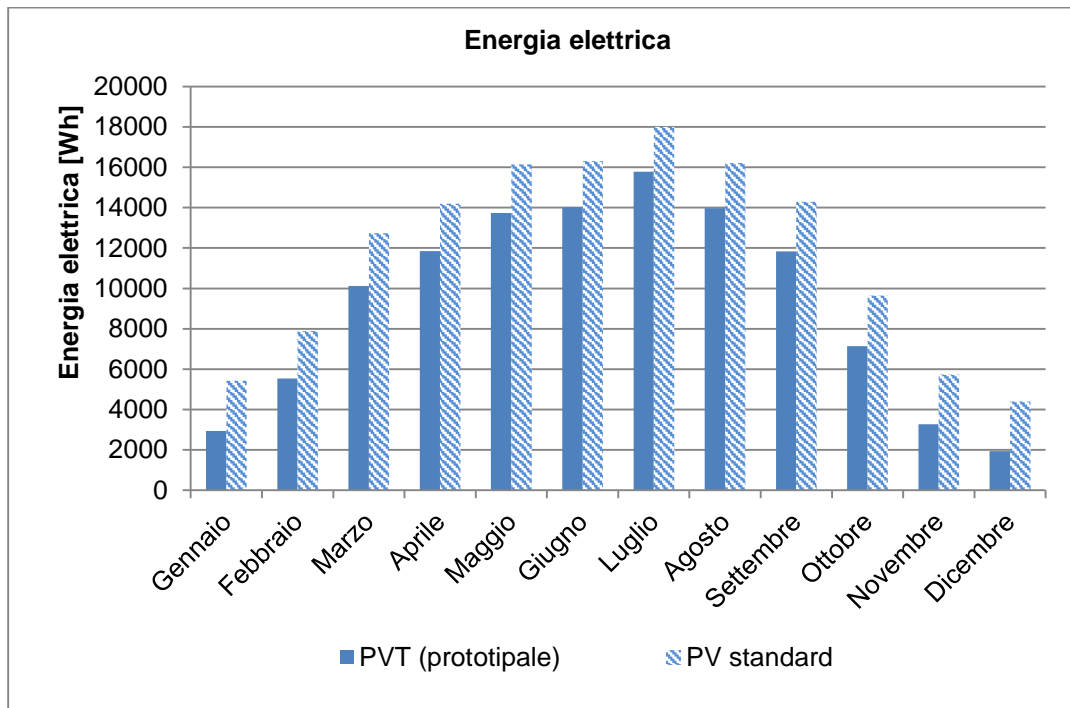


Figura 12.3 – Comparazione dell'energia elettrica specifica

I due componenti hanno efficienza di conversione elettrica, al netto del consumo della pompa di circolazione (convertita in energia primaria), rispettivamente pari all'11% e al 15%. Tuttavia il collettore ibrido riesce a convertire parte della radiazione solare, che andrebbe altrimenti dispersa, in energia termica, con un'efficienza del 30%. L'efficienza complessiva annuale del collettore prototipale è quindi del 41%, valore

che, seppur nella media rispetto ai prodotti sperimentali, va considerata in rapporto alla bassa efficienza di conversione della tecnologia fotovoltaica a film sottile.

Come già evidenziato, risulta invece piuttosto impreciso paragonare il collettore ibrido prototipale e quello commerciale, in termini di efficienza energetica, in quanto non caratterizzati dalla stessa potenza di picco. Al fine di valutare entrambi i componenti, in figura 12.4 e 12.5 vengono rappresentate, rispettivamente, le quantità di energia elettrica e termica specifica, dalle quali emerge che il quantitativo di energia elettrica specifica annuale prodotta dal collettore prototipale rispetto al collettore commerciale è inferiore del 23%, ma la sua produzione di energia termica è superiore di circa del 24%.

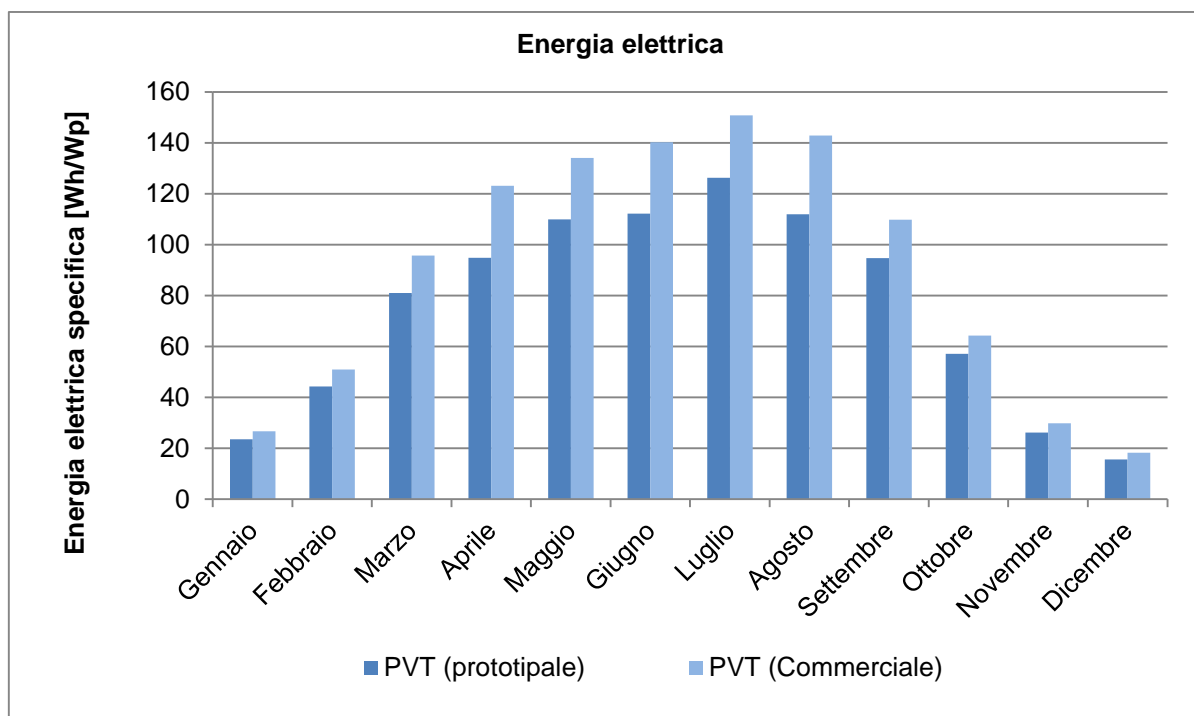


Figura 12.4 – Comparazione dell'energia elettrica specifica



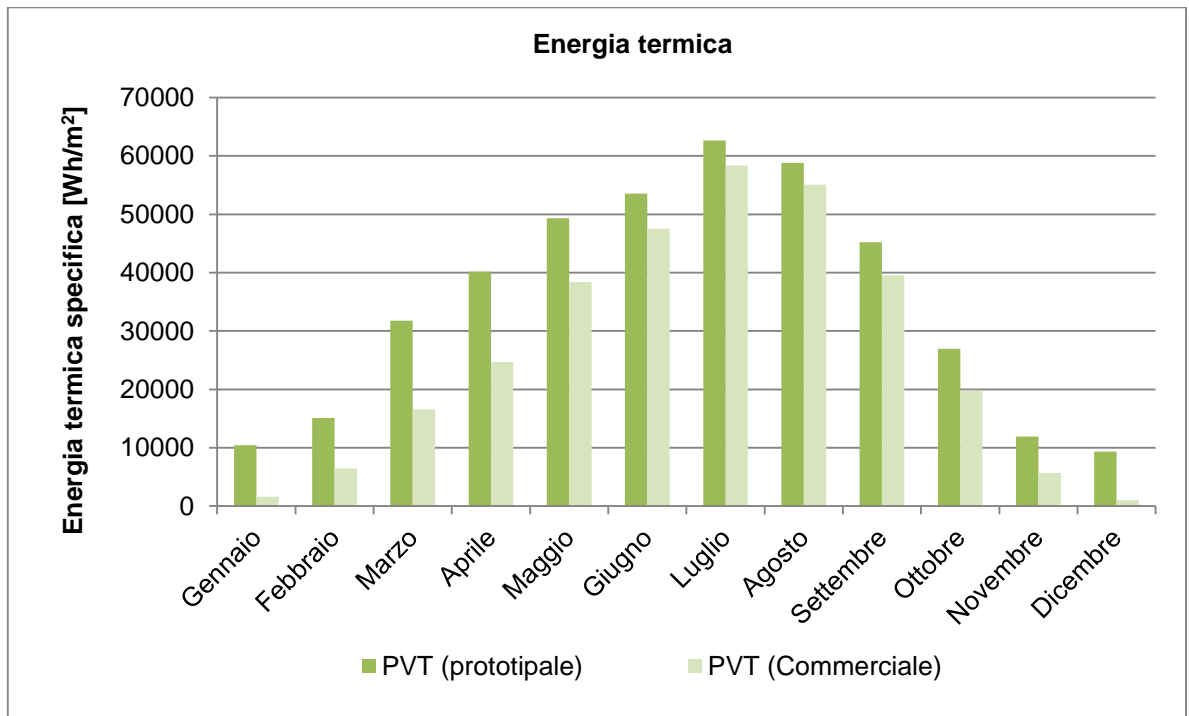


Figura 12.5 – Comparazione dell'energia termica specifica

Si noti che tutte le simulazioni sono state effettuate ipotizzando che tutta l'energia termica prodotta dai collettori venga utilizzata nell'arco della giornata e che il serbatoio di accumulo si trovi quindi nelle condizioni iniziali di temperatura imposte dall'acquedotto.

Va inoltre evidenziato che il modello di simulazione sin qui elaborato non è in grado di prevedere l'effetto del *thermal annealing*, che secondo letteratura può essere stimato con un aumento dell'energia elettrica prodotta dalla tecnologia fotovoltaica al silicio amorfo superiore al 10% (Pathak et al., 2012). L'effetto di ricottura delle celle al silicio amorfo, se calcolato renderebbe questa tecnologia altamente performante. Inoltre, si evidenzia nuovamente che, un aumento delle prestazioni elettriche può essere ottenuto tramite la laminazione diretta delle celle fotovoltaiche nell'assorbitore, in tal modo sarebbe possibile eliminare il vetro di laminazione del modulo fotovoltaico, che nel prototipo attuale ne aumenta le perdite ottiche. Per valutare l'incidenza che questo effetto ha sulla produzione di energia elettrica, nel paragrafo seguente, è stata effettuata una calibrazione del modello, ipotizzando l'eliminazione del vetro di laminazione del modulo fotovoltaico, mantenendo tuttavia il vetro di copertura.

### 12.3. CALIBRAZIONE DEL MODELLO

Tramite la modifica dell'equazione di Fresnel (equazione 12.12), che permette di valutare la trasmissione della radiazione solare attraverso due vetri, il modello validato,

è stato adattato all'idea originale di avere un solo vetro di copertura. Così facendo è possibile valutare, in via teorica, le reali prestazioni del componente ibrido innovativo.

Di seguito si riporta la legge di Fresnel integrata nel modello di simulazione:

$$\tau = \frac{1}{2} \left( \frac{1-r}{1+(2N-1)r} \right) \quad (12.15)$$

Dove  $N$  è il parametro che indica il numero di vetri, ed  $r$  rappresenta le perdite per riflessione funzione dell'angolo di incidenza, scritte come segue:

$$r = \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{\sin^2(\theta_2 - \theta_1)}{\sin^2(\theta_2 + \theta_1)} + \frac{\tan^2(\theta_2 - \theta_1)}{\tan^2(\theta_2 + \theta_1)} \right) \quad (12.16)$$

Dove  $\theta_1$  è l'angolo di incidenza della radiazione rispetto alla normale al collettore, calcolata secondo le formulazioni note dalla geometria solare, e  $\theta_2$  è l'angolo di rifrazione.

I due angoli sono legati dalla legge di Snell tramite gli indici di rifrazione  $n$  dei due diversi mezzi, secondo la formula seguente:

$$n_1 \sin \theta_1 = n_2 \sin \theta_2 \quad (12.17)$$

Per valutare la quota di radiazione trasmessa e assorbita dal collettore occorre però considerare anche le riflessioni multiple tra i due vetri e il relativo assorbimento da parte dell'assorbitore secondo la formula:

$$\tau\alpha = \frac{\tau\alpha}{1 - (1 - \alpha)\rho_a} \quad (12.18)$$

Dove il valore  $\rho_a$  è riferito alla parte di energia riflessa dal sistema di vetri, che può essere considerata con buona approssimazione energia diffusa, e valutata quindi secondo la seguente formula:

$$\rho_a = 1 - \tau_{60} \quad (12.19)$$

Dove il valore  $\tau_{60}$  è il valore dato dalla formula 12.15 ad un angolo di incidenza di  $60^\circ$ .

Si noti che nelle applicazioni comuni, il dato relativo alla riflessione multipla tra i due vetri, aumenta il coefficiente  $\tau\alpha$  dell'1% (Duffie, Beckman, 2006)

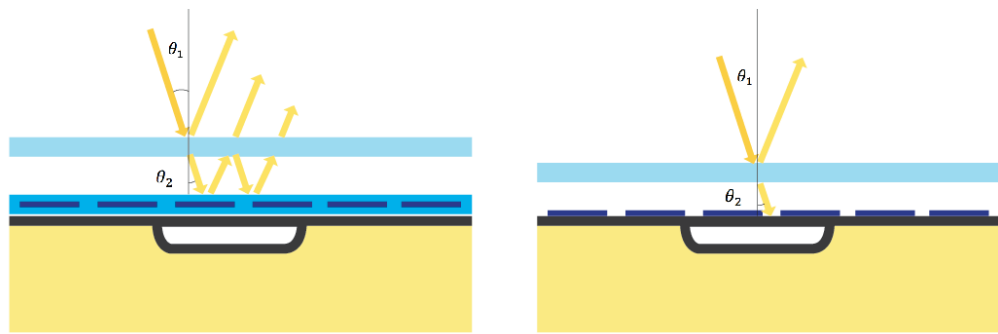


Figura 12.5 – tipi di riflessione in un collettore con due vetri, e in un collettore con un vetro e intercapedine

Le simulazioni del prototipo con un singolo vetro sono quindi state effettuate nel giorno 6/12/2013, così da ottenere risultati confrontabili con i dati ottenuti precedentemente nel paragrafo 12.2. I risultati delle simulazioni giornaliere effettuate nel caso di collettore con due vetri e nel caso di collettore con il vetro singolo sono mostrati in figura 12.4.

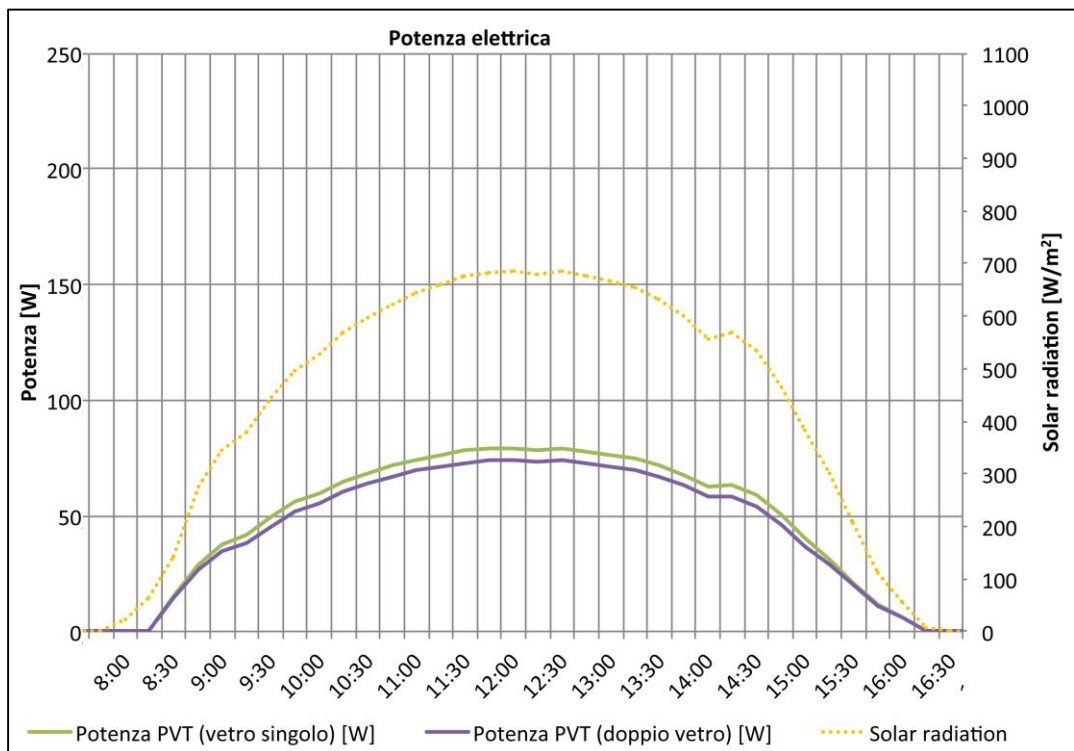


Figura 12.6 – Potenza elettrica erogata (simulata) per i collettori con uno e due vetri

Volendo quantificare l'aumento di potenza, nel giorno considerato, in termini di energia elettrica giornaliera prodotta, emerge che il collettore ibrido con la laminazione diretta delle celle alla piastra (un vetro), produce il 7% in più di energia elettrica, dovuta alle minori dispersioni per riflessione (Fig 12.5), rispetto al collettore che presenta due vetri.

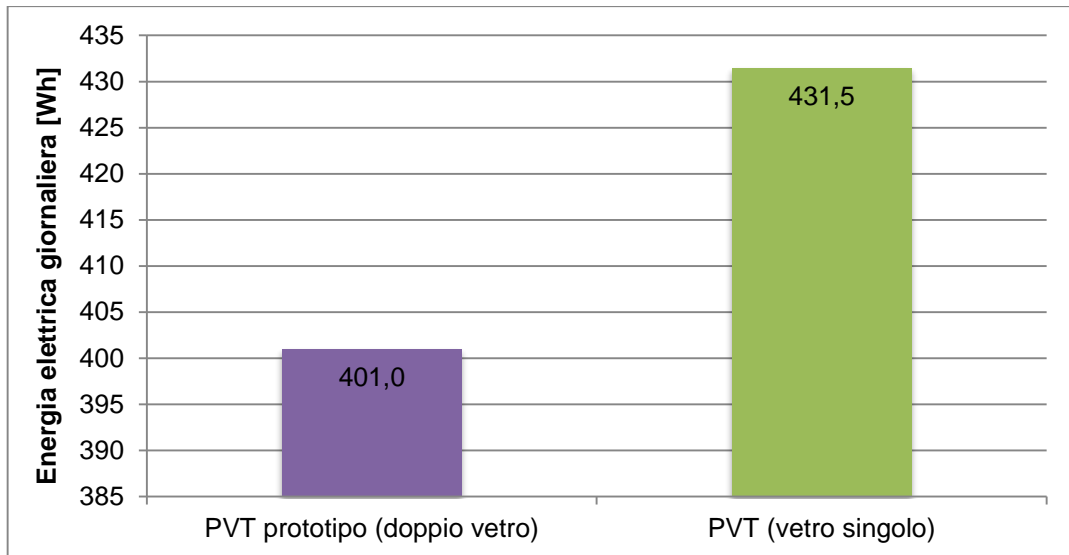


Figura 12.7 – Energia elettrica giornaliera prodotta

Per valutare il beneficio medio annuale che comporterebbe l'eliminazione del vetro di laminazione, in figura 12.8 vengono riportati i risultati mensili della simulazione.

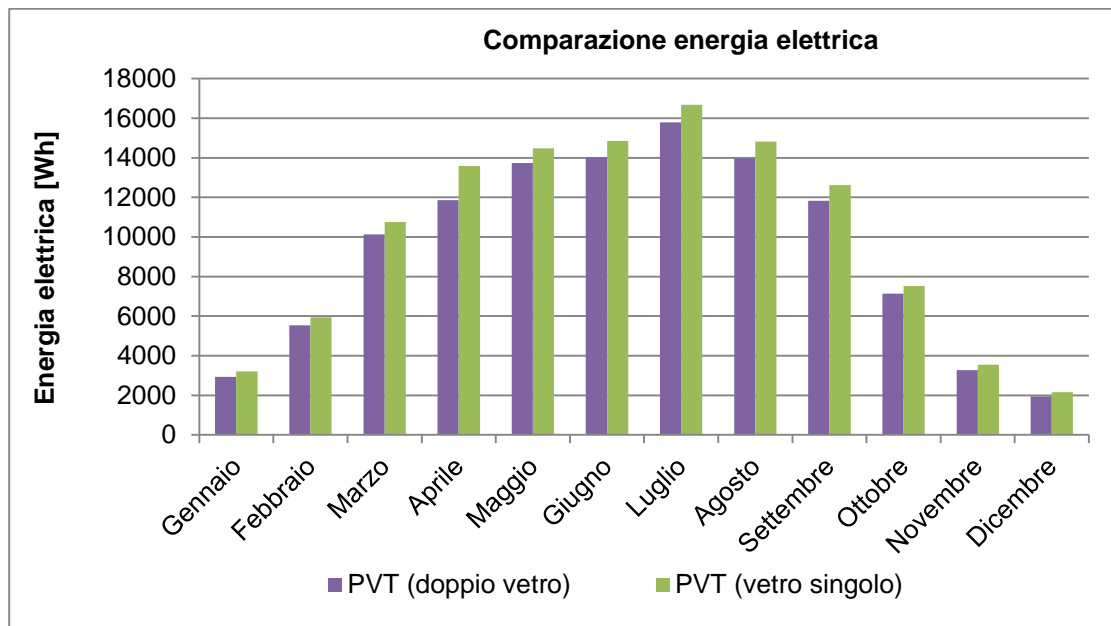


Figura 12.8 – Energia elettrica giornaliera prodotta

I risultati mostrano che in media nell'arco di un anno, l'eliminazione del vetro di laminazione comporterebbe un aumento delle prestazioni elettriche del circa il 6,8 % e di quelle elettriche del 4,5%.

## 13. CONCLUSIONI

Si è visto come la tecnologia ibrida fotovoltaico – termica rappresenti una realtà interessante di cogenerazione di energia elettrica e termica da fonte solare. Ne è prova la numerosa produzione di articoli scientifici sull'argomento, analizzati e messi a confronto nello studio dello stato dell'arte del capitolo 3. Il lavoro presentato consiste, dunque, nella progettazione e modellizzazione di un componente ibrido con caratteristiche innovative, tale da dare nuove risposte alle attuali problematiche di tipo energetico.

Nell'elaborazione progettuale del collettore proposto in questo elaborato, che ha portato alla costruzione di un prototipo, sono stati messi a sistema elementi attualmente presenti sul mercato, come il laminato fotovoltaico e la piastra assorbente, collegati e utilizzati, però, in modo innovativo. E' infatti possibile mettere in pratica concezioni innovative basandosi su tecnologie consolidate. In particolare, l'accoppiamento di un modulo al silicio micromorfo, che presenta tipicamente ottime prestazioni in condizioni di temperatura elevate, a un assorbitore progettato per ottimizzare la distribuzione di temperatura e diminuire le perdite di carico, rappresenta un punto di forza del sistema progettato. In tal modo è stato limitato il decadimento delle prestazioni elettriche, tipico dei sistemi ibridi convenzionali, in condizioni di sovrapproduzione di energia termica, fenomeno frequente nella stagione estiva.

Il collettore ibrido prototipale, è stato successivamente testato sperimentalmente e messo a confronto con un collettore commerciale e con un modulo fotovoltaico tradizionale. Ne emergono risultati chiari, riassumibili come segue:

- l'efficienza di conversione della radiazione solare in energia elettrica riscontrata per il sistema ibrido prototipale, è circa la medesima di quella prodotta da un normale modulo fotovoltaico che lavora nelle stesse condizioni; essa però riesce anche a convertire parte della radiazione incidente in energia termica, con un'efficienza annuale del 30%.
- il collettore prototipale, produce un quantitativo di energia elettrica, a parità di watt di picco installati, inferiore rispetto al collettore ibrido commerciale non vetrato realizzato con celle in silicio policristallino;
- l'energia termica prodotta dal collettore innovativo, compensa e supera leggermente la minore energia elettrica (convertita in energia primaria) prodotta rispetto alle altre tecnologie testate;
- l'ottimizzazione dei canali dell'assorbitore, nel caso del collettore sperimentale, permette di ridurre i consumi elettrici della pompa di circolazione di più del

60% rispetto quelli registrati nel collettore tradizionale.

Dai dati sperimentali è stato possibile inoltre elaborare e validare un modello di calcolo, capace di descrivere il comportamento del collettore ibrido in termini di produzione di energia, al variare delle condizioni al contorno. Questo strumento risulta quindi fondamentale per effettuare valutazioni comparative del medesimo componente in diversi ambiti climatici e secondo diversi profili di utilizzo.

Infine, nell'ottica di industrializzazione del prodotto bisognerà prevedere la laminazione diretta delle celle all'assorbitore, così da eliminare un vetro superfluo e aumentare le prestazioni ottiche del collettore. Questa miglioria, secondo una stima effettuata con il modello di calcolo, potrebbe infatti incrementare di circa il 7% la produzione di energia elettrica e del 4% l'energia termica rispetto al componente prototipale prototipo realizzato.

Si ricordi che ulteriori lavori di ricerca dovranno riguardare la stima dell'incremento delle prestazioni dovute all'effetto ricottura tipico delle celle al film sottile.

Nella presente tesi, sono state poste le basi per l'integrazione del collettore fotovoltaico - termico all'involucro edilizio, attraverso la definizione di esigenze, requisiti e prestazioni. A tal proposito sarà quindi necessario svolgere approfondimenti volti allo studio tecnologico per rendere il collettore ibrido integrabile nell'edificio.

---

## 14. BIBLIOGRAFIA

Affolter, P., Ruoss, D., Toggweiler, P., Haller, A., 2000. New generation of Hybrid Solar PV/T collectors. Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne .

Agarwal, R.K., Garg, H.P., 1994. Study of a photovoltaic-thermal system - thermosyphonic solar water heater combined with solar cells. *Energy Conversion and Management* 35, 605-620.

Al Harbi, Y., Eugenio, N.N., Al Zahrani, S., 1998. Photovoltaic-thermal solar energy experiment in Saudi Arabia. *Renewable Energy* 15, 483-486.

Anderson, T.N., Duke, M., Morrison, G., Carson, J.K., 2009. Performance of a building integrated photovoltaic/thermal (BIPVT) solar collector. *Solar Energy* 83, 445-455.

Anon, A., 1984. New roll-bond mill, anodizing line aimed at solar market. *Modern Metals* 40.

Aste, N., 2002. *Il fotovoltaico in architettura*. Esselibri, Napoli .

Aste, N., Del Pero, C., 2006. Simulation model for forecast of the energy performance of PV plants. ATI conference, Milano, 14-17.

Aste, N., Chiesa, G., Verri, F., 2008. Design, development and performance monitoring of a photovoltaic-thermal (PVT) air collector. *Renewable Energy* 33, 914-927.

Aste, N., Del Pero, C., Leonforte, F., 2012a. Optimization of Solar Thermal Fraction in PVT Systems. *Energy Procedia* 30, 8-18.

Aste, N., Del Pero, C., Leonforte, F., 2012b. Thermal-electrical Optimization of the Configuration a Liquid PVT Collector. *Energy Procedia* 30, 1-7.

Bai, Y., Chow, T., Ménézo C., Dupeyrat P., 2012. Analysis of a Hybrid PV/Thermal Solar-Assisted Heat Pump System for Sports Center Water Heating Application. *International Journal of Photoenergy*, vol. 2012, Article ID 265838, 13 pages .

Bakker, M., Elswijk, M.J., Zondag, H.A., Ottenbros, M.T.N., Helden, W.G.J.v., 2004. Outdoor Performance of Uncovered PV/THERMAL. 19th European PV Solar Energy Conference and Exhibition .

Bergene, T., L, Q.V.O.M., 1995. Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. *Solar Energy* 55, [d]453-462.

Boddaert, S., Caccavelli, D., 2006. Hybrid PVTh Panel optimisation using a Femlab/Matlab/Simulink approach. Environment Identities and Mediterranean Area, 2006. ISEIMA '06. First international Symposium on , 121-126.

Charalambous, P.G., Kalogirou, S.A., Maidment, G.G., Yiakoumetti, K., 2011. Optimization of the photovoltaic thermal (PV/T) collector absorber. *Solar Energy* 85, 871-880.

Charalambous, P.G., Maidment, G.G., Kalogirou, S.A., Yiakoumetti, K., 2007. Photovoltaic thermal (PV/T) collectors: A review. *Appl. Therm. Eng.* 27, 275-286.

Chow, T., Ji, J., He, W., 2007. Photovoltaic-thermal collector system for domestic application. *Journal of solar energy engineering* 129, 205-209.

Chow, T.T., 2010. A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology. *Appl. Energy* 87, 365-379.

Chow, T.T., 2003. Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model. *Solar Energy* 75, 143-152.

Chow, T.T., He, W., Ji, J., 2006. Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. *Solar Energy* 80, 298-306.

Chow, T.T., Pei, G., Fong, K.F., Lin, Z., Chan, A.L.S., Ji, J., 2009a. Energy and exergy analysis of photovoltaic-thermal collector with and without glass cover. *Appl. Energy* 86, 310-316.

Chow, T.T., Pei, G., Fong, K.F., Lin, Z., Chan, A.L.S., Ji, J., 2009b. Energy and exergy analysis of photovoltaic-thermal collector with and without glass cover. *Appl. Energy* 86, 310-316.

Coventry, J.S., Lovegrove, K., 2003. Development of an approach to compare the 'value' of electrical and thermal output from a domestic PV/thermal system. *Solar Energy* 75, 63-72.

Cristofari, C., Notton, G., Poggi, P., Louche, A., 2002. Modelling and performance of a copolymer solar water heating collector. *Solar Energy* 72, 99-112.

De Vries, D., 1998. Design of a photovoltaic/thermal combi-panel. PhD report, EUT .

Duffie, J.A., Beckman, W.A., 2006. *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley New York.

Dupeyrat, P., Menezo, C., Rommel, M., Henning, H., 2011a. Efficient single glazed flat plate photovoltaic-thermal hybrid collector for domestic hot water system. *Solar Energy* 85, 1457-1468.

Dupeyrat, P., Menezo, C., Wirth, H., Rommel, M., 2011b. Improvement of PV module optical properties for PV-thermal hybrid collector application. *Solar Energy Mater. Solar Cells* 95, 2028-2036.

EPIA 2010, Global market outlook for photovoltaic systems until 2015

Fan, J., Shah, L.J., Furbo, S., 2005. Flow distribution in a solar collector panel with horizontal fins. 8.

Fan, J., Furbo, S., 2008. Buoyancy effects on thermal behavior of a flat-plate solar collector. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME* 130, 0210101-0210102.

Fan, J., Shah, L.J., Furbo, S., 2007. Flow distribution in a solar collector panel with horizontally inclined absorber strips. *Solar Energy* 81, 1501-1511.

Fraisse, G., Menezo, C., Johannes, K., 2007. Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type. *Solar Energy* 81, 1426-1438.



- Fujisawa, T., Tani, T., 1997. Annual exergy evaluation on photovoltaic-thermal hybrid collector. *Solar Energy Mater. Solar Cells* 47, 135-148.
- Gao, J., Zhang, Y., Liu, Y., Gao, X., 2011. Study on the temperature variation of the water-cooled photovoltaic solar template. 2, 502-505.
- Garg, H.P., Agarwal, R.K., 1995. Some aspects of a PV/T collector/forced circulation flat plate solar water heater with solar cells. *Energy Conversion and Management* 36, 87-99.
- Garg, H.P., Agarwal, R.K., Joshi, J.C., 1994. Experimental study on a hybrid photovoltaic-thermal solar water heater and its performance predictions. *Energy Conversion and Management* 35, 621-633.
- Garg, H.P., Bharagaba, A.K., Agarwal, R.K., 1990. Experimental and theoretical studies on a photovoltaic/thermal hybrid solar collector water heater. *Proceedings 1989 Congress ISES 1*, 701-705.
- Green, M., 2004. Recent developments in photovoltaics. *Solar Energy* 76, 3-8.
- Hayakashi, B., Mizusaki, K., Satoh, T., Hatanaka, T., 1990. Research and development of photovoltaic/thermal hybrid solar power generation system. *Proceedings of ISES Solar World Congress 1*, 302-306.
- He, W., Zhang, Y., Ji, J., 2011. Comparative experiment study on photovoltaic and thermal solar system under natural circulation of water. *Appl. Therm. Eng.* 31, 3369-3376.
- Hegazy, A.A., 2000. Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors. *Energy Conversion and Management* 41, 861-881.
- Hendrie SD. 1982. Photovoltaic/thermal collector development program—final report. Report, MIT.
- Hermann, M., 2011. Develop of a Bionic solar collector with aluminium roll-bond absorber.
- Hollands, K. G. T., Unny, T. E., Raithby, G. D., & Konicek, L. (1976). Free convective heat transfer across inclined air layers. *J. Heat Transfer*; (United States), 98(2).
- Hufnagel, W., 1976. Aluminum for Utilization of Solar Energy; Aluminium fuer die nutzung von sonnenenergie. *Aluminium* 52, 123-128.
- Ibrahim, A., Othman, M., Ruslan, M., Alghoul, M., Yahya, M., Zaharim, A., Sopian, K., 2009. Performance of photovoltaic thermal collector (PVT) with different absorbers design. *WSEAS Transactions on Environment and Development* 5, 321-330.
- Ibrahim, A., Jin, G.L., 2009. Hybrid Photovoltaic Thermal (PV/T) Air and Water Based Solar Collectors Suitable for Building Integrated Applications Adnan Ibrahim, Goh Li Jin, Roonak Daghigh, Mohd Huzmin Mohamed Salleh, Mohd Yusof Othman, Mohd Hafidz Ruslan, Sohif Mat and Kamaruzzaman Sopian Solar Energy Research Institute, University Kebangsaan Malaysia, 43600, Bangi, Selangor, Malaysia. *American journal of environmental sciences* 5, 618-624.
- Ibrahim, A., Othman, M.Y., Ruslan, M.H., Mat, S., Sopian, K., 2011. Recent advances in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 352-365.

IEA, 2010, Energy Technology perspectives

IEA, 2013, World energy Outlook

International Cablemakers Federation, January 2013. Raw Materials Update. ICF news Issue 72.

Ishii, T., Otani, K., Takashima, T., 2011. Effects of solar spectrum and module temperature on outdoor performance of photovoltaic modules in round-robin measurements in Japan. *Prog Photovoltaics Res Appl* 19, 141-148.

Jahn, U., Nasse, W., Nordmann, T., Clavadetscher, L., Meyer, D., 2004. Achievements of task 2 of IEA PV power systems programme: final results on PV system performance. , 2813.

Ji, J., Han, J., Chow, T., Yi, H., Lu, J., He, W., Sun, W., 2006a. Effect of fluid flow and packing factor on energy performance of a wall-mounted hybrid photovoltaic/water-heating collector system. *Energy Build.* 38, 1380-1387.

Ji, J., Han, J., Chow, T.-., Han, C., Lu, J., He, W., 2006b. Effect of flow channel dimensions on the performance of a box-frame photovoltaic/thermal collector. *Proc. Inst. Mech. Eng. A: J. Power Energy* 220, 681-688.

Ji, J., Lu, J., Chow, T., He, W., Pei, G., 2007. A sensitivity study of a hybrid photovoltaic/thermal water-heating system with natural circulation. *Appl. Energy* 84, 222-237.

Joshi, A.G., 1986. Design optimization of collector plates. , 85-91.

Kalogirou, S.A., Tripanagnostopoulos, Y., 2007. Industrial application of PV/T solar energy systems. *Appl. Therm. Eng.* 27, 1259-1270.

Kalogirou, S.A., Tripanagnostopoulos, Y., 2006. Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production. *Energy Conversion and Management* 47, 3368-3382.

Kalogirou, S.A., 2001. Use of TRNSYS for modelling and simulation of a hybrid pv–thermal solar system for Cyprus. *Renewable Energy* 23, 247-260.

Kanevce, A., Metzger, W.K., 2009. The role of amorphous silicon and tunneling in heterojunction with intrinsic thin layer (HIT) solar cells. *J. Appl. Phys.* 105, 094507-094507-7.

Kim, J.H., Kim, J.T., 2012a. The experimental performance of an unglazed PVT collector with two different absorber types. *International Journal of Photoenergy* Article ID 312168, 6 pages, 6 pages.

Kim, J.H., Kim, J.T., 2012b. The experimental performance of an unglazed PV-thermal collector with a fully wetted absorber. *Energy Procedia* 30, 144-151.

Lalović, B., Kiss, Z., Weakliem, H., 1986. A hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector. *Solar Cells* 19, 131-138.

Lambarski, T.J., 1984. Electrical design guidelines for photovoltaic/thermal systems. , 1045-1050.

- Löffler, J., 2005. Transparent conductive oxides for thin-film silicon solar cells.
- Mark, J.E., 2006. Physical Properties of Polymers Handbook. Springer.
- Minemoto, T., Toda, M., Nagae, S., Gotoh, M., Nakajima, A., Yamamoto, K., Takakura, H., Hamakawa, Y., 2007. Effect of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of amorphous Si//thin-film crystalline Si stacked photovoltaic modules. *Solar Energy Mater. Solar Cells* 91, 120-122.
- Mintsa Do Ango, A.C., Medale, M., Abid, C., 2013. Optimization of the design of a polymer flat plate solar collector. *Solar Energy* 87, 64-75.
- Mishra, R., Tiwari, G., 2013. Energy and exergy analysis of hybrid photovoltaic thermal water collector for constant collection temperature mode. *Solar Energy* 90, 58-67.
- Monokroussos, C., Bliss, M., Qiu, Y., Hibberd, C., Betts, T., Tiwari, A., Gottschalg, R., 2011. Effects of spectrum on the power rating of amorphous silicon photovoltaic devices. *Prog Photovoltaics Res Appl* 19, 640-648.
- Morita, Y., Fujisawa, T., Tani, T., 2000. Moment performance of photovoltaic/thermal hybrid panel (numerical analysis and exergetic evaluation). *Electrical Engineering in Japan* 133, 43-51.
- Najafi, H., Najafi, B., 2011. Sensitivity analysis of a hybrid photovoltaic thermal solar collector. , 62-67.
- Nikolaeva-Dimitrova, M., Kenny, R.P., Dunlop, E.D., Pravettoni, M., 2010. Seasonal variations on energy yield of a-Si, hybrid, and crystalline Si PV modules. *Prog Photovoltaics Res Appl* 18, 311-320.
- Nordmann, T., Jahn, U., Nasse, W., Seestrasse, T.N.C.C.A.G., Germany, P., 2004. Performance of PV systems under real conditions.
- Nordmann, T., Clavadetscher, L., 2003. Understanding temperature effects on PV system performance. C, 2243-2246.
- Nualboonrueng, T., Tuenpusa, P., Ueda, Y., Akisawa, A., 2012. The performance of PV-t systems for residential application in Bangkok.
- Orlando, A.F., Magnoli, D., Goldstein, L., 1979. Thermosyphon solar water heating system under brasilian conditions. *Proceedings of the Intersociety Energy Conversion Engineering Conference* .
- Pathak, M.J.M., Pearce, J.M., Harrison, S.J., 2012. Effects on amorphous silicon photovoltaic performance from high-temperature annealing pulses in photovoltaic thermal hybrid devices. *Solar Energy Mater. Solar Cells* 100, 199-203.
- Pieper, M., Klein, P., 2011. A simple and accurate numerical network flow model for bionic micro heat exchangers. *Heat Mass Transfer* 47, 491-503.
- Platz, R., Fischer, D., Zufferey, M.-., Selvan, J.A.A., Haller, A., Shah, A., 1997. Hybrid collectors using thin-film technology. *Photovoltaic Specialists Conference, 1997. , Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE* , 1293-1296.

Pratish, M., Davit, Y., Nazir, P., Stefan, Z., 2007. The use of amorphous silicon in fabricating a photovoltaic-thermal system. 2nd Canadian Solar Buildings Conference Calgary, June 10 - 14, 2007 .

Sandnes, B., Rekstad, J., 2002a. A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model. *Solar Energy* 72, 63-73.

Sandnes, B., Rekstad, J., 2002b. A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model. *Solar Energy* 72, 63-73.

Sandnes, B., Rekstad, J., 2002c. A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model. *Solar Energy* 72, 63-73.

Santbergen, R., 2008. Optical Absorption Factor of Solar Cells for PVT Systems. Ph. D. Thesis, Eindhoven University .

Santbergen, R., Rindt, C.C.M., Zondag, H.A., van Zolingen, R.J.C., 2010. Detailed analysis of the energy yield of systems with covered sheet-and-tube PVT collectors. *Solar Energy* 84, 867-878.

Sawada, T., Terada, N., Tsuge, S., Baba, T., Takahama, T., Wakisaka, K., Tsuda, S., Nakano, S., 1994. High-efficiency a-Si/c-Si heterojunction solar cell. 2, 1219-1226.

Sharan, S.N., Kandpal, T.C., 1992. Testing of a prototype combined photovoltaic-thermal linear fresnel concentrator-receiver system. *Energy Conversion and Management* 33, 37-39.

Sirisamphanwong, C., Ketjoy, N., 2012. Impact of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of photovoltaic system under Thai climatic conditions. *Renewable Energy* 38, 69-74.

Smith, D.R., Biringer, K.L., Pritchard, D.A., 1978. Combined photovoltaic thermal collector testing. *Conf. Rec. IEEE Photovoltaic. Spec. Conf. , 1147-1115.*

Sopian, K., Yigit, K.S., Liu, H.T., Kakac, S., Veziroglu, T.N., 1996. Performance analysis of photovoltaic thermal air heaters. *Energy Conversion and Management* 37, 1657-1670.

Suzuki, A., Kitamura, S., 1979. Combined photovoltaic and thermal hybrid collector. *Jpn. J. Appl. Phys.* 19 (1980) Supplement 19-2 pp. 79-83 .

Tanaka, M., Taguchi, M., Matsuyama, T., Sawada, T., Tsuda, S., Nakano, S., Hanafusa, H., Kuwano, Y., 1992. Development of new a-Si/c-Si heterojunction solar cells: ACJ-HIT (artificially constructed junction-heterojunction with intrinsic thin-layer). *Japanese journal of applied physics* 31, 3518-3522.

Tiwari, A., Sodha, M.S., 2006. Performance evaluation of solar PV/T system: An experimental validation. *Solar Energy* 80, 751-759.

Tiwari, G.N., Mishra, R.K., Solanki, S.C., 2011. Photovoltaic modules and their applications: A review on thermal modelling. *Appl. Energy* 88, 2287-2304.

Tonui, J.K., Tripanagnostopoulos, Y., 2007. Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation. *Renewable Energy* 32, 623-637.

Tripanagnostopoulos, Y., Nousia, T., Souliotis, M., Yianoulis, P., 2002. Hybrid photovoltaic/thermal solar systems. *Solar Energy* 72, 217-234.

Tripanagnostopoulos, Y., Souliotis, M., Battisti, R., Corrado, A., 2005. Energy, cost and LCA results of PV and hybrid PV/T solar systems. *Prog Photovoltaics Res Appl* 13, 235-250.

Tsunomura, Y., Yoshimine, Y., Taguchi, M., Baba, T., Kinoshita, T., Kanno, H., Sakata, H., Maruyama, E., Tanaka, M., 2009. Twenty-two percent efficiency HIT solar cell. *Solar Energy Mater. Solar Cells* 93, 670-673.

Van Helden, W.G.J., Van Zolingen, R.J.C., Zondag, H.A., 2004. PV Thermal systems: PV panels supplying renewable electricity and heat. *Prog Photovoltaics Res Appl* 12, 415-426.

Vats, K., Tiwari, G.N., 2012. Performance evaluation of a building integrated semitransparent photovoltaic thermal system for roof and façade. *Energy Build.* 45, 211-218.

Weitbrecht, V., Lehmann, D., Richter, A., 2002. Flow distribution in solar collectors with laminar flow conditions. *Solar Energy* 73, 433-441.

Wolf M., 1976. Performance analyses of combined heating and photovoltaic power systems for residences. *Energy Convers* 16, 79-90.

Zondag, H., Van Helden, W., 2002. Stagnation temperature in PVT collectors. *Energy research Centre of Netherland ECN* .

Zondag, H.A., 2008. Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12, 891-959.

Zondag, H.A., de Vries, D.W., van Helden, W.G.J., van Zolingen, R.J.C., van Steenhoven, A.A., 2003. The yield of different combined PV-thermal collector designs. *Solar Energy* 74, 253-269.