



# Università degli Studi di Ferrara

DOTTORATO DI RICERCA IN  
FISICA

CICLO XXVI

COORDINATORE Prof. Vincenzo Guidi

## Sistemi Fotovoltaici a Bassa Concentrazione per Integrazione Architettonica

Settore Scientifico Disciplinare FIS/01

**Dottoranda**

Dott.ssa Luana Pozzetti

**Tutore**

Prof. Vincenzo Guidi

**Cotutore**

Dott. Donato Vincenzi

**Cotutore**

Dott. Cesare Malagù

Anni 2011/2013



# INDICE

---

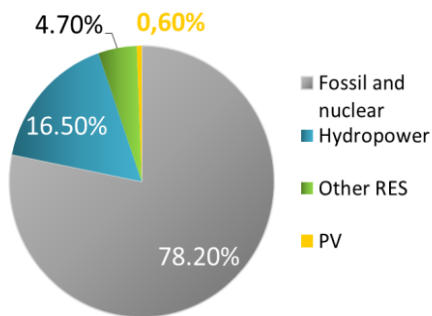
<b>Indice</b>	<b>3</b>
<b>1 Introduzione</b>	<b>5</b>
1.1 Il fotovoltaico per integrazione architettonica	5
1.2 Potenzialità dei sistemi PV integrati	8
1.3 Tipologie di impianti fotovoltaici integrati	9
1.3.1 Fotovoltaico integrato in copertura	10
1.3.2 Fotovoltaico integrato in facciata e nei dispositivi di controllo solare	11
1.4 Utilizzo di sistemi di ombreggiamento con PV integrato per il risparmio energetico e il comfort visivo interno	12
1.5 BICPV: Building Integrated Concentrating Photovoltaics	16
1.6 LSC: Luminescent Solar Concentrator	18
1.6.1 Caratteristiche dei fluorofori	19
1.6.2 Scelta del materiale di supporto	20
1.6.3 Il fenomeno della riflessione totale interna	21
1.6.4 Efficienza ottica globale	22
1.6.5 Esempi ed applicazioni	24
<b>2 Il modulo Solar FLight®</b>	<b>26</b>
2.1 Simulazioni ottiche	26
2.2 La progettazione meccanica	31
2.3 Realizzazione dei ricevitori PV	39
2.4 Il sistema di inseguimento	43
2.5 Il sistema di illuminazione	46
2.6 Caratterizzazione delle performance elettriche	49
2.6.1 Misura dell'accettanza angolare	52
2.6.2 Curva I-V e curva di potenza	54
2.6.3 Efficienza del sistema di puntamento	55
2.7 Caratterizzazione delle performance fotometriche	56
2.7.1 Illuminazione diretta	57
2.7.2 Illuminazione diffusa	58
2.8 Il concentratore termico Solar FLight	59
2.8.1 Studio su concentratore ibrido	63
2.8.2 Studio su concentratore termico	64

2.8.3	Bilancio energetico	66
2.9	Il Solar Decathlon Europe e il progetto Astonysine	67
2.9.1	Il sistema elettrico di conversione DC-AC	71
2.10	Conclusioni	77
<b>3</b>	<b>La Finestra Solare LSC</b>	<b>79</b>
3.1	Scelta e caratterizzazione dei fluorofori	80
3.2	I ricevitori	82
3.3	Efficienza dei sistemi LSC	83
3.4	Il circuito di illuminazione	84
3.4.1	Primo prototipo	84
3.4.2	Secondo prototipo	85
3.5	Conclusioni	87
	<b>Bibliografia</b>	<b>89</b>
	<b>Dichiarazione di conformità</b>	<b>92</b>

# 1 INTRODUZIONE

## 1.1 IL FOTOVOLTAICO PER INTEGRAZIONE ARCHITETTONICA

Il continuo aumento della richiesta di energia, in gran parte soddisfatta da fonti esauribili quali petrolio, carbone, gas naturale ed energia nucleare, e gli effetti che la massiccia introduzione di CO<sub>2</sub> ed altri inquinanti hanno sull'atmosfera, ha spinto la politica globale a imparare ad investire nello sviluppo delle fonti rinnovabili già disponibili ma non completamente sfruttate, e nella ricerca di nuove sorgenti sostenibili. Persino compagnie petrolifere come BP-Amoco e Shell oggi amano definirsi polienergetiche e verdi ed investono in fonti alternative come l'idrogeno, l'energia solare ed eolica [1]. Attualmente il fabbisogno di energia elettrica è soddisfatto solo per meno dell'1% dalla tecnologia fotovoltaica, nonostante il sole fornisca alla Terra una quantità di energia 10.000 volte superiore al fabbisogno annuo di energia [2].



	R&D in USD	Increase / 2011
Austria	11,7 M (2011)	N/A
Australia	26,9 M	-14%
Denmark	4,32 M	-8%
Canada	12 M	21%
China	79 M	N/A
France	128 M (3-5 years)	15%
Germany	66 M	N/A
Italy	7,4 M	-8%
Japan	130 M	28%
Korea	118 M	26%
Netherlands	35 M	40%
Norway	14 M	N/A
Sweden	11,3 M	20%
USA	262 M	Stable

**Figura 1.1**  
Risorse impiegate per soddisfare la domanda globale di energia elettrica [2].

**Tabella 1.1**  
Investimenti in Ricerca e Sviluppo Fotovoltaico nel 2012 e trend rispetto al 2011 [2].

Esistono varie tecniche per sfruttare direttamente l'energia solare, con molteplici scopi: si hanno applicazioni a bassa temperatura per la produzione di acqua calda ad uso domestico e per riscaldamento, applicazioni fotovoltaiche e applicazioni ad alta temperatura per la produzione di energia elettrica. Tra queste tecnologie quella fotovoltaica è di particolare interesse in quanto presenta limiti teorici notevolmente superiori a quelli già raggiunti. Il fotovoltaico si presta ad una generazione distribuita di energia, riducendo così le perdite legate al trasporto, e la grande modularità dei sistemi fotovoltaici permette di adattarsi a diverse tipologie di utenza.

In questo contesto, il settore dei sistemi fotovoltaici per integrazione architettonica negli edifici (BIPV, *Building Integrated PhotoVoltaics*) rappresenta il segmento con il più alto tasso di crescita. In particolar modo in Europa, dove la densità di popolazione è molto elevata ed è disponibile meno superficie per i grandi impianti a terra, l'integrazione architettonica degli impianti PV beneficia di tariffe incentivanti che sono quasi del 30% superiori a quelle delle tecnologie fotovoltaiche non integrate [3].

Urbanisti e architetti possono già usufruire di notevoli incentivi in Conto Energia o in Conto Capitale per incorporare queste tecnologie nei loro progetti, e stanno emergendo nuovi prodotti che possano rispondere alle esigenze architettoniche di design e sostenibilità.

Ogni nazione concepisce in modo diverso l'integrazione del fotovoltaico in architettura, a seconda della cultura e del tipo di finanziamenti istituiti in campo edile. In paesi come la Danimarca, la Germania o il Regno Unito, dove lo stato interviene in modo significativo nel processo di edilizia abitativa ed è presente un elevato numero di alloggi pubblici, gli architetti e i progettisti hanno l'opportunità di integrare i sistemi PV principalmente nei tetti per le tipiche case a schiera monofamiliari, e in tetti e facciate per i condomini.

**Figura 1.2**  
Quartiere residenziale Vauban di Friburgo nel sud della Germania. Le coperture, rivolte verso sud, sono interamente rivestite da pannelli fotovoltaici. La tecnologia utilizzata è quella dei pannelli semitrasparenti in cui le celle policristalline sono laminate tra due lastre di vetro [4].



In paesi come l'Italia invece, dove il governo ha ancora poca influenza sul processo costruttivo, l'integrazione architettonica del PV su piccola scala è fortemente dipendente dall'iniziativa del privato, e la maggior parte dei sistemi PV integrati si ritrova in tetti e facciate di edifici commerciali e industriali o presso amministrazioni pubbliche [5]. La parte più evoluta dell'industria italiana delle costruzioni è da tempo alla ricerca di materiali e di soluzioni abitative ad alto risparmio energetico, nell'ambito di una sua propria evoluzione verso un'edilizia personalizzata, costruita intorno alle esigenze individuali dei clienti.

**Figura 1.3**  
Serra fotovoltaica dell'Ospedale Pediatrico Meyer di Firenze. L'impianto è composto da 181 moduli fotovoltaici realizzati con vetrocamera di diverse dimensioni. La potenza nominale complessiva è di 32 kWp.





**Figura 1.4**  
 Il più grande impianto industriale integrato in Italia: 35 capannoni della Valuepart Europe S.p.A di Castelvetro di Modena con copertura costituita da pannelli fotovoltaici integrati, per un totale di 3.5 MWp di potenza nominale installata. L'impianto è stato riconosciuto tra le "applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico" definite dal 5° Conto Energia.

La definizione di "integrazione architettonica" non comprende solo l'inserimento fisico del sistema PV nell'edificio, ma riguarda anche l'aspetto estetico e lo sguardo d'insieme sull'edificio. La definizione BIPV si riferisce al fatto che i dispositivi fotovoltaici sono integrati – e non applicati – nell'involucro esterno degli edifici: ciò significa che tetti, facciate, lucernari e finestre sono in grado di catturare la radiazione solare e convertirla in elettricità, che, inviata agli inverter, viene immessa direttamente nella rete elettrica. I moduli hanno la stessa funzionalità della superficie, ovvero costituiscono essi stessi la superficie esposta al sole. Il nuovo sistema fotovoltaico diventa dunque parte integrante della costruzione, per offrire, oltre alla generazione di energia elettrica, isolamento termico ed acustico, ombreggiamento e modulazione della luce naturale, protezione fisica e valorizzazione estetica. Si tratta di una tecnologia multifunzionale che può essere adottata in modo ottimale in fase di costruzione oppure direttamente sul costruito. Il maggior costo del modulo BIPV è largamente compensato da tutti i servizi che un modulo BIPV, utilizzato come vero e proprio elemento di costruzione, è capace di erogare [6].

Ai fini del riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal decreto D.M. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia) per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, si definisce "modulo fotovoltaico non convenzionale" un «modulo fotovoltaico il cui impiego è possibile ed efficace solo per applicazioni di tipo architettonico, risultando esso stesso un elemento edilizio» .

A questa categoria appartengono moduli fotovoltaici flessibili e moduli fotovoltaici rigidi quali nastri in film sottile su supporto rigido, tegole fotovoltaiche e moduli fotovoltaici trasparenti per facciate, finestre e coperture, opportunamente realizzati e installati per consentire il passaggio della luce all'interno dell'involucro edilizio.

Il modulo fotovoltaico non convenzionale o la superficie fotovoltaica, unitamente al sistema di montaggio, sostituiscono elementi edilizi tradizionali e devono garantire, oltre alla produzione di energia elettrica, le funzioni tipiche dell'involucro edilizio:

- la tenuta all'acqua e la conseguente impermeabilizzazione della struttura edilizia;
- una tenuta meccanica comparabile con quella dell'elemento edilizio sostituito;
- una resistenza termica tale da non compromettere le prestazioni dell'involucro edilizio.

Il GSE (Gestore dei Servizi Energetici), all'interno delle Linee Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico, afferma che «L'integrazione architettonica del fotovoltaico è da considerarsi tale se, a seguito di una eventuale rimozione dei

moduli fotovoltaici, viene compromessa la funzionalità dell'involucro edilizio, rendendo la costruzione non più idonea all'uso» [7].

## 1.2 POTENZIALITÀ DEI SISTEMI PV INTEGRATI

Affinché l'integrazione del PV si realizzi con successo nell'industria dell'edilizia, è necessaria la simbiosi di aspetti funzionali, estetici ed economici.

Un sistema ben integrato ed elegante dal punto di vista architettonico accresce il valore di mercato dell'edificio, e contribuisce a favorire la sensibilizzazione dei cittadini nei confronti delle problematiche ambientali.

Se l'analisi di costi e vantaggi per la scelta di un determinato impianto fotovoltaico viene effettuata analizzando l'intero ciclo di vita del modulo fotovoltaico e dell'edificio, l'utilizzo di impianti fotovoltaici integrati è una soluzione che, a fronte di costi iniziali maggiori, garantisce costi di gestione minori, maggiore longevità, rendimenti di produzione elettrica mirati e soluzioni estetiche di grande efficacia rispetto alle tradizionali soluzioni applicate. Va inoltre considerato che al costo del componente con PV integrato va sottratto il costo dell'elemento architettonico che esso va a sostituire (ad esempio tegole, vetrate, ecc.).

L'attività di progettazione richiesta per l'installazione di un impianto fotovoltaico integrato, deve essere mirata all'ottimizzazione del rendimento del sistema, ma allo stesso tempo anche alla personalizzazione dell'aspetto estetico e dell'offerta di energia elettrica prodotta (ad esempio spostando i picchi di produzione elettrica dalle ore centrali del giorno a quelle di maggiore richiesta di energia elettrica).

Inoltre la progettazione dell'impianto fotovoltaico integrato svolta in parallelo con la progettazione architettonica dell'intero edificio, permette di sfruttare al meglio le parti di involucro edilizio in cui applicare i moduli integrati, valutando le caratteristiche del contesto urbano e della posizione geografica.

Il Task 7 del rapporto presentato dall'IEA (*International Energy Agency*) nell'ambito del PVPS (*Photovoltaic Power Systems Programme*) [8] contiene un'analisi dettagliata delle potenziali superfici adatte all'integrazione architettonica del fotovoltaico nei tetti e nelle facciate degli edifici. Per calcolare la superficie di involucro edilizio disponibile per la captazione solare, si deve tener conto sia dell'aspetto architettonico (tipo di costruzione, ombreggiamenti ed elementi storici), sia del fattore di utilizzazione solare, che deve essere tale da garantire almeno l'80% della massima radiazione solare incidente per una data località. Alla luce di queste considerazioni, la superficie fruibile di edificio è del 60% per i tetti e del 20% per le facciate, e di quest'area circa la metà presenta una soddisfacente "resa solare", in particolare il 55% per le aree di tetto e il 50% per le facciate. In sintesi, i 3/4 dell'area adatta per il BIPV riguarda le coperture e il restante 1/4 riguarda le facciate.

Va comunque considerato anche il fatto che le facciate hanno la maggiore influenza sui consumi energetici dell'edificio e pertanto l'integrazione del PV in facciata avrà un maggiore impatto su di essi.



Area potenziale BIPV (km2)		Costruzioni residenziali	Costruzioni agricole	Costruzioni industriali	Costruzioni commerciali	Altre costruzioni	Totale costruzioni
Austria	Tetto	85,65	17,13	15,19	17,45	4,20	139,62
	Facciata	32,12	2,14	5,70	8,73	1,58	52,36
Danimarca	Tetto	50,88	14,84	10,60	10,60	1,06	87,98
	Facciata	19,08	1,86	3,98	5,30	0,40	32,99
Finlandia	Tetto	78,28	21,01	19,16	8,45	0,41	127,31
	Facciata	19,08	1,86	3,98	5,30	0,40	32,99
Germania	Tetto	721,78	164,04	229,66	164,04	16,40	1295,92
	Facciata	270,67	20,51	86,12	82,02	6,15	485,97
Italia	Tetto	410,26	113,96	136,75	91,17	11,40	763,53
	Facciata	153,85	14,25	51,28	45,58	4,27	286,32
Olanda	Tetto	127,48	42,70	52,75	35,80	0,63	259,36
	Facciata	47,81	5,34	19,78	17,90	0,24	97,26
Regno Unito	Tetto	601,88	71,09	61,61	168,24	11,85	914,67
	Facciata	225,70	8,89	23,10	84,12	4,44	343,00
Spagna	Tetto	251,97	78,74	55,12	55,12	7,87	448,82
	Facciata	94,49	9,84	10,67	27,56	2,95	168,31
Svezia	Tetto	134,52	36,11	32,92	14,51	0,71	218,77
	Facciata	50,45	4,51	12,35	7,26	0,27	82,04
Svizzera	Tetto	67,12	21,90	21,05	12,80	15,36	138,22
	Facciata	25,17	2,74	7,89	6,40	5,76	51,83

**Tabella 1.2**  
Area potenziale BIPV (tetto e facciata, in km<sup>2</sup>) per diversi paesi dell'Europa Centro-Occidentale, riferita a differenti tipologie di edificio (fonte: Report IEA – PVPS T7-4:2002) [8].

### 1.3 TIPOLOGIE DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI INTEGRATI

Gli interventi di integrazione dei sistemi fotovoltaici negli edifici si possono distinguere in due categorie. Quando il sistema fotovoltaico è integrato nella struttura di un edificio che deve essere costruito, si parla di *integrazione su nuovi edifici*. In questo caso è possibile curare contemporaneamente gli aspetti impiantistici ed estetici del progetto. Quando invece il sistema fotovoltaico viene integrato nella struttura di un edificio esistente, si parla di *interventi di retrofit* o di *riqualificazione*. Si tratta di interventi complessi perché non sempre sono soddisfatti tutti i requisiti che garantiscono un'ottima collocazione della superficie dell'impianto. Inoltre per rendere più facile l'integrazione dell'impianto, spesso si rende necessario impiegare telai autonomi da addossare all'edificio.

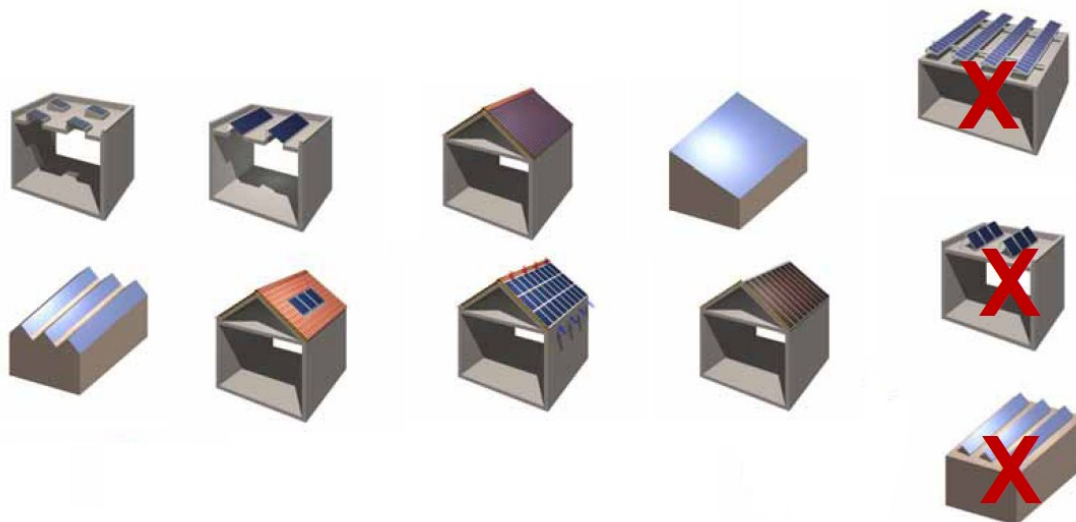
Le tecniche di integrazione architettonica dei sistemi PV sono principalmente tre:

- sostituzione locale del manto di copertura (es. tegole o coppi) con un rivestimento idoneo a cui si sovrappone l'impianto fotovoltaico, in modo che questo risulti affogato nel manto di copertura;
- impiego di tecnologie idonee all'integrazione, come i film sottili;
- impiego di moduli fotovoltaici strutturali, che svolgono anche la funzione di infisso, con o senza vetrocamera.

A seconda che l'integrazione avvenga in copertura o in facciata, si possono distinguere alcuni schemi di integrazione e tipologie tipiche di sistemi BIPV.

### 1.3.1 Fotovoltaico integrato in copertura

**Figura 1.5**  
Principali schemi di integrazione in copertura. I tre schemi sulla destra non costituiscono PV integrato, bensì PV applicato [9].



#### *Integrazione su copertura a falde inclinate*



È una delle forme più comuni ed economiche di integrazione quando la copertura dell'edificio abbia requisiti favorevoli. I moduli possono essere ciechi e sostituire semplicemente il manto di copertura o essere semitrasparenti, assolvendo quindi la funzione di lucernari (impianto fotovoltaico a tetto-luce) per l'illuminazione naturale dell'interno. Per ridurre al minimo l'impatto estetico dei pannelli su coperture in coppi di terracotta esistono particolari tegole fotovoltaiche in cui vengono applicati, su ogni singolo coppo, piccoli moduli fotovoltaici.

#### *Integrazione su coperture piane*



Consiste nel collocare su coperture piane strisce rigide o flessibili di particolari moduli fotovoltaici. È anche possibile applicare questo tipo di impianti su coperture leggermente curve. La minore produzione di energia elettrica rispetto ai pannelli inclinati ad angolo ottimale è compensata dalla possibilità di coprire in questo modo una maggiore superficie captante.



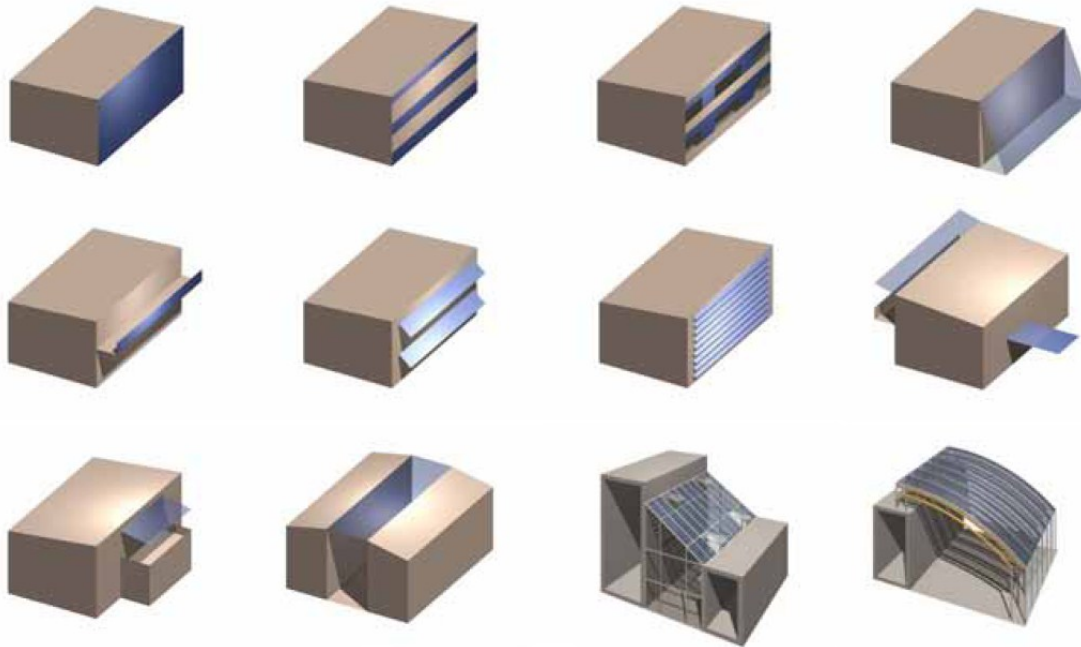
Questa soluzione è una delle più economiche per quanto riguarda le installazioni retrofit.

#### *Integrazione su copertura a shed*



Questa soluzione consiste nell'integrare il sistema fotovoltaico in una copertura a dente di sega. Gli shed presentano normalmente una superficie finestrata esposta a nord e una superficie opaca esposta a sud, sulla quale si possono integrare in condizioni ottimali moduli semitrasparenti o opachi. Grazie ad un'inclinazione ottimale dei moduli, è possibile ottenere una buona produzione energetica.

### 1.3.2 Fotovoltaico integrato in facciata e nei dispositivi di controllo solare



**Figura 1.6**  
Principali schemi di integrazione in facciata e protezioni solari [9].

#### *Integrazione in facciata verticale continua*

Il fotovoltaico è integrato su una facciata verticale in un unico piano rispetto alle parti di prospetto non interessate dall'intervento.

In questo caso si ricorre spesso ad un unico sistema strutturale per la facciata, nel quale siano impiegabili sia pannelli termici con vetrocamera sia moduli fotovoltaici.

Si ottengono un'elevata flessibilità progettuale e notevoli valenze estetiche, oltre ad una potenziale funzione di schermatura parziale ai raggi solari, con la conseguente diminuzione del carico termico all'interno dell'edificio.



#### *Integrazione in facciata verticale non continua*

Questa modalità di intervento prevede la collocazione dei moduli fotovoltaici nelle fasce orizzontali non occupate da finestre. L'aspetto dell'edificio è scandito dall'alternanza di finestre e moduli fotovoltaici.

Per aumentare l'efficienza è conveniente prevedere un'opportuna struttura di supporto sagomata in modo tale da consentire l'inclinazione dei moduli fotovoltaici. Questa soluzione beneficia di una più efficiente retro-ventilazione dei moduli rispetto alle soluzioni perfettamente verticali, e offre anche funzioni di ombreggiatura.



### *Integrazione su facciata inclinata*



I moduli fotovoltaici sono integrati nel prospetto dell'edificio, che si inclina rispetto al piano orizzontale per aumentare la superficie esposta alla captazione solare. Una soluzione interessante dal punto di vista della qualità integrativa è quella dell'inserimento come elementi di rivestimento della facciata inclinata di moduli fotovoltaici semitrasparenti che consentono l'ingresso della luce naturale, evitando fenomeni di abbagliamento.

### *Integrazione nei dispositivi di controllo solare*



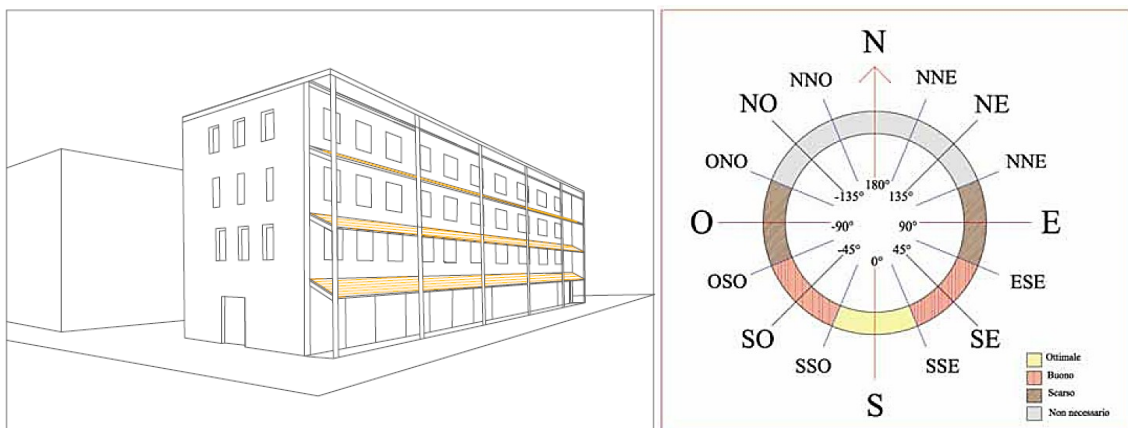
I moduli vengono integrati negli aggetti o nei dispositivi frangisole, collocati a protezione delle finestre. I moduli in questo caso sono svincolati dalla facciata retrostante e si possono quindi predisporre secondo l'inclinazione ottimale per la captazione dell'energia solare. Si ha la possibilità di rotazione automatizzata dei moduli in modo da incrementare la captazione solare. L'impatto estetico dei frangisole fotovoltaici è notevole in termini cromatici e per la dinamica delle ombre che introduce nel prospetto. Si hanno inoltre vantaggi economici: la funzione di controllo solare e di supporto per il dispositivo solare vengono assolte da un unico dispositivo.



## 1.4 UTILIZZO DI SISTEMI DI OMBREGGIAMENTO CON PV INTEGRATO PER IL RISPARMIO ENERGETICO E IL COMFORT VISIVO INTERNO

Gli schermi e i filtri solari consentono di controllare il passaggio e la diffusione della radiazione solare all'interno degli edifici. Gli aggetti orizzontali o verticali (davanzali e deflettori) sono elementi opachi con la funzione di intercettare o deviare la radiazione solare diretta. Filtri solari quali gelosie e frangisole, invece, consentono di proteggere l'interno dell'edificio dal sole, pur consentendone la ventilazione. Per gli orientamenti Sud, Sud-Est e Sud-Ovest risultano più efficaci i filtri solari realizzati con elementi orizzontali, mentre ad Est e a Ovest sono più indicati quelli verticali [10].

**Figura 1.7**  
Sistemi PV integrati in schermature orizzontali e orientamento ottimale [10].



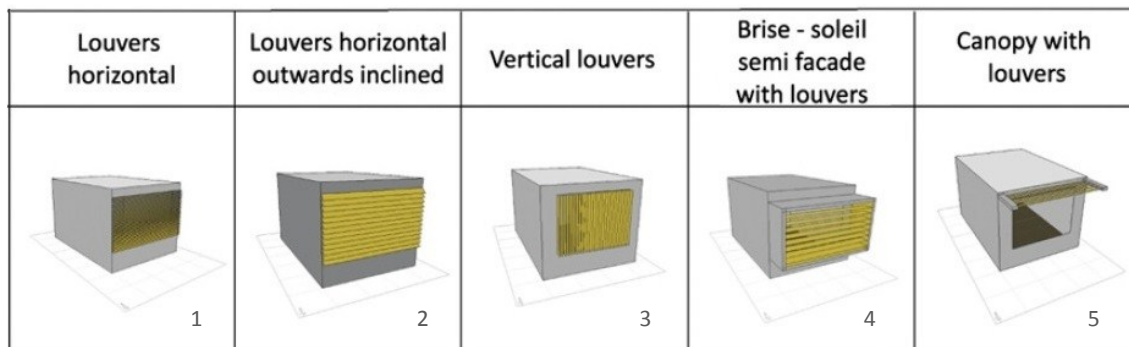
L'integrazione di sistemi fotovoltaici in dispositivi di ombreggiatura (SDs, *shading devices*) costituisce una soluzione intermedia tra il BIPV (*Building Integrated PV*) e il BAPV (*Building Attached PV*). Questo tipo di integrazione, infatti, presenta sia i vantaggi estetici e funzionali del BIPV, sia il principale vantaggio del BAPV, vale a dire che nel caso in cui essi vengano danneggiati, non vengono compromesse la struttura e le funzioni interne dell'edificio.

La capacità di captare la radiazione solare dei sistemi fotovoltaici con funzioni di schermatura dipende dall'inclinazione, dall'orientamento e dalla loro posizione sulla parete [11]. Inoltre il sistema necessita di particolare attenzione alla verifica dell'ombreggiamento.

Sono stati effettuati diversi studi riguardanti la valutazione dei sistemi di protezione solare con fotovoltaico integrato per un uso efficiente dell'energia nell'area mediterranea. I parametri che sono stati presi in considerazione sono il fabbisogno energetico per il riscaldamento e il raffrescamento dell'ambiente servito da SDs [12], l'energia richiesta per l'illuminazione artificiale, l'energia elettrica che l'impianto PV integrato può produrre [13], e il comfort visivo interno dato dal sistema [14].

In particolare, sono state confrontate le prestazioni di cinque diverse tipologie di alette frangisole fotovoltaiche, riportate in Figura 1.8:

1. Frangisole orizzontali
2. Frangisole orizzontali inclinati
3. Frangisole verticali
4. Frangisole ancorati a davanzali e deflettori
5. Tettoia con frangisole



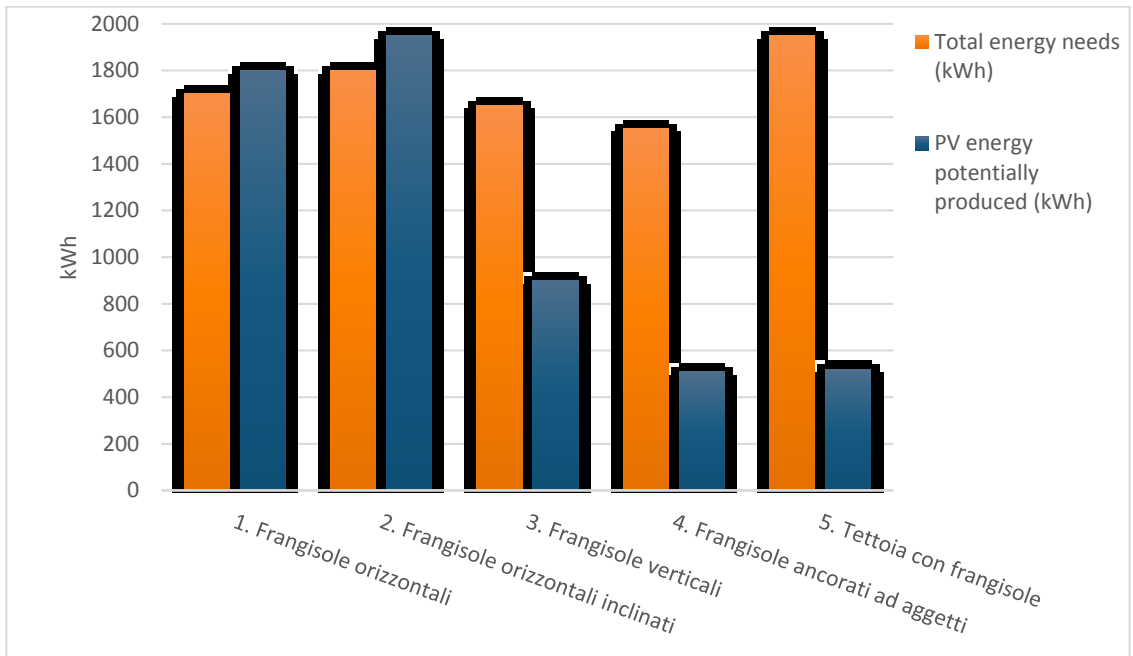
**Figura 1.8**  
Sistemi di ombreggiatura di tipo frangisole con PV integrato [12].

Per il confronto è stato preso come riferimento una stanza di ufficio situata ad Atene con facciata rivolta a sud, simulando i parametri meteorologici della località nel corso dell'anno, e considerando un'efficienza teorica dei pannelli PV integrati del 12% e un'area finestrata interessata dall'ombreggiamento pari al 45% della facciata. In **Figura 1.9** sono sintetizzati i risultati del confronto in termini di energia prodotta e di fabbisogno energetico dell'ufficio di riferimento per riscaldamento, raffrescamento e illuminazione nell'arco di un anno.

Come si può osservare dal grafico, le alette frangisole orizzontali o inclinate, in particolar modo quelle ancorate ad aggetti, permettono di abbassare notevolmente i carichi termici dell'edificio, poiché filtrano la radiazione incidente su tutta la superficie vetrata.

D'altra parte i frangisole verticali o la tettoia frangisole offrono una maggior quantità di luce naturale in ambiente, e dunque consumi inferiori di energia elettrica per illuminazione [12] [13].

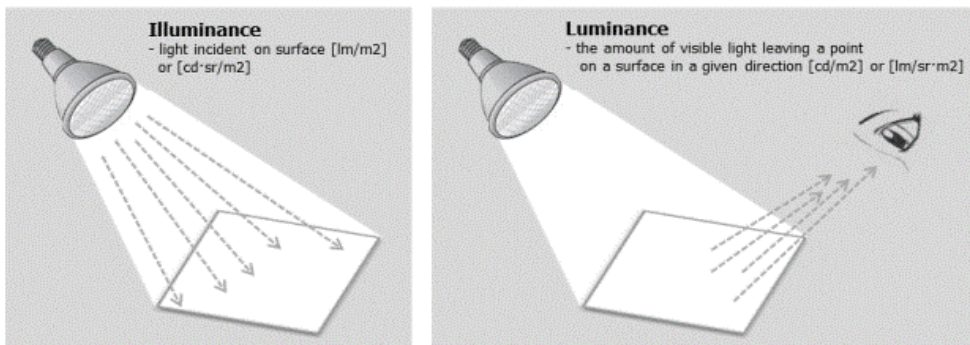
**Figura 1.9**  
Confronto tra le prestazioni di sei tipologie di frangisole con PV integrato.

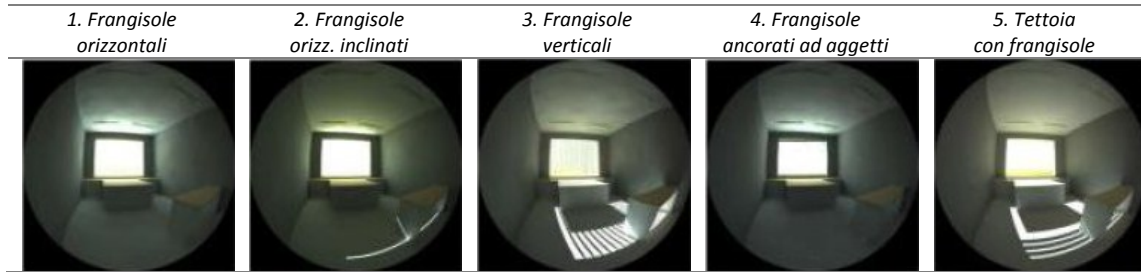


Per quanto riguarda la valutazione del comfort visivo e della qualità della luce naturale che entra in ambiente, occorre prendere in considerazione tre diversi parametri:

- *Daylight Autonomy (DA)*: è la percentuale di tempo (nell'orario di utilizzo del locale nel corso dell'anno) in cui viene soddisfatta una certa soglia di *illuminamento* con la sola luce naturale (ad esempio 500 lux) [15];
- *Useful Daylight Illuminance (UDI)*: è la percentuale di tempo in cui i livelli di *illuminamento* sul piano di lavoro ricadono all'interno di un intervallo ritenuto "utile" per gli occupanti. In particolare si distinguono 3 intervalli (<100 lux; 100-2000 lux; >2000 lux), tramite i quali è possibile valutare contemporaneamente il livello di illuminamento e i fenomeni di abbagliamento [15];
- *Daylight Glare Index (DGI)*: è un indicatore del discomfort visivo dovuto ad abbagliamento. Dipende sia dalla *luminanza* della sorgente sia dalla *luminanza* di sfondo e viene classificato secondo una scala di valori in cui per valori sotto al 16 si ha abbagliamento pressoché impercettibile [16].

**Figura 1.10**  
Illuminamento: rapporto tra il flusso luminoso incidente su una superficie e l'area della superficie stessa [lux].  
Luminanza: rapporto tra flusso luminoso emesso o riflesso da una superficie luminosa, per unità di angolo solido in una determinata direzione, e la superficie emettente proiettata su un piano perpendicolare alla direzione stessa.

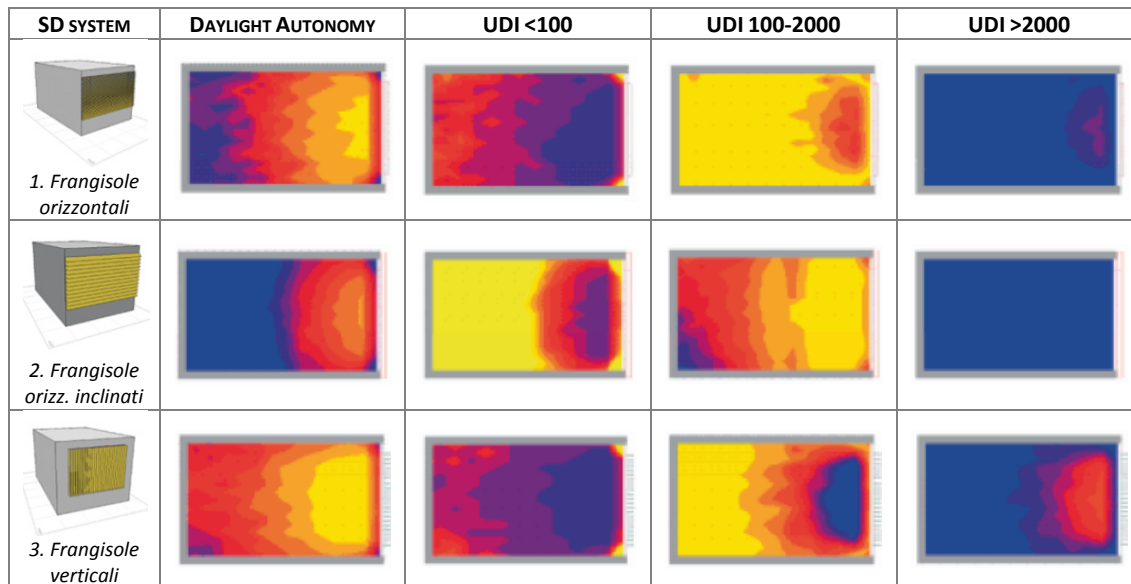




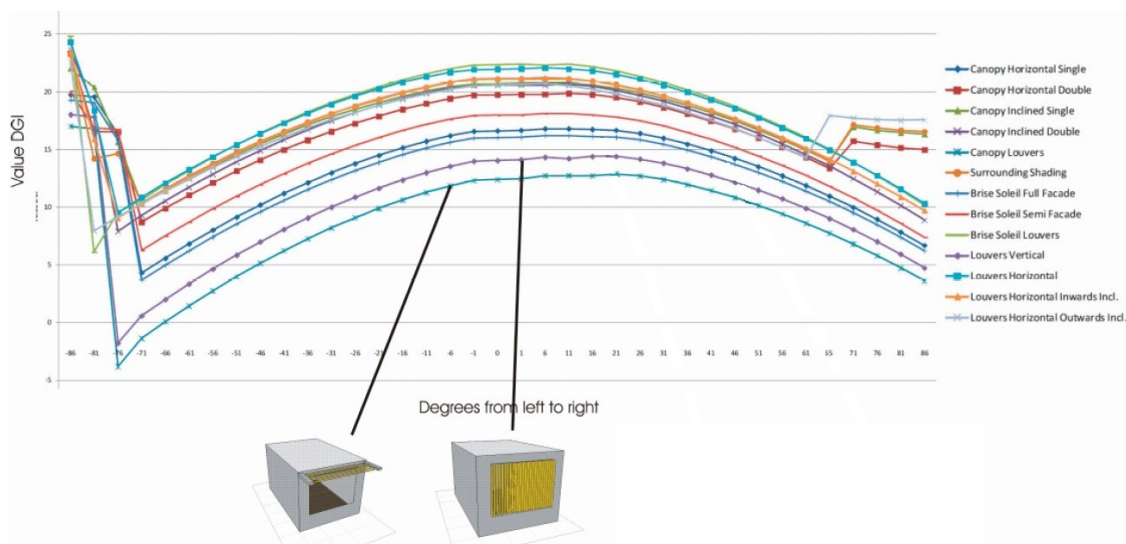
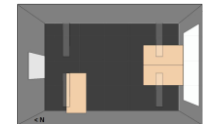
**Figura 1.11**  
Immagine catturata da una camera grandangolare degli interni dell'edificio per diversi sistemi di ombreggiamento. [14].

Come si evince dalla Figura 1.12, per facciate orientate a sud, l'installazione orizzontale risulta la più performante in termini di illuminamento utile sul piano di lavoro (UDI 100-2000) e presenta bassi valori di UDI >2000 (discomfort visivo) e di UDI <100 (illuminamento insufficiente).

D'altra parte l'installazione verticale, così come la tettoia con frangisole, garantisce una DA superiore (dunque consumi minori per l'illuminazione artificiale) e bassi valori di DGI.



**Figura 1.12**  
Confronto in termini di DA e UDI per alette frangisole orizzontali e verticali, secondo la configurazione della stanza di ufficio sotto riportata. Valori riferiti alle ore 12:00 del 21 dicembre [14].



**Figura 1.13**  
Valori DGI per diversi sistemi di protezione solare in relazione all'angolo di vista nel punto più lontano dalla finestra della stanza di ufficio. Valori riferiti alle ore 12:00 del 21 dicembre [14].



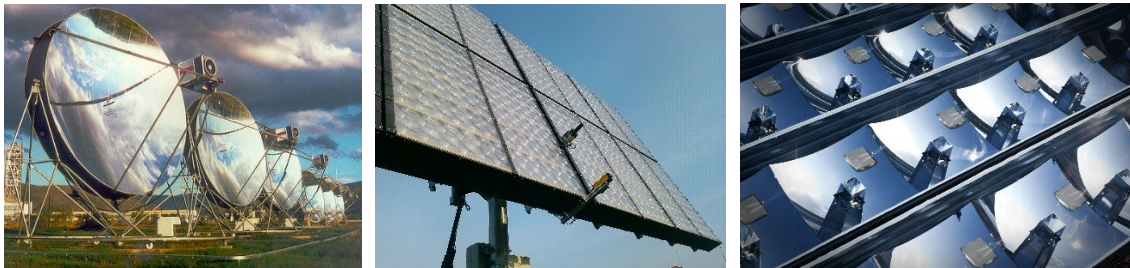


L'analisi eseguita secondo la metodologia Eco-indicator 99 (EI99) mostra che il sistema CPV rappresenta il 10% dell'impatto ambientale totale dato dall'edificio con BICPV, mentre l'installazione di un impianto PV porta ad un impatto ambientale 2.35 volte superiore.

In Figura 1.14, confrontando l'impatto ambientale dei singoli componenti, si può notare come per il sistema BIPV le celle fotovoltaiche sono l'elemento predominante, contribuendo per il 66.4%, seguite dal telaio in alluminio (23%). Al contrario, per il sistema BICPV le celle costituiscono solo il 9.6% dell'impatto totale, mentre hanno un peso rilevante i riflettori (45%) e i tubi di raffreddamento e supporti a U in rame (19%).

In sintesi, lo studio comprova un impatto ambientale significativamente più basso per l'integrazione nell'edificio della tecnologia CPV, ma allo stesso tempo mostra anche su quali componenti e materiali si deve agire per migliorare sempre più la sostenibilità ambientale di questi sistemi.

Attualmente i sistemi CPV sono per la maggior parte diffusi in impianti di grandi dimensioni, principalmente costituiti da concentratori parabolici (a disco o lineari), sistemi rifrattivi con lenti Fresnel, o sistemi a doppia concentrazione di tipo Cassegrain.



**Figura 1.15**  
Sistemi CPV  
parabolici, con lenti  
Fresnel e di tipo  
Cassegrain.

I produttori di concentratori solari per le installazioni *building integrated* su piccola scala, per rendere i sistemi BICPV competitivi con i pannelli piani convenzionali, devono tenere in considerazione una serie di aspetti:

- economici, come ad esempio il costo aggiuntivo dovuto al sistema di inseguimento;
- tecnici, tra cui il tipo di movimentazione richiesto e l'eventuale necessità di dissipare il calore dovuto alla concentrazione;
- estetici: il sistema può essere installato sia sul tetto che in facciata e può essere integrato in modo "invisibile" o costituire esso stesso un elemento architettonico.

La buona integrazione di un concentratore dipende innanzitutto dal suo *fattore di concentrazione geometrica*  $C$ , definito come il rapporto tra l'area del collettore primario e l'area attiva del ricevitore, ovvero l'area della cella fotovoltaica.

Un altro parametro che va tenuto in considerazione è l'*accettanza angolare*, definita come l'angolo  $\theta_a$  tra la direzione del sole e la normale alla superficie del modulo, per il quale la potenza erogata dal concentratore è il 90% della potenza massima erogabile quando il sistema è perfettamente allineato.

Per i sistemi a concentrazione, l'accettanza angolare per un sistema di inseguimento a due assi può essere calcolata con l'espressione:

$$\theta(C) = \sin^{-1} \sqrt{\frac{1}{C}}$$

Sistemi con  $C > 2.5x$  generalmente necessitano di un sistema di inseguimento solare, mentre sistemi con  $C < 2.5x$  possono anche essere fissi.

Sistemi ad alta concentrazione (HCPV,  $C > 100x$ ) impiegano celle a multigiunzione per incrementare l'efficienza. Un elevato fattore di concentrazione comporta una significativa riduzione del materiale attivo e quindi dei costi, ma l'elevata produzione di energia non si coniuga con l'integrazione architettonica, poiché questi sistemi necessitano di movimentazione su due assi e di sistemi di puntamento ad alta precisione. Con un fattore di concentrazione di  $100x$ , l'accettanza angolare risulta essere  $\theta(100) = 5.7^\circ$ . Questo valore indica la precisione con cui l'asse ottico del sistema di concentrazione deve essere allineato con la sorgente luminosa affinché i raggi solari giungano sulla cella pressoché paralleli e di conseguenza il sistema produca energia in maniera ottimale.

I sistemi che più si adattano all'integrazione nell'involucro edilizio sono quelli a media concentrazione che impiegano lenti di Fresnel e i concentratori parabolici lineari a bassa concentrazione (LCPV,  $C < 10x$  e  $\theta > 18^\circ$ ), che prevedono la movimentazione su un singolo asse al fine di garantire un'illuminazione uniforme delle celle fotovoltaiche [18].

Un'altra tipologia di sistemi a bassa concentrazione ( $C = 2-3x$ ) per integrazione architettonica è costituita dai concentratori solari a luminescenza (LSC, *Luminescent Solar Concentrator*), in grado di concentrare sia la radiazione diretta che quella diffusa. Questi sistemi sono altamente versatili e presentano diversi vantaggi: i) non necessitano di sistemi di inseguimento; ii) presentano geometria planare e quindi facilmente integrabile; iii) sono trasparenti e disponibili in diversi colori; iv) sono realizzabili in materiale plastico flessibile.

## 1.6 LSC: LUMINESCENT SOLAR CONCENTRATOR

I concentratori solari a luminescenza sono costituiti da lastre di materiale trasparente (plastico o vetroso) all'interno del quale sono dispersi coloranti fluorescenti (fluorofori) che assorbono una parte della luce solare e la riemettono in modo isotropico all'interno della lastra medesima a una lunghezza d'onda maggiore. La radiazione emessa, sfruttando il fenomeno della riflessione totale interna, è condotta verso i sottili bordi della lastra dove viene concentrata su celle solari di piccola superficie, che la trasformano in energia elettrica. Il fattore di concentrazione  $C$  in questo caso è calcolata come:  $C = \eta_{opt} \times G$ , dove  $G$  è il fattore geometrico (rapporto tra l'area della superficie superiore e quella dei bordi) e  $\eta_{opt}$  è l'efficienza ottica [19].

La tecnologia degli LSC offre vantaggi potenziali significativi rispetto ai tradizionali pannelli al silicio e ai concentratori solari basati su specchi o lenti. Le lastre, infatti, essendo in grado di catturare sia la radiazione solare diretta che quella diffusa, risultano efficienti anche in condizioni di cielo nuvoloso e la loro installazione non pone problemi di orientamento. Inoltre le lastre sono costituite da materiali a basso costo, e a parità di potenza, viene ridotta significativamente la superficie di materiale fotovoltaico (Si, GaAs o CIGS) utilizzata. Infine, gli LSC possono essere utilizzati per realizzare pannelli fotovoltaici trasparenti e finestre fotovoltaiche, rendendo la nuova tecnologia ideale per l'integrazione negli edifici.

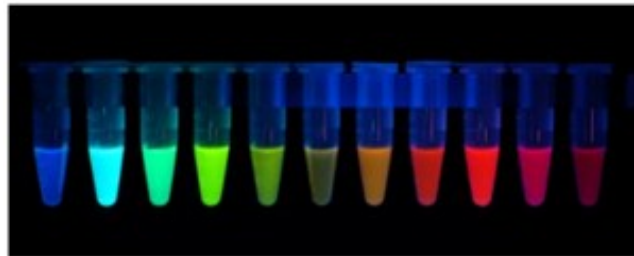
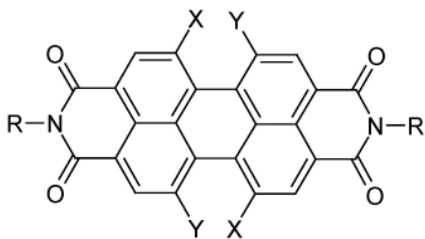
### 1.6.1 Caratteristiche dei fluorofori

Tra i possibili modi di utilizzazione dell'energia solare, la generazione di combustibili chimici (fotosintesi) è da considerarsi come il più ambizioso, e la conversione della luce in energia chimica è una delle principali sfide della chimica moderna. Le più promettenti e produttive linee di ricerca in questo campo sono quelle "biomimetiche", in quanto funzionalmente si ispirano ai sistemi fotosintetici naturali, che contengono unità "antenna" che raccolgono efficientemente la luce, e "centri di reazione" nei quali avviene una separazione di carica fotoindotta.

In questo ambito, particolare attenzione è stata dedicata allo studio di specie chimiche dette *fluorofori*, composti che in seguito all'assorbimento della radiazione solare presentano un'emissione estremamente intensa (alto rendimento quantico), in genere una fluorescenza dal primo stato eccitato di singoletto. A causa di altri processi competitivi responsabili della disattivazione del singoletto, come intersystem-crossing allo stato di tripletto e conversione interna allo stato fondamentale (Figura 1.17), solo pochi fluorofori esibiscono un rendimento quantico di fluorescenza  $\eta_{PLQY}$  quasi unitario (> 95%) in un ampio range di solventi, come si osserva per i perilene bisimmidi (PBI) e pochi altri dye organici [20].

$$\eta_{PLQY} = \frac{N. \text{ of emitted photons}}{N. \text{ of excited molecules}}$$

Per questi composti molecolari, il colore dell'emissione può essere "tunato" dal verde al rosso scegliendo opportunamente i sostituenti nelle posizioni della cosiddetta "zona bay" (posizioni X e Y in Figura 1.16). La scelta di specifici gruppi funzionali in queste posizioni influisce molto sulle proprietà fotofisiche come pure su quelle strutturali. Studi di cristallografia, di risonanza magnetica nucleare e di *molecular modelling* hanno infatti dimostrato che a seconda dell'ingombro sterico dei sostituenti, la geometria molecolare viene distorta riducendo notevolmente i fenomeni di aggregazione che causano lo spegnimento della fluorescenza [21].



**Figura 1.16**  
Struttura molecolare di base dei fluorofori PBI e colori ottenibili scegliendo opportunamente i gruppi funzionali.

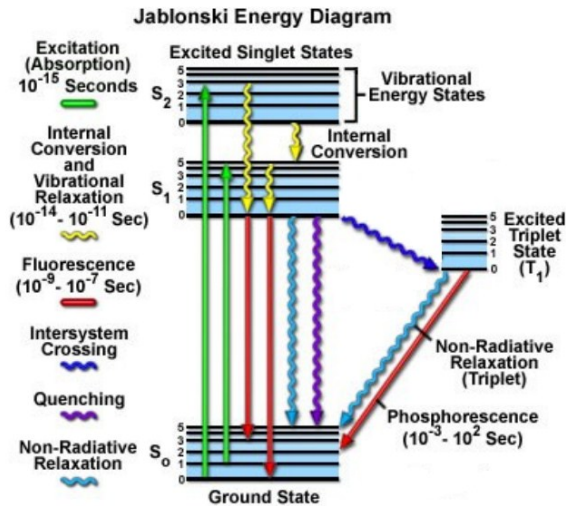
Nei processi di emissione per fluorescenza, i fotoni emessi hanno sempre una lunghezza d'onda maggiore (quindi energia inferiore) rispetto a quelli assorbiti. Questo fenomeno, noto come spostamento di Stokes (*Stokes Shift*,

Figura 1.18) fa sì che ci sia sempre una perdita di energia durante la fluorescenza, anche per rendimenti quantici del fluorofuoro prossimi al 100%.

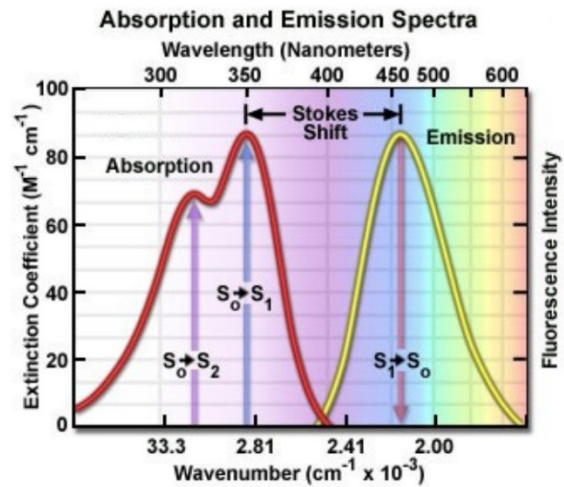
$$\eta_{Stokes} = \frac{\nu_{emiss}}{\nu_{absorb}}$$

La frazione di energia che resta dopo il processo di fluorescenza ( $\eta_{\text{Stokes}}$ ) e il rendimento quantico di fluorescenza ( $\eta_{\text{PLQY}}$ ) costituiscono due dei parametri che vanno ad influire sull'efficienza ottica globale ( $\eta_{\text{OPT}}$ ) del sistema LSC.

**Figura 1.17**  
Diagramma Jablonski dei livelli di energia e processi di trasferimento radiativi e non-radiativi.



**Figura 1.18**  
Spostamento di Stokes tra spettro di assorbimento e spettro di emissione.



Un altro fenomeno che va a diminuire l'efficienza ottica globale è l'assorbimento della luce emessa da una molecola di fluoroforo da parte di un'altra molecola dello stesso fluoroforo (*self absorption*,  $\eta_{\text{self}}$ ). Questo si verifica quando un fluoroforo presenta una parziale sovrapposizione dello spettro di assorbimento e di quello di emissione, quindi per dye con piccoli spostamenti di Stokes. Per i dye organici  $\eta_{\text{self}}$  varia dal 40% all'80%, con una forte dipendenza dalla concentrazione di dye nel materiale e dal rendimento quantico di fluorescenza.

Per tutti questi motivi un fluoroforo ideale dovrebbe avere le seguenti caratteristiche:

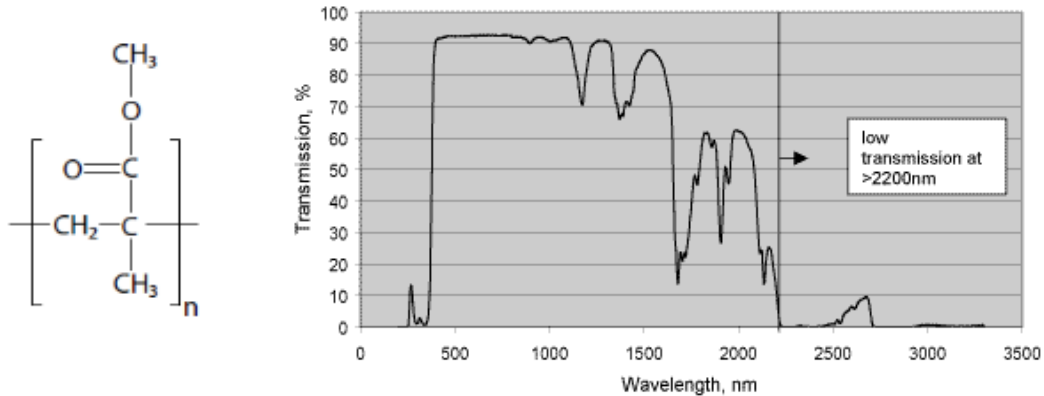
- elevato rendimento di fluorescenza;
- ampio spettro di assorbimento;
- largo Stokes shift, quindi una scarsa o nulla sovrapposizione tra lo spettro di assorbimento e quello di emissione;
- buona solubilità nel materiale di supporto.

### 1.6.2 Scelta del materiale di supporto

Un ulteriore meccanismo attraverso il quale si ha perdita di efficienza è l'assorbimento da parte del materiale di supporto nel quale vengono disperse le molecole di fluoroforo.  $\eta_{\text{Host}}$  rappresenta la frazione di fluorescenza trasmessa dal materiale, ossia la radiazione che non viene né assorbita né scatterata dal materiale attraversato dalla radiazione stessa.

Questo termine assume importanza quando si lavora con luce nel vicino infrarosso. I materiali polimerici tipicamente usati presentano infatti un elevato assorbimento (quindi bassa trasmittanza) in questa regione. In particolare il polimetil metacrilato (PMMA) mostra picchi di assorbimento sopra i 700 nm, dovuti ai legami C-H e C-O. Nel caso in cui il fluoroforo disperso nella matrice polimerica presenti energy gap in corrispondenza delle frequenze di risonanza di

questi legami, può verificarsi una diminuzione del rendimento di fluorescenza dovuto alla disattivazione non radiativa dello stato eccitato del dye.



**Figura 1.19**  
Formula di struttura dell'unità polimerica del PMMA e spettro di trasmittanza nelle zone UV, visibile e vicino infrarosso.

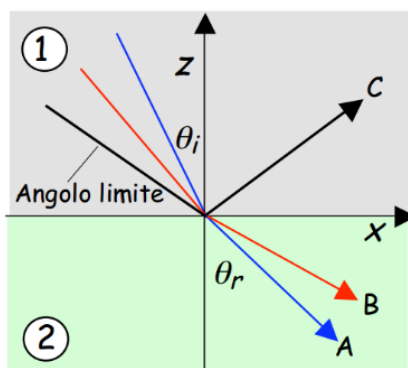
Per ovviare a questo inconveniente si può impiegare come materiale di supporto il vetro, che mostra un'elevata trasparenza nella zona del vicino infrarosso e che, al contrario del PMMA, non presenta il problema della fotodegradazione. Tuttavia la produzione del vetro necessita di temperature molto elevate ( $> 600^{\circ}\text{C}$ ), che solo pochi fluorofori riescono a sostenere.

Inoltre il PMMA presenta diversi vantaggi: ha un basso costo; è otticamente trasparente alla luce visibile; ha un lungo tempo di vita (fino a 17 anni); è realizzabile in diverse forme e dimensioni. Oltre a ciò, il processo di funzionalizzazione del materiale è relativamente semplice, poiché le molecole di fluoroforo possono essere semplicemente dissolte nel monomero prima della polimerizzazione.

Per una lastra LSC in PMMA con fluorescenza nel visibile,  $\eta_{\text{Host}}$  è tipicamente dell'ordine di 0.95 – 0.98 [22].

### 1.6.3 Il fenomeno della riflessione totale interna

Consideriamo un'onda che incida in un punto della superficie di separazione di due mezzi trasparenti, omogenei e isotropi, aventi indice di rifrazione  $n_1$  e  $n_2$ , con direzione di propagazione formante un angolo  $\theta_i$  con la normale alla superficie. Si definisce piano di incidenza il piano formato dalla direzione di propagazione dell'onda e da detta normale. Sperimentalmente si sa che parte dell'onda viene riflessa e parte viene rifratta, cioè penetra nel secondo mezzo.



Secondo la legge di Snell, o legge dei seni, vale:

$$\frac{\sin\theta_i}{\sin\theta_r} = \frac{n_2}{n_1}$$

Ne consegue che se il raggio passa dal mezzo più rifrangente a quello meno rifrangente ( $n_1 > n_2$ ), quando l'angolo di incidenza è abbastanza grande da far sì che l'angolo di rifrazione  $\theta_r$  raggiunga il valore  $\pi/2$ , poiché  $\sin\theta_r$  non può superare il valore 1, il raggio non può più penetrare nel secondo mezzo ma viene interamente

riflesso all'interno del primo con angolo uguale a quello di incidenza. Si parla allora di riflessione totale interna (si veda il raggio C in Fig. 1.3). La soglia per tale effetto è detta angolo limite e si trova ponendo  $\sin\theta_r = 1$  nella legge dei seni:  $\sin\theta_i \geq n_2 / n_1$ .

Per un dato materiale con indice di rifrazione  $n$ , si ha che l'angolo limite (o angolo critico) per avere riflessione totale interna vale:

$$\theta_c = \sin^{-1}\left(\frac{1}{n}\right)$$

Ne consegue che l'indice di rifrazione del materiale di cui sono fatte le lastre LSC determina la frazione della radiazione riemessa che viene intrappolata nella lastra stessa. In particolare, la radiazione che arriva all'interfaccia tra il materiale e l'aria con un angolo maggiore all'angolo limite verrà totalmente riflessa.

Per un indice di rifrazione tipico di 1.5, l'angolo limite è 41.8°, e circa il 75% dei fotoni emessi vengono riflessi internamente e guidati lungo i bordi della lastra LSC. Questa probabilità è infatti data dall'equazione:

$$P_{TIR} = \frac{\sqrt{(n^2 - 1)}}{n}$$

e costituisce un altro dei parametri che va ad influire sull'efficienza ottica globale.

Ci sono diversi fattori che possono diminuire la cosiddetta efficienza della riflessione totale interna  $\eta_{TIR}$ , come ad esempio la presenza di difetti nei materiali o di danni causati durante la sua lavorazione.

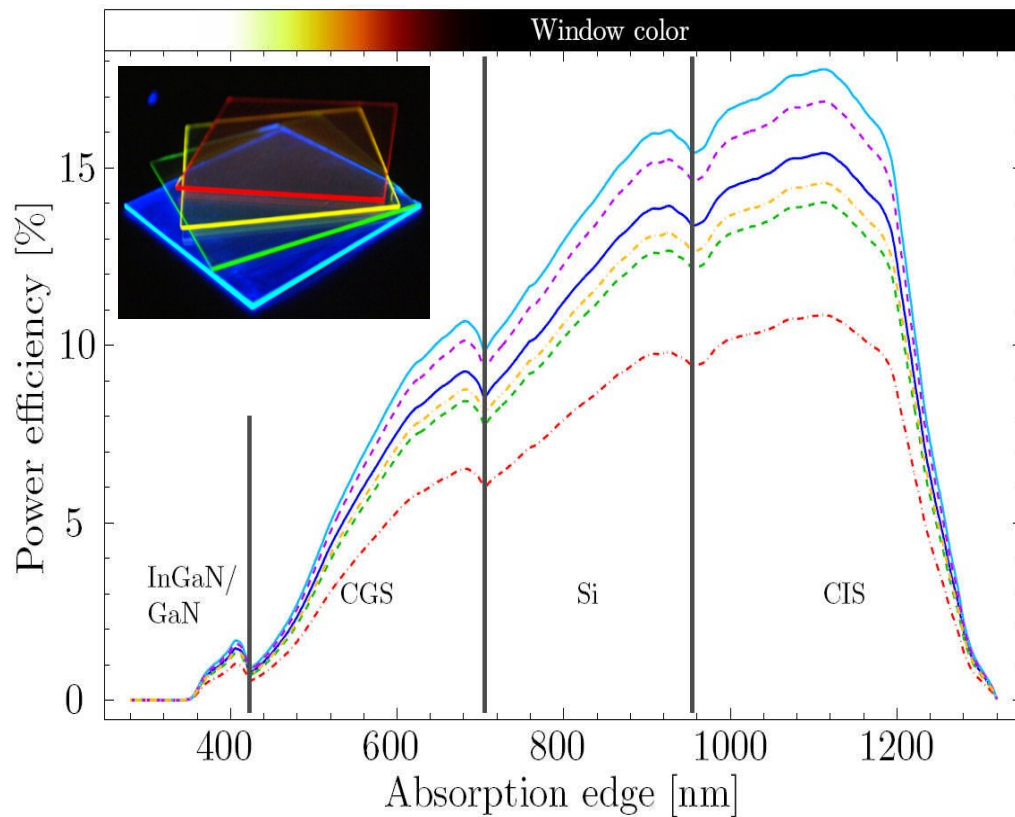
#### 1.6.4 Efficienza ottica globale

L'efficienza ottica può essere considerata come il rapporto tra l'energia della radiazione che viene convogliata verso i bordi della lastra e l'energia della radiazione solare incidente sul concentratore LSC. Può altresì essere espressa mediante la seguente relazione:

$$\eta_{opt} = (1 - R) P_{TIR} \eta_{abs} \eta_{PLQY} \eta_{Stokes} \eta_{host} \eta_{TIR} \eta_{self}$$

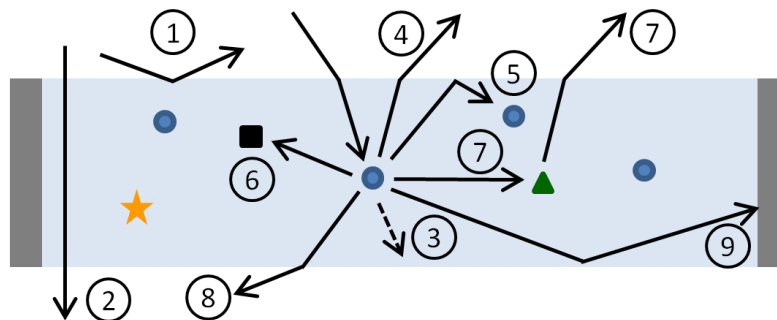
$(1 - R)$  è la frazione di luce trasmessa all'interno della lastra. La riflettività  $R$  che si può avere dalla superficie della lastra LSC è data dall'espressione  $R = (n - 1)^2 / (n + 1)^2$ , e per indice di rifrazione  $n = 1.5$  è dell'ordine del 4%.

$\eta_{abs}$  è il coefficiente di assorbimento. Il sistema LSC deve essere in grado di assorbire il più ampio range possibile di lunghezze d'onda dello spettro solare, in modo da inviare fotoni con energia sufficiente a superare il band gap delle celle fotovoltaiche poste ai bordi della lastra.  $\eta_{abs}$  dipende sia dal tipo di fluoroforo impiegato, sia dalle celle fotovoltaiche prescelte per la conversione della luce in energia elettrica. Ad esempio, per ottenere le migliori performance con celle in Silicio, la lastra LSC dovrebbe idealmente assorbire tutte le lunghezze d'onda al di sotto dei 950 nm e riemettere nel range che va dai 950 ai 1000 nm, corrispondente al massimo della risposta spettrale della cella.



**Figura 1.20**  
Efficienza dei sistemi LSC per diversi fluorofori e celle fotovoltaiche.

In Figura 1.21 sono riassunti i processi (descritti nei capitoli precedenti) che entrano in gioco in un dispositivo LSC e che sono responsabili della perdita di efficienza ottica globale [23]:



**Figura 1.21**  
Processi di perdita di efficienza nei dispositivi LSC.

- (1) La radiazione solare viene riflessa dalla superficie della lastra;
- (2) La radiazione solare non viene assorbita dal fluoroforo;
- (3) Il rendimento quantico di fluorescenza è inferiore a 1;
- (4) La radiazione è emessa dalla molecola di fluoroforo con un angolo inferiore all'angolo limite e non si verifica riflessione totale interna;
- (5) Fenomeni di riassorbimento;
- (6) Assorbimento della luce riemessa dal fluoroforo da parte del materiale;
- (7) Scattering dovuto a difetti del materiale;
- (8) Scattering dovuto alla superficie della lastra;
- (9) Perdite di efficienza delle celle PV.

**Tabella 1.3**  
Efficienze calcolate  
sperimentalmente  
per una lastra LSC  
400x400x3 mm [23].

<b>Processes</b>		<b>Efficiency (%)</b>
<i>Incident light trans. in slab</i>	1-R	96
<i>Total internal reflection</i>	$P_{TIR}$	75
<i>Absorption efficiency</i>	$\eta_{abs}$	20-30
<i>Quantum yield</i>	$\eta_{PLQY}$	95-100
<i>Stokes efficiency</i>	$\eta_{Stokes}$	75
<i>Host efficiency + total internal reflection</i>	$\eta_{host} + \eta_{TIR}$	90-95
<i>Self-absorption</i>	$\eta_{self}$	75

Come si può notare in Tabella 1.3, i termini che danno il maggior contributo alle perdite di efficienza, sono  $P_{TIR}$ ,  $\eta_{self}$ ,  $\eta_{Stokes}$  and  $\eta_{abs}$ .

L'efficienza  $\eta_{abs}$  può essere aumentata utilizzando un mix di dye o degli LSC multistrato, per garantire una maggior copertura dello spettro solare. L'efficienza  $\eta_{self}$  invece può essere migliorata impiegando fluorofori con grandi *Stokes shift* e piccole sovrapposizioni spettrali, in modo da ridurre i fenomeni di riassorbimento.

### 1.6.5 Esempi ed applicazioni

Sono diversi i progetti che prevedono l'utilizzo di concentratori LSC per integrazione architettonica.

Tra questi, l'Università Santa Cruz della California (UCSC), in collaborazione con il dipartimento *Biogeochemistry* della NASA, ha realizzato una particolare serra ricoperta da pannelli LSC. I concentratori solari a luminescenza permettono alle lunghezze d'onda più utili alla fotosintesi di penetrare in ambiente, mentre le altre vengono raccolte per la produzione dell'energia elettrica necessaria ad azionare le ventole e le pompe del sistema di irrigazione [24] [25].

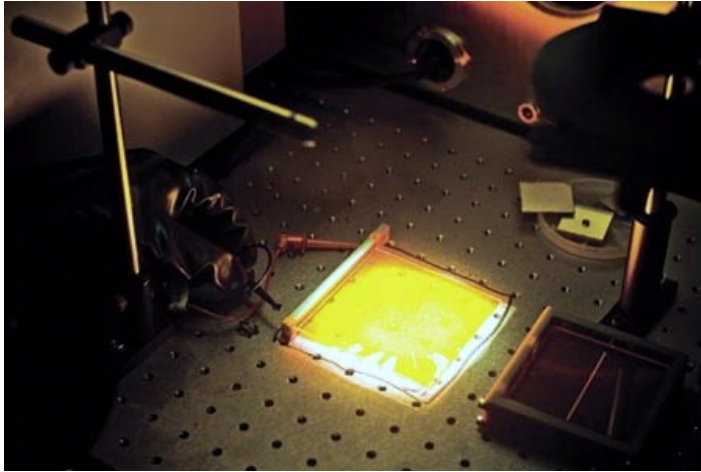
**Figura 1.22**  
Serra con pannelli  
LSC realizzata presso  
l'Università della  
California, Santa  
Cruz.





Un progetto tutto italiano, invece, è quello di Eni, che ha messo a punto una pensilina fotovoltaica dedicata al parcheggio di biciclette elettriche, la quale consente la ricarica delle batterie attraverso la corrente elettrica generata dai pannelli LSC.

La pensilina fotovoltaica è in grado di produrre circa 500 Watt nominali di energia elettrica generati da 192 lastre fotovoltaiche trasparenti gialle. Ogni lastra è costituita da un materiale plastico con minime quantità di fluorofori brevettati da Eni [21].



**Figura 1.23**  
Pensilina fotovoltaica  
ENI inaugurata a  
Roma il 27 novembre  
2012.

## 2 IL MODULO SOLAR FLIGHT®

---

I sistemi CPV hanno il vantaggio di poter essere progettati per essere modulari, venendo così incontro alle esigenze d'integrazione architettonica. A fronte delle considerazioni fatte nei capitoli 1.4 e 1.5, il concentratore stesso può costituire elemento strutturale, configurabile a seconda della necessità, e consentire funzioni aggiuntive oltre alla semplice generazione di energia elettrica, come l'ombreggiamento di edifici o zone esterne adibite a luogo di sosta esterno (verande, gazebo, tettoie). La maggiore complessità dei sistemi CPV rispetto ai pannelli piani può dunque essere sfruttata e apportare valore aggiunto al sistema.

In questo lavoro di tesi verrà presentato un sistema CPV innovativo per integrazione architettonica con funzioni di ombreggiamento diurno e illuminazione d'ambiente. Il sistema, denominato Solar FLight è nato dalla collaborazione tra l'azienda GPIII Solar e il Laboratorio Fotovoltaico del dipartimento di Fisica e Scienze della Terra dell'Università di Ferrara, ed è essenzialmente un concentratore lineare parabolico a bassa concentrazione, le cui fasi di sviluppo hanno riguardato: 1) la simulazione ottica del meccanismo di concentrazione dei raggi solari; 2) la progettazione meccanica del profilo del concentratore; 3) la realizzazione dei ricevitori PV; 4) lo sviluppo del sistema di inseguimento; 5) la progettazione del sistema di illuminazione; 6) l'assemblaggio dei prototipi e la caratterizzazione dell'efficienza di conversione; 7) la caratterizzazione delle performance fotometriche; 8) l'utilizzo del concentratore come modulo termico; 9) l'integrazione su edificio.

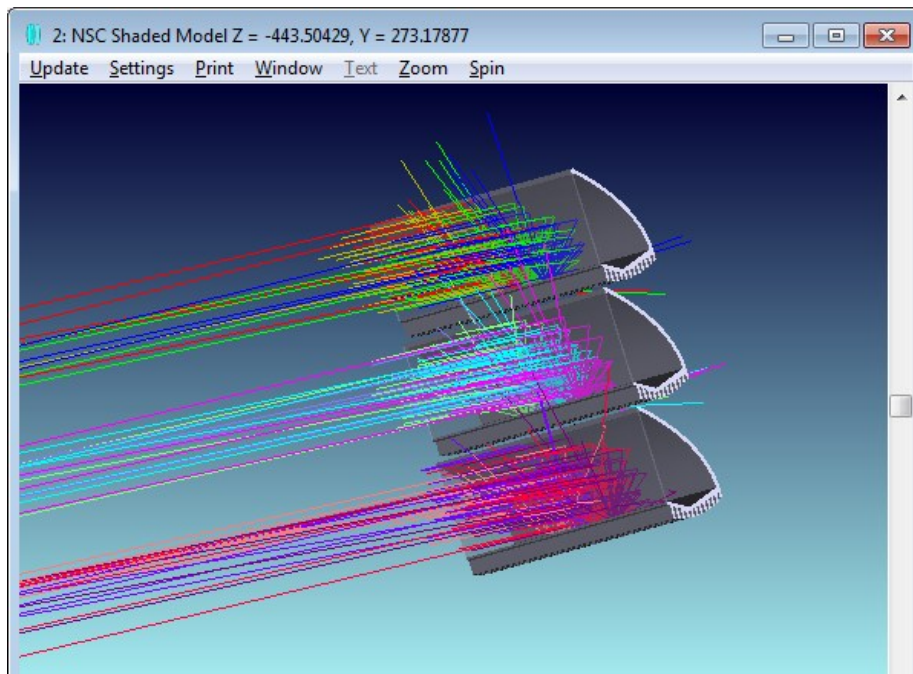
### 2.1 SIMULAZIONI OTTICHE

Il ray tracing è una tecnica ampiamente utilizzata per la simulazione della propagazione della luce attraverso un sistema ottico. La simulazione della propagazione della luce per mezzo del ray tracing è anche comunemente chiamata ottica geometrica. Nel ray tracing sequenziale, i raggi sono tracciati attraverso una sequenza predefinita di superfici mentre si muovono dalla superficie oggetto all'immagine del nostro sistema. I raggi colpiscono ogni superficie nell'ordine con il quale sono state definite. Molti sistemi immagine sono ben descritti da un elenco sequenziale di superfici, ognuna delle quali definisce il limite tra un mezzo e quello successivo. In questa modalità, per la rappresentazione di un sistema è possibile utilizzare due tipi di layout: il 2D o il 3D, ovvero la rappresentazione di superfici o lo shaded model, che utilizza superfici solide.

Nel ray tracing non sequenziale, invece, i raggi possono colpire varie superfici e oggetti non necessariamente nell'ordine in cui sono elencati nell'interfaccia del software. In questa modalità i raggi potrebbero colpire lo stesso oggetto ripetute volte o anche mancare completamente alcuni oggetti presenti nel nostro sistema. Generalmente, l'ordine con il quale gli oggetti sono colpiti dipende dalla geometria degli oggetti, dalla posizione e dall'angolo con cui i raggi entrano nel sistema. Nella modalità non sequenziale i componenti ottici sono modellati come oggetti tridimensionali, ed ogni oggetto presenta un'orientazione in  $(x,y,z)$  ben definita e indipendente dagli altri elementi del sistema. Il ray tracing non sequenziale non subisce le stesse limitazioni di quello sequenziale. I raggi possono propagarsi attraverso i componenti ottici in qualsiasi ordine, e le traiettorie tengono in considerazione la possibilità di subire la riflessione totale interna da parte delle superfici che attraversano. Nel ray tracing non sequenziale si possono analizzare i raggi di luce dispersi, quelli che subiscono scattering e l'intensità di luce risultante in sistemi di tipo imaging e non imaging.

Zemax è uno dei più diffusi programmi di ray tracing in grado di simulare sistemi ottici con tutte le caratteristiche richieste per la progettazione, l'analisi e lo studio delle tolleranze. Questo software consiste in un ambiente integrato in cui è possibile modellare un sistema ottico sotto forma di lenti o specchi disposti lungo un cammino ottico, per analizzare la qualità dell'immagine proiettata da una sorgente e ottimizzarne quindi le caratteristiche costruttive. Grazie a questo programma è possibile analizzare elementi rifrattivi, riflettivi e diffrattivi attraverso la modalità sequenziale, non sequenziale o mista. L'interfaccia si compone di una tabella in cui ogni riga è una superficie o elemento ottico e le cui colonne contengono i parametri progettuali e costruttivi. I raggi vengono inviati sempre da una superficie sorgente (OBJ) per arrivare ad una superficie immagine (IMA), attraverso una sequenza di superfici che provocano la deflessione dei raggi luminosi che si inseriscono nel sistema ottico.

La funzionalità del modulo Solar FLight è duplice: quella di generare energia elettrica grazie alle celle fotovoltaiche poste sulla linea focale del concentratore e quella di illuminare un'area destinata ad uso residenziale durante le ore notturne.



**Figura 2.1**  
Layout utilizzato iper simulare una porzione della veranda dotata dei sistemi Solar FLight.

La caratterizzazione delle performance del sistema deve quindi essere espressa sotto forma di efficienza ottica del sistema di concentrazione e di distribuzione luminosa sul piano di osservazione.

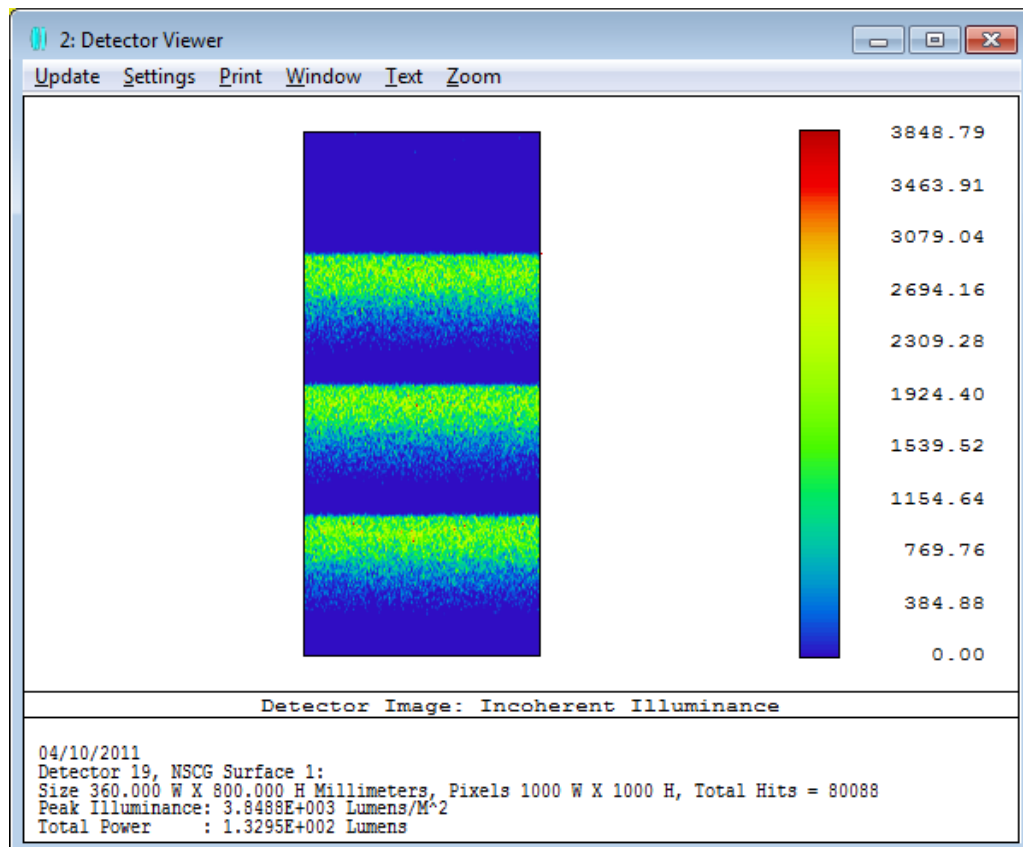
La simulazione ottica è stata pertanto eseguita modellizzando una veranda solare, in cui gli elementi che costituiscono la copertura devono essere orientati nella direzione nord-sud, in modo da poter inseguire il sole con la semplice rotazione attorno al proprio asse. L'altezza media a cui si è ipotizzato di montare i moduli Solar FLight è di 240 cm, mentre l'altezza da terra del piano di utilizzo tipico è di 70 cm (tavolo). La distanza tra i moduli e il piano di utilizzo risulta quindi essere di 160 cm, mentre l'illuminamento richiesto su tale piano è tipicamente dell'ordine dei 500 lux.

Il sistema LED-concentratore ottico è stato progettato in modo che questo possa generare un flusso luminoso di circa 2000 lux alla distanza di 160 cm (alla corrente nominale di utilizzo dei LED). Questa eccedenza di capacità può essere utilizzata nei casi in cui occorra illuminare ad esempio pareti esterne o porzioni di giardino poste a distanza maggiore.

Un grande vantaggio dei LED è quello di essere delle sorgenti con intensità modulabile all'interno di un ampio range, senza subire significative deviazioni spettrali a seguito della variazione del flusso luminoso.

Per caratterizzare l'illuminamento sul piano di lavoro si è fatto uso di Zemax in modalità non sequenziale. La modellizzazione ottica della sorgente è stata condotta sfruttando la funzionalità "source radial" e inserendo la distribuzione angolare della radiazione ricavata dal datasheet dei LED installati nel modulo.

**Figura 2.2**  
Distribuzione  
luminosa sul piano  
dell'utilizzatore.



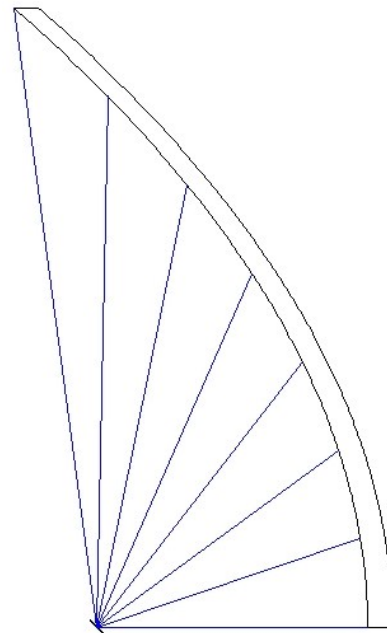
Come è possibile vedere in Figura 2.2, la distribuzione sul piano dell'utilizzatore risulta abbastanza disuniforme, e questo è dovuto all'eccessiva distanza tra i moduli che si è scelto di utilizzare in fase di progetto. Appare chiaro che una maggiore vicinanza tra le strutture permetterebbe di avere una distribuzione molto più uniforme. Anche utilizzando sorgenti LED con una diversa apertura angolare non è possibile ottenere un profilo di illuminamento diverso, in quanto la divergenza del fascio è legata principalmente al rapporto tra la focale del sistema ottico e la dimensione dell'emettitore di luce.

Per quanto riguarda l'efficienza ottica del sistema di concentrazione, è stato effettuato uno studio per determinare la posizione e l'inclinazione ottimale del ricevitore.

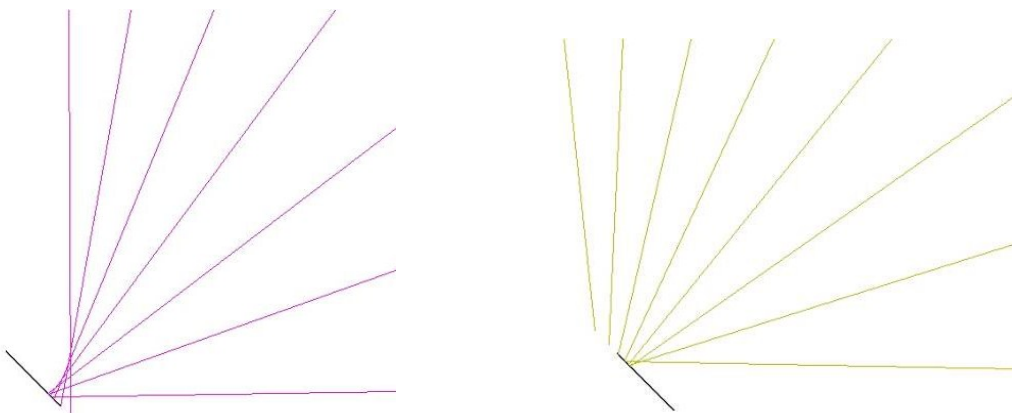
L'analisi è stata eseguita dapprima in modalità sequenziale, adottando alcune approssimazioni. La prima è quella relativa alla divergenza intrinseca dei raggi solari. La sorgente solare non invia raggi collimati sulla terra, bensì un fascio di raggi con divergenza tipica di  $\pm 0.265^\circ$ . Sebbene sia possibile tenere conto di questa divergenza nelle simulazioni ottiche, è opportuno che la fase di prima ottimizzazione venga condotta supponendo che i raggi incidenti siano paralleli tra di loro.

Un ulteriore aspetto di cui bisogna tenere conto è l'accettanza angolare del sistema di tracciamento. A tal riguardo, si è ipotizzato che il sistema debba avere una accettanza angolare di  $\pm 1^\circ$ . Operativamente, si sono definite 5 diverse angolazioni (campi) da cui provengono i raggi luminosi e si è studiata l'efficienza di raccolta di tali raggi al variare della posizione e dell'inclinazione del ricevitore.

In Figura 2.4 vengono mostrati i raggi provenienti dai campi corrispondenti all'inclinazione  $-1^\circ$  e  $+1^\circ$ . Com'è possibile notare dall'immagine, i raggi vengono in parte focalizzati al di fuori dell'area attiva delle celle, ed è pertanto ragionevole attendersi una brusca riduzione dell'efficienza di concentrazione per angoli superiori a  $\pm 1^\circ$ .



**Figura 2.3**  
Ray-tracing di raggi collimati e perfettamente allineati all'asse ottico del sistema.

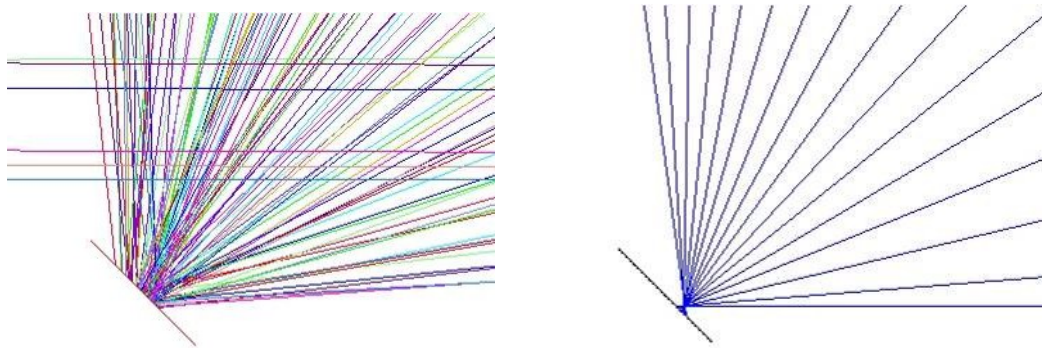


**Figura 2.4**  
Distribuzione dei raggi in prossimità del ricevitore per l'inclinazione  $-1^\circ$  (sinistra) e  $+1^\circ$  (destra).

Per l'analisi non sequenziale, si è provveduto ad inserire la descrizione del sistema ottico, modellizzando la sorgente solare tenendo conto della sua divergenza intrinseca ( $\pm 0.265^\circ$ ), dello spettro di emissione AM1.5 e dell'irradianza corrispondente alla sola radiazione diretta (DNI), pari a  $850 \text{ W/m}^2$ .

La distribuzione dei raggi ottenuta attraverso una simulazione non sequenziale è decisamente più "sfuocata" rispetto a quanto si otterrebbe nel caso di una simulazione sequenziale con una sorgente a divergenza nulla (Figura 2.5).

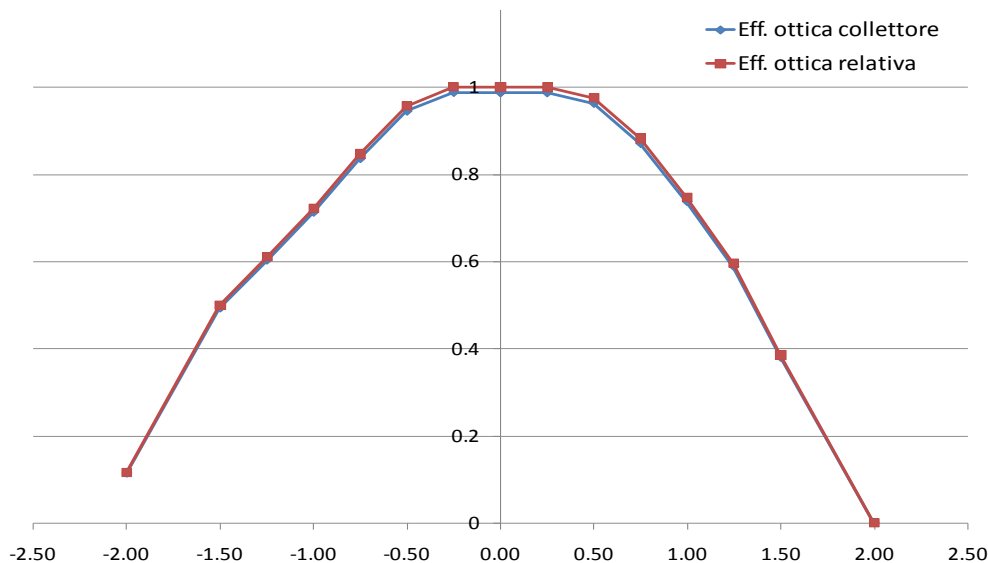
**Figura 2.5** Confronto tra ray-tracing non sequenziale (sinistra) e sequenziale (destra) per raggi provenienti da una sorgente a divergenza nulla perfettamente allineata al sistema.



La posizione del ricevitore è stata ottimizzata imponendo la massima efficienza ottica di raccolta della radiazione incidente per diversi angoli di tilt. Si è quindi proceduto col calcolo dell'efficienza ottica e dell'efficienza ottica relativa del sistema. In particolare, con *efficienza ottica* si intende la porzione di flusso radiante catturata dal collettore che cade all'interno dell'area attiva della cella, mentre con *efficienza ottica relativa* si intende l'efficienza ottica normalizzata al valore massimo (tipicamente corrispondente a tilt nullo).

Quest'ultimo dato è indispensabile per esprimere l'accettanza angolare del sistema e il suo derating con l'angolo di tilt. In Figura 2.6 vengono riportati i dati ottenuti in configurazione ottica ottimale. L'efficienza ottica tiene conto di eventuali ostruzioni poste davanti al collettore principale, ed è per questo motivo che, anche nel caso di tilt nullo in cui i raggi cadono tutti all'interno dell'area attiva delle celle, l'efficienza ottica non è mai del 100%.

**Figura 2.6** Grafico dell'efficienza ottica del collettore in funzione dell'angolo di tilt e confronto con l'efficienza ottica relativa.

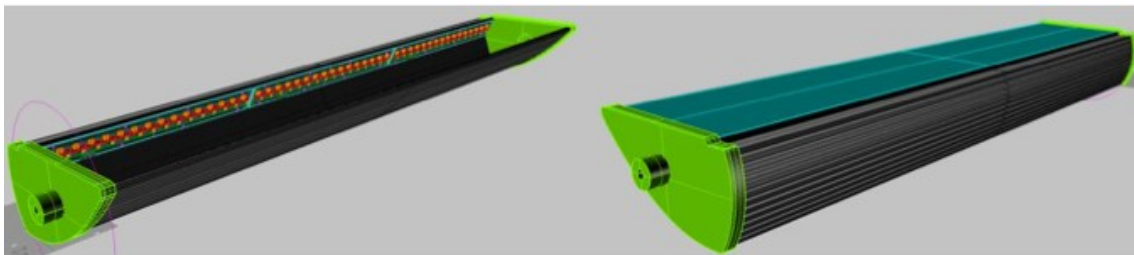


È importante sottolineare che l'efficienza ottica riportata in grafico è sovrastimata a causa delle seguenti approssimazioni:

- la riflettività dello specchio è stata considerata del 100%;
- il coefficiente di assorbimento della cella è stato considerato del 100%, e indipendente dall'angolo di incidenza della radiazione;
- si è trascurato lo scattering dovuto a eventuali depositi di polvere sullo specchio.

Dall'analisi dei dati appare evidente che, nelle approssimazioni considerate, l'accettazione angolare del sistema è di poco superiore a  $\pm 0.5^\circ$ .

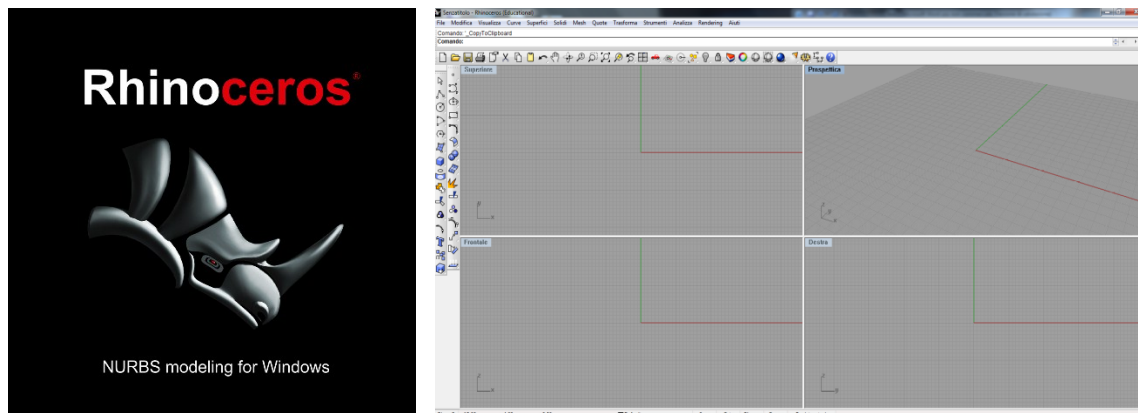
## 2.2 LA PROGETTAZIONE MECCANICA



**Figura 2.7**  
Modellazione CAD 3D con Rhinoceros del concentratore Solar FLight.

Il corpo del concentratore si presenta come un estruso in alluminio avente funzione di un'aletta frangisole, e racchiude al suo interno un sistema ottico costituito da uno specchio parabolico lineare capace di concentrare la radiazione solare su un array di celle fotovoltaiche ad alta efficienza. Il concentratore Solar FLight è stato progettato per essere modulare, in modo da poter essere installato in array movimentabili attorno ai propri assi.

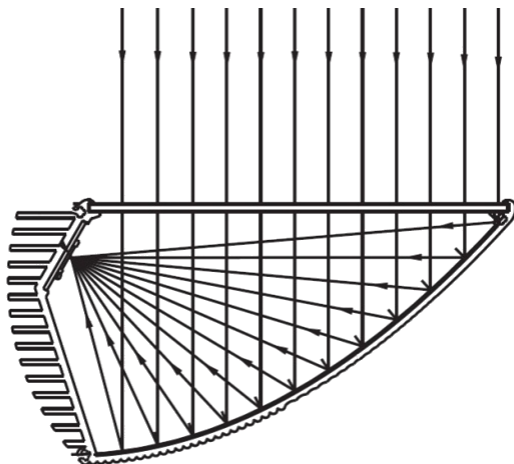
La realizzazione del modello 3D del modulo finito e comprensivo di tutti i componenti è stata effettuata con l'ausilio del software CAD Rhinoceros. Rhinoceros è un software applicativo commerciale per la modellazione 3D di oggetti e sistemi, e viene utilizzato per il disegno industriale, l'architettura e la prototipazione rapida. Come molte applicazioni di modellazione, Rhino dispone anche di un linguaggio di scripting basato sul linguaggio Visual Basic e di un SDK che permette di leggere e scrivere file direttamente in Rhino. Rhinoceros 3D ha avuto successo come programma di progettazione architettonica in parte grazie al plug-in Grasshopper per la progettazione parametrica, oggi sempre più utilizzata dagli studi di architettura.



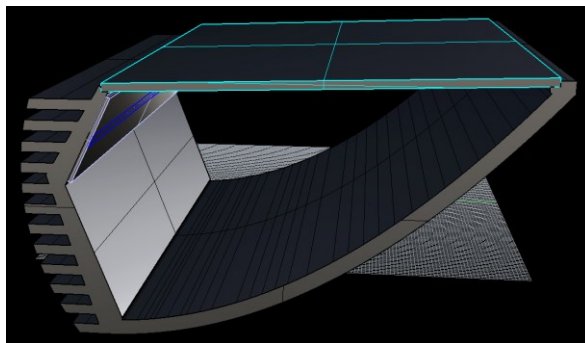
**Figura 2.8**  
Layout del software Rhinoceros.

Con l'ausilio di Rhino è stata dapprima progettata la forma del **collettore**: il profilo parabolico raccoglie i raggi solari e li convoglia nel fuoco della parabola posizionato al centro di una superficie piana larga 3 cm che andrà ad ospitare i ricevitori PV. La parabola ha una lunghezza focale F di 70 mm, un'apertura D di 160 mm ( $F\text{-Number} = F/D \approx 0.5$ ) e garantisce un fattore di concentrazione di 20x.

**Figura 2.9**  
Rappresentazione dei raggi solari raccolti dal collettore parabolico e concentrati in direzione dei ricevitori PV.



**Figura 2.10**  
Rendering 3D del profilo del concentratore con vetro di chiusura.

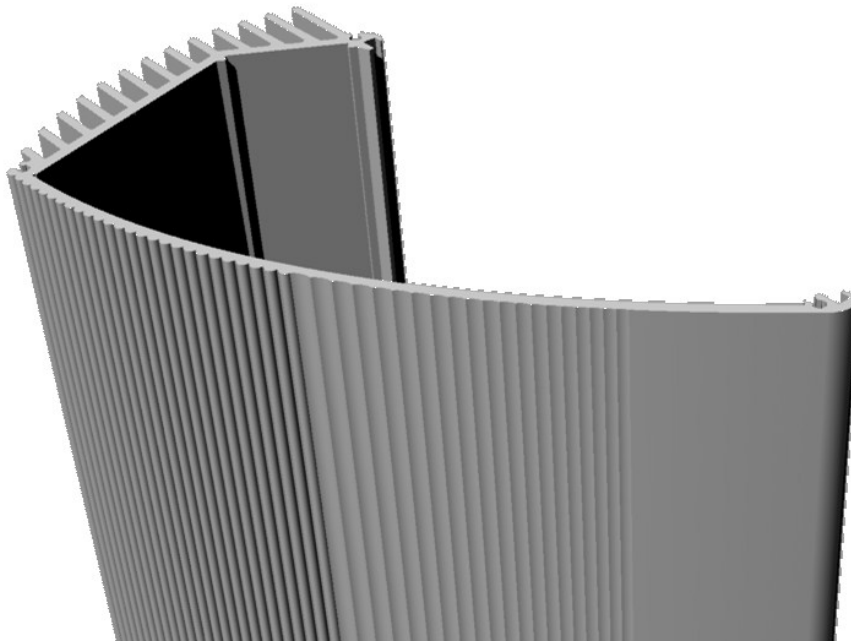


Il modulo è stato progettato di lunghezza di 150 cm, in modo che potesse contenere 5 ricevitori lunghi 30 cm, costituiti da 28 celle fotovoltaiche ognuno e collegati tra di loro in serie. Il profilo è inoltre stato pensato per essere chiuso ai due lati con due tappi in plastica e nella parte superiore da una lastra di vetro. Sono state pertanto predisposte le sedi per 3 viti autofilettanti e un gradino lungo tutta la lunghezza del profilo per inserire e tenere bloccato il vetro di chiusura.

Inoltre il retro del modulo (Figura 2.11) è stato progettato con estrema cura, al fine di garantire alcune particolari funzioni. Innanzitutto, per contrastare l'aumento di temperatura dovuto alla concentrazione, la parte retrostante ai ricevitori è costituita da un profilo alettare per la dissipazione termica.

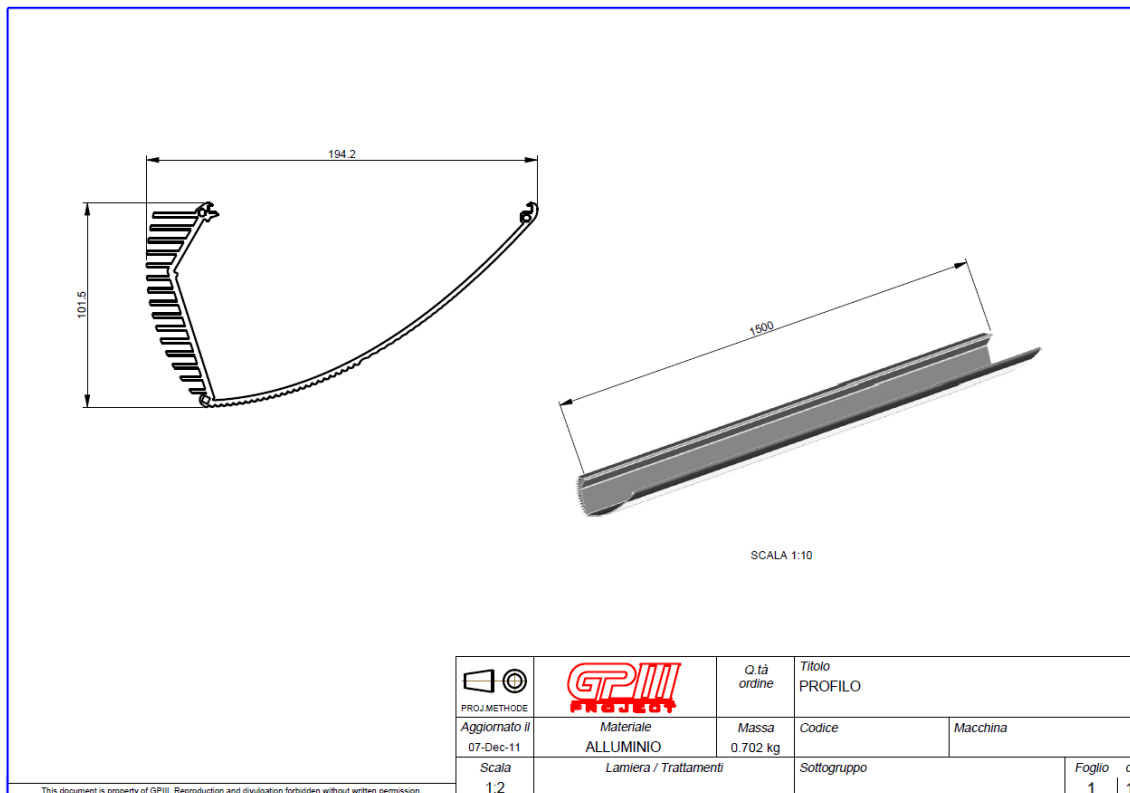
In secondo luogo, come già detto, una delle funzioni previste dal modulo Solar FLight è l'illuminazione notturna, che può essere diretta o diffusa. In particolare, la luce diffusa viene ottenuta indirizzando la luce emessa da un modulo sul retro del modulo sovrastante, sulla cui superficie sono state create delle apposite scanalature.





**Figura 2.11**  
 Dettaglio del retro  
 dell'estruso in  
 alluminio.

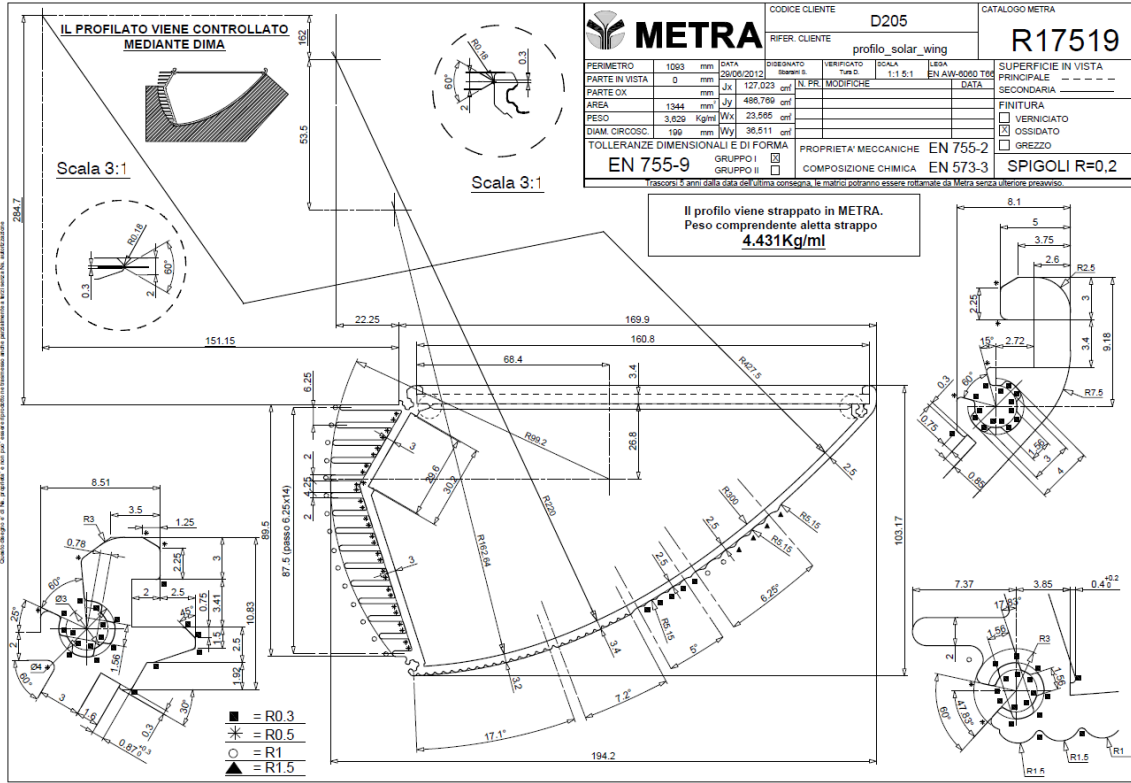
Una volta definito il progetto finale (Figura 2.12), la commessa per la realizzazione dei profili in alluminio (materiale leggero e resistente allo stesso tempo) è stata affidata a due importanti ditte con esperienza pluriennale nel campo dei profilati in alluminio ed engineering per grande industria e PMI.



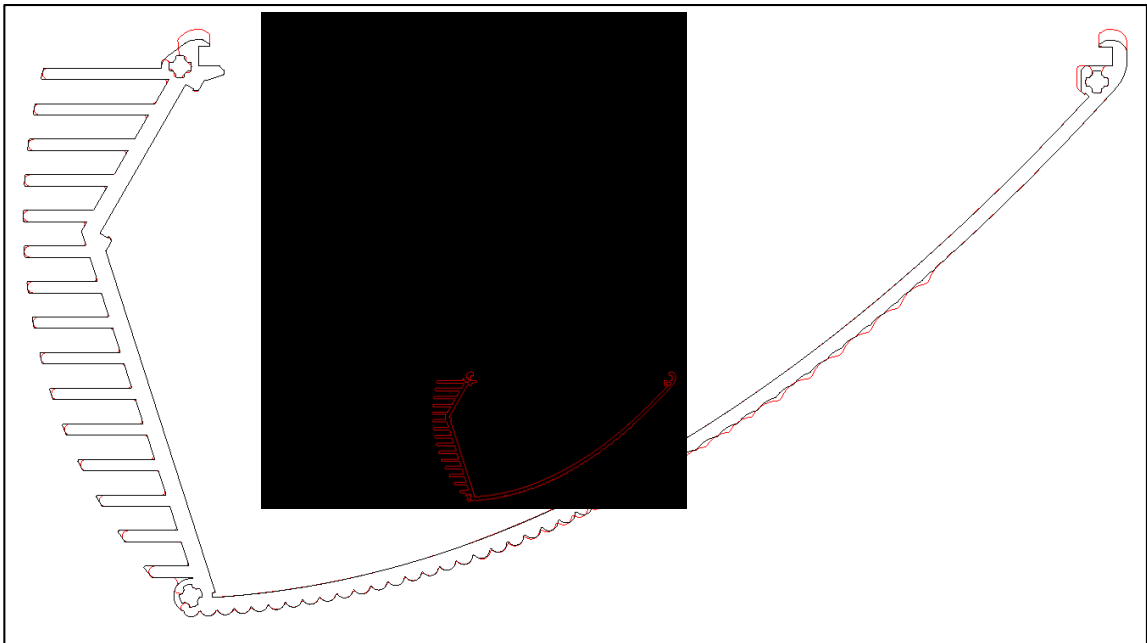
**Figura 2.12**  
 Disegno CAD finale  
 sottomesso alle  
 aziende per la  
 realizzazione dei  
 prototipi.

La realizzazione dei primi prototipi è stata commissionata alla ditta Metra di Brescia. In Figura 2.13 è riportata la rappresentazione in tavola 2D del profilo realizzato dall'azienda, che in Figura 2.14 (in rosso) è stata sovrapposta al disegno CAD originale progettato in laboratorio.

**Figura 2.13**  
Messa in tavola 2D del disegno del profilo realizzato dalla ditta Metra.



**Figura 2.14**  
Sovrapposizione tra il disegno Metra (in rosso) e il disegno UniFE (in nero).



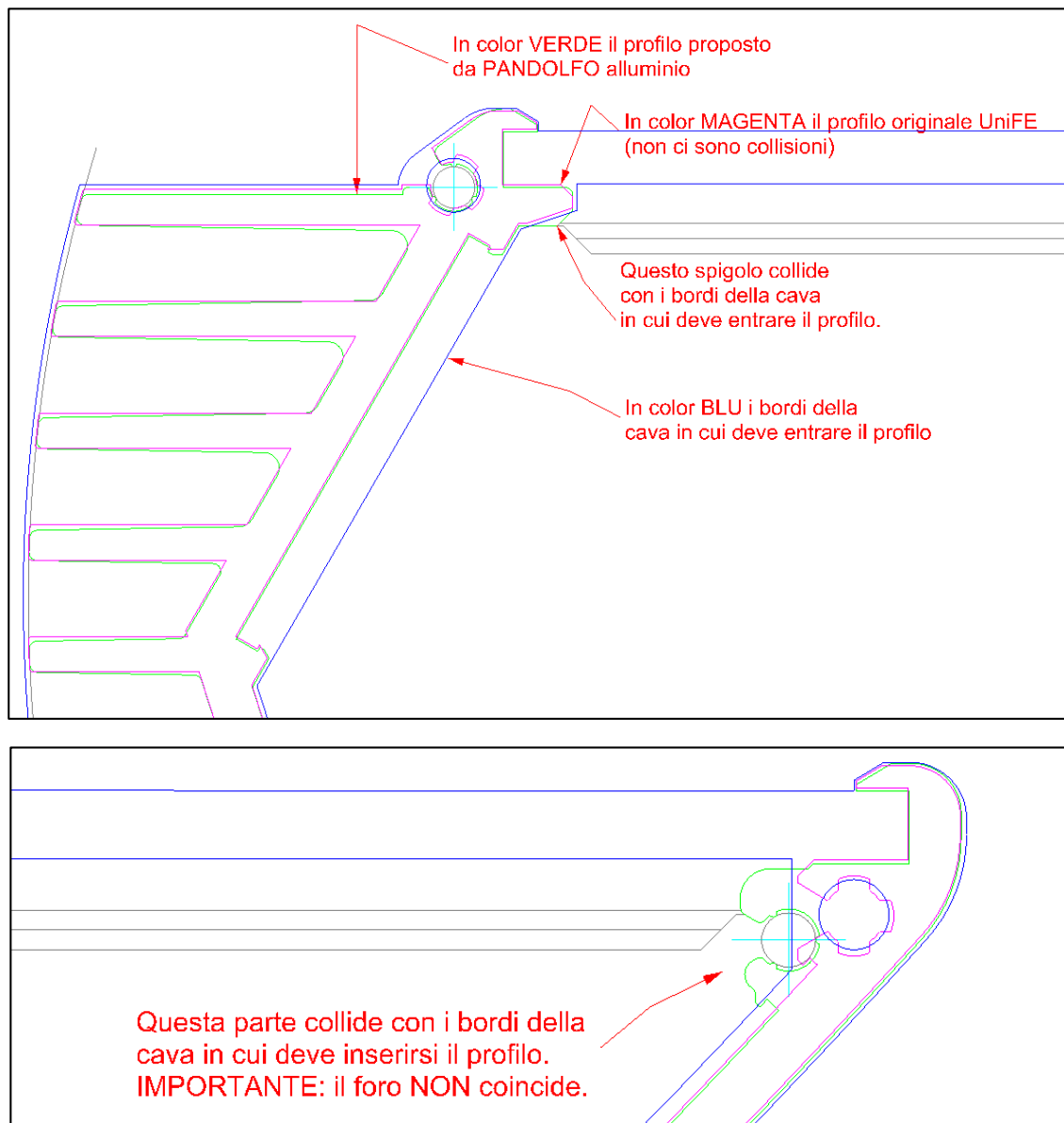
Purtroppo come si può notare da quest'ultima figura, non è stato riprodotto il corretto profilo parabolico disegnato da UniFE. Al contrario, la curva realizzata da Metra è stata ottenuta dall'approssimazione di 4 circonferenze, i cui fuochi non ricadono all'interno dell'area designata per i ricevitori. Questo errore causa una notevole diminuzione dell'efficienza del modulo, poiché

viene meno il principio stesso della concentrazione. Ciò che si verifica, infatti, è che invece che focalizzare tutti i raggi solari in un'unica linea lungo la quale si posizionano i ricevitori, si vengono a creare 4 linee, ciascuna con un fattore di concentrazione pari a 1/4 della concentrazione prevista e in posizione non ottimale.

La seconda serie di prototipi è stata affidata alla ditta Pandolfo Alluminio di Padova. In questo caso, la collaborazione con gli ingegneri della ditta ha permesso di correggere alcune inesattezze riscontrate nel disegno proposto dall'azienda (Figura 2.15). Inoltre, il profilo dell'estruso è stato "inispessito" al fine di garantire la tenuta della forma in uscita dalla lavorazione e di evitare possibili distorsioni del profilo durante le fasi di imballaggio e trasporto.

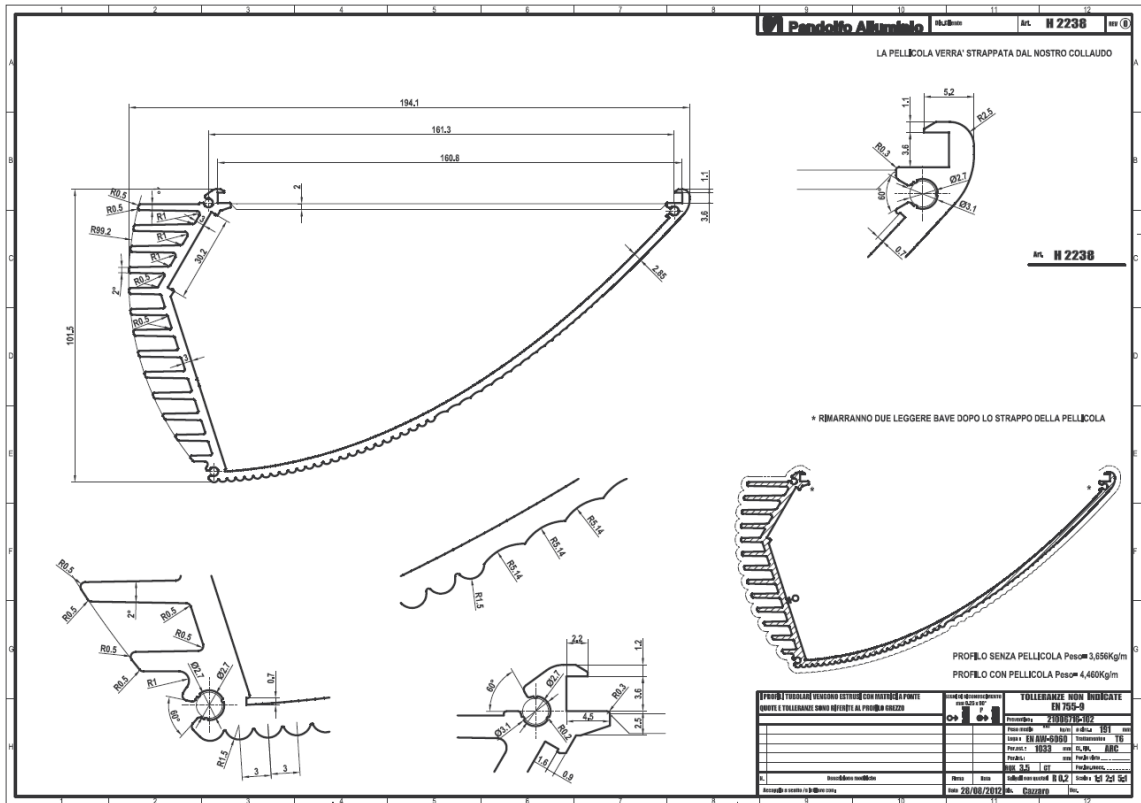
I profili estrusi sono stati realizzati in alluminio Lega 6060 T6, tagliati a misura 1500 mm, e sottoposti a ossidazione anodica in argento ARC10C0.

In Figura 2.16 e in Figura 2.17 sono riportate rispettivamente la tavola col disegno definitivo proposto dall'azienda e la corretta sovrapposizione col disegno originale UniFE.

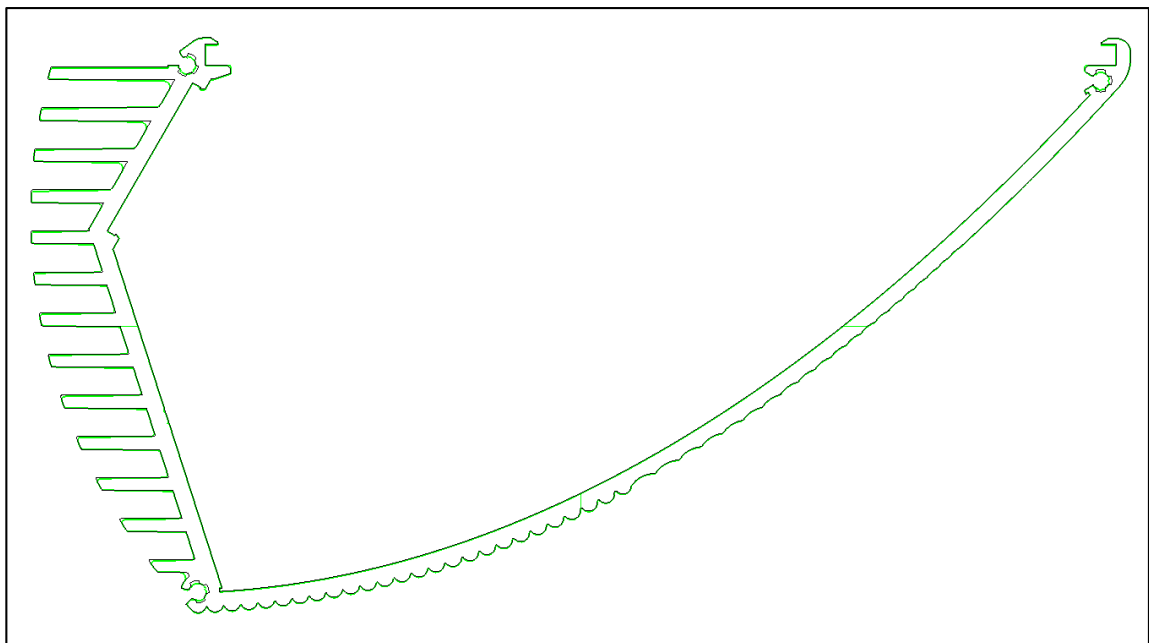


**Figura 2.15**  
Correzioni apportate al disegno iniziale proposto dalla ditta Pandolfo Alluminio.

**Figura 2.16**  
Messa in tavola 2D  
del disegno definitivo  
del profilo realizzato  
dalla ditta Pandolfo  
Alluminio.



**Figura 2.17**  
Sovrapposizione tra il  
disegno definitivo di  
Pandolfo Alluminio  
(in verde) e il disegno  
UniFE (in nero).

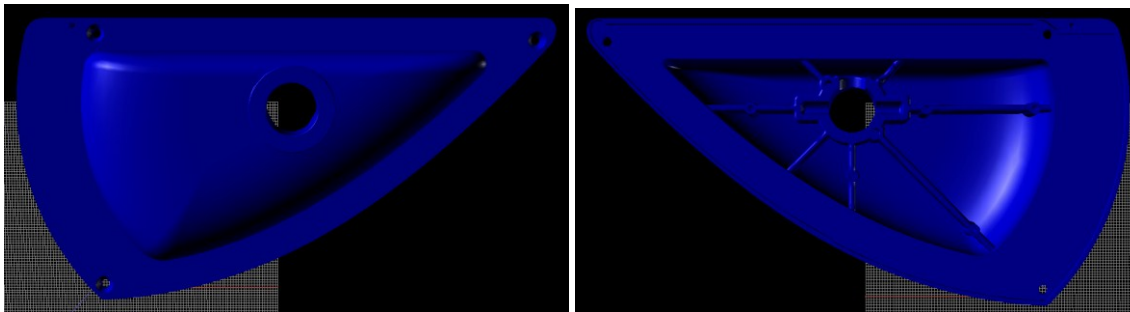


Parallelamente alla progettazione dell'estruso parabolico, sono stati disegnati anche i vari componenti che vanno a chiudere e completare il modulo fotovoltaico.

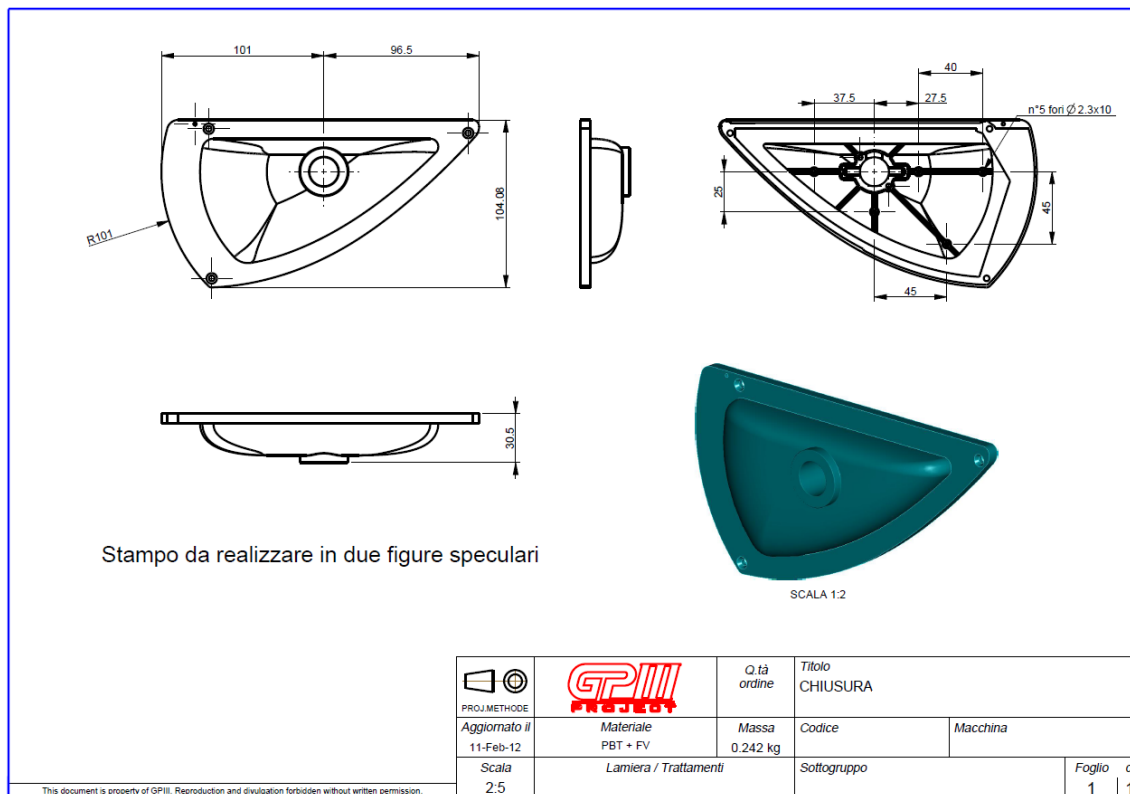
In particolare, i **tappi**, realizzati in PBT+FV (*Polibutilene Tereftalato* rinforzato con fibra di vetro), richiedono una geometria tale da poter accogliere al loro interno i circuiti elettronici stampati (PCB, *Printed Circuit Board*) che comandano il movimento e l'illuminazione. Come già detto, i tappi si fissano al profilo in alluminio mediante 3 viti autofilettanti. Devono inoltre prevedere un foro per l'inserimento dell'**albero** (anch'esso disegnato all'interno del progetto e realizzato in alluminio) per la movimentazione impartita dall'attuatore lineare.

Il **vetro** di chiusura consta di una lastra 150 x 16 cm in vetro temprato ultrachiaro con lati smussati non molati e trattamento antiriflesso su entrambi i lati, che garantisce una riflettanza residua non superiore al 4%.

Altri componenti meccanici quali boccole e giunti per la movimentazione, sono stati progettati dall'azienda GPIII che ha finanziato il progetto.

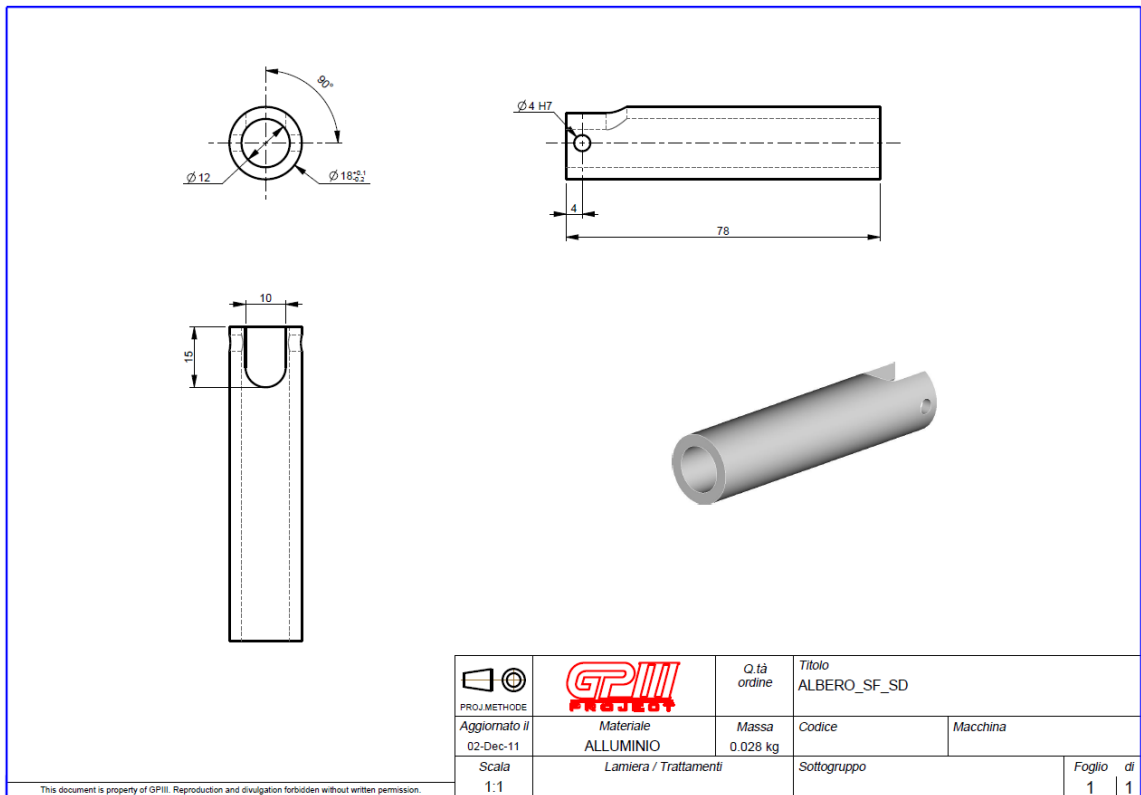


**Figura 2.18**  
Rendering 3D del tappo di chiusura in plastica. Visione dell'esterno (sinistra) e dell'interno (destra).

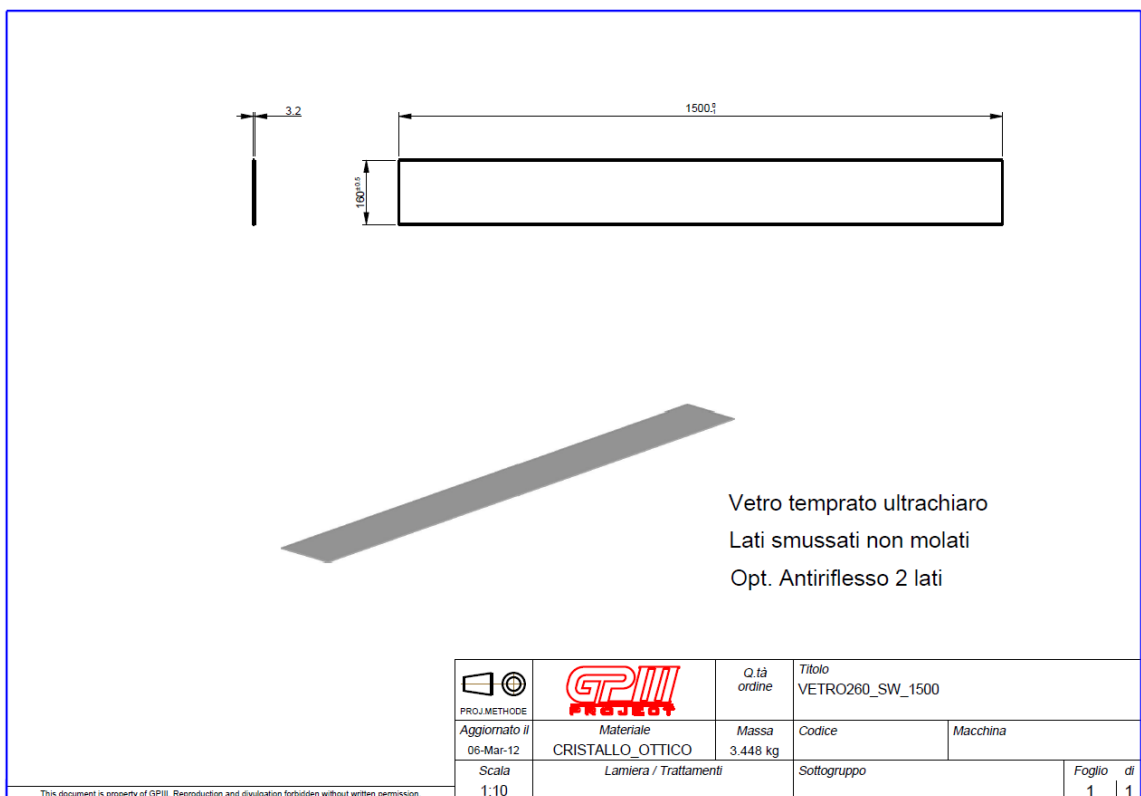


**Figura 2.19**  
Disegno CAD del tappo per la realizzazione dei prototipi.

**Figura 2.20**  
Disegno CAD  
dell'albero da fissare  
in corrispondenza  
dell'asse del modulo  
Solar FLight per la  
movimentazione.



**Figura 2.21**  
Dimensioni del vetro  
di chiusura.



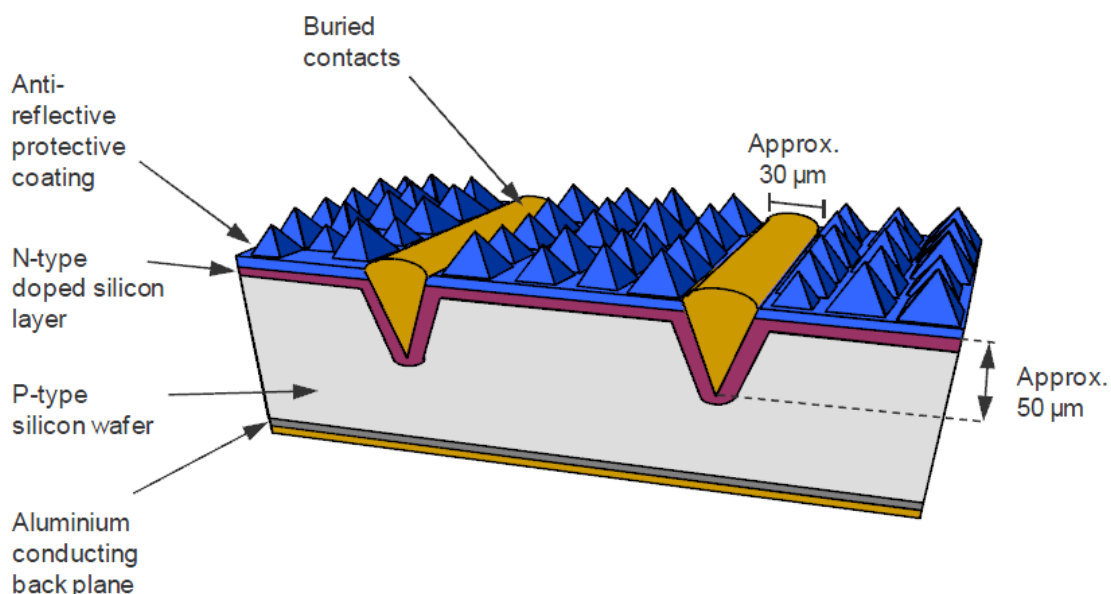
Per garantire al collettore la migliore superficie riflettente, il profilo parabolico viene internamente rivestito da un sottile foglio in materiale Almecco Vega 98, che garantisce una riflessione totale del 98%.

Questo materiale consiste in un substrato di alluminio di purezza elevata brillantato elettrochimicamente ed anodizzato, sul quale viene depositato mediante deposizione fisica da fase vapore, uno strato riflettente puro al 99,99% di argento. Tale strato riflettente viene poi ricoperto con un doppio strato di ossidi per esaltare la riflessione nello spettro visibile. Questi strati, oltre ad ottimizzare le prestazioni ottiche della superficie, aumentano la protezione contro eventuali danneggiamenti meccanici.

### 2.3 REALIZZAZIONE DEI RICEVITORI PV

Le **celle** fotovoltaiche utilizzate nei moduli Solar FLight sono celle in Silicio monocristallino 0.8 cm x 0.8 cm, prodotte dalla NaREC Co. Ltd. (*New and Renewable Energie Centre*, Regno Unito), le quali presentano sul top della superficie una metallizzazione detta bus-bar che consente la contattatura tramite ribbon. Il valore dichiarato di efficienza è del 17% (per C = 20x), e il coefficiente di temperatura è di  $-0.5\% / ^\circ\text{C}$ .

La NaREC produce celle al silicio per sistemi a concentrazione nel range 2-100x. Le celle sono ricavate dal tipico wafer di silicio monocristallino (123x123 mm) e ritagliate in modo custom a seconda delle esigenze. I contatti sono realizzati mediante tecnica LGBC (*Laser Grooved Buried Contact*), per mezzo della quale i contatti superiori vengono realizzati in parte sommersi nel silicio in modo da aumentare l'area esposta al sole. Il laser viene impiegato per la formazione di solchi i quali vengono poi riempiti con metallo liquido a base di rame che funge da conduttore per l'elettricità prodotta. Il vantaggio di questa tecnologia è che si riduce l'area di contatti e si aumenta la quantità di conduttore (Ni/Cu) che va in contatto col silicio.

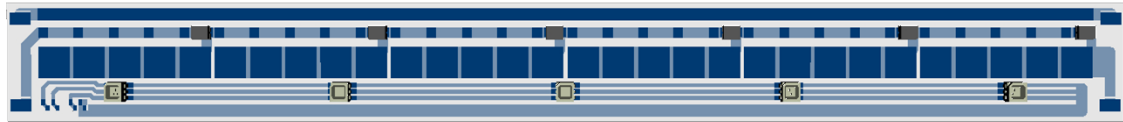


**Figura 2.22**  
Tecnica LGBC in celle  
in silicio NaREC.

Una parte molto importante di questo progetto di ricerca è stata la progettazione dei ricevitori basati su tecnologia IMS (*Insulated Metal Substrate*) e l'implementazione del processo di saldatura delle celle e di contattatura.

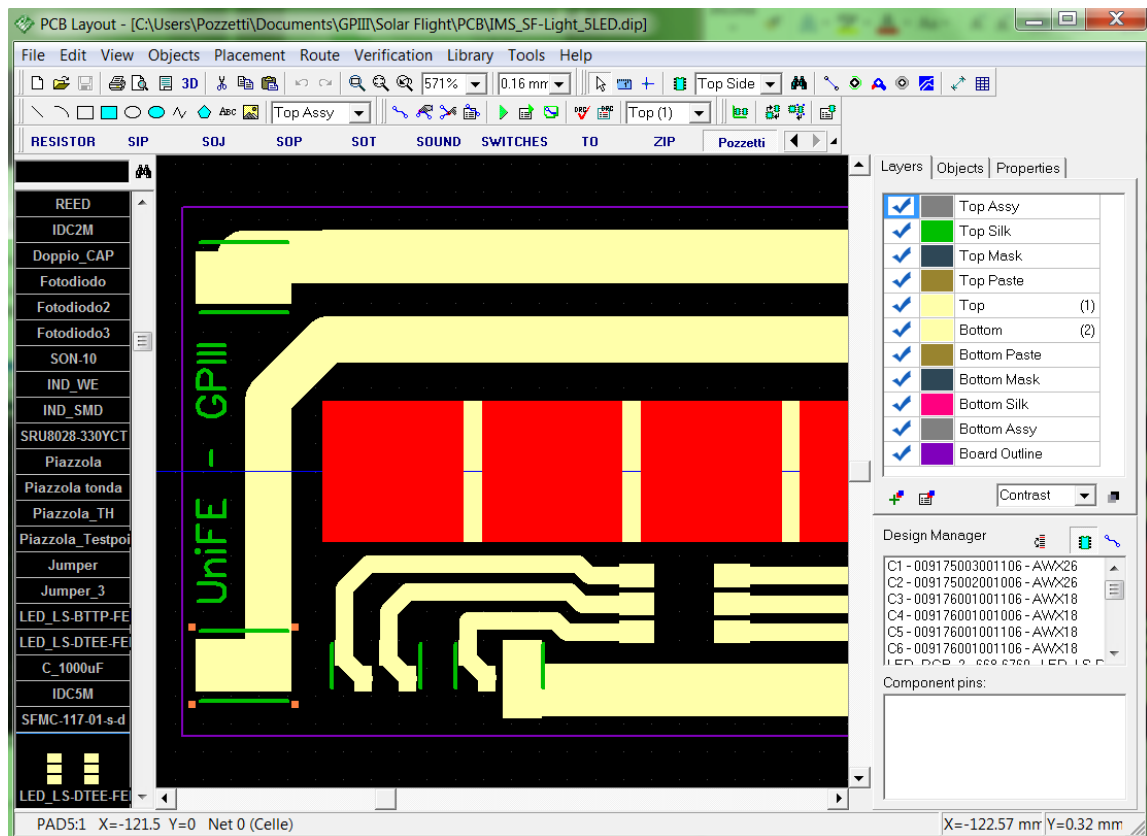
I ricevitori sono stati progettati in modo da poter essere collegati in serie tra di loro in array di 5 per ciascun modulo, e in modo da allocare le celle (30 per ricevitore) lungo l'asse longitudinale della basetta, i diodi di bypass lungo il bordo superiore e la stringa LED lungo il bordo inferiore.

**Figura 2.23**  
Rendering 3D del  
circuito stampato di  
un ricevitore.



Il software utilizzato per la progettazione dei PCB (*Printed Circuit Board*) è DipTrace®, un completo e potente CAD elettrico per realizzare schemi elettrici e circuiti stampati, fino alla preparazione dei file per la produzione. Le dimensioni di pad e piste sono state disegnate tenendo conto delle specifiche richieste per la tecnologia Chip on Board.

**Figura 2.24**  
Interfaccia grafica del  
software DipTrace  
per il disegno del  
circuito stampato.

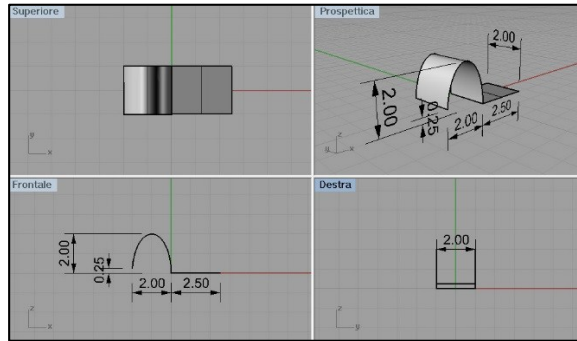
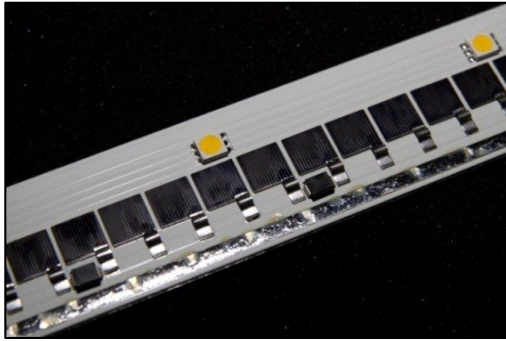


Ogni ricevitore è costituito da 30 celle divise in 6 gruppi collegati in serie di 5 celle connesse tra loro in parallelo. Per ogni gruppo di 5 celle è previsto un **diodo di bypass**, con la funzione di evitare che in caso di parziale ombreggiamento del sistema, una delle celle possa essere polarizzata in inversa al di sopra della tensione di breakdown, e venire danneggiata in maniera irreparabile.

Le celle sono saldate con il retro di segno positivo sulle apposite piazzole, mentre la contattatura dei bus-bur (di segno negativo) è realizzata impiegando delle **bandelle** preformate in rame di



spessore 300  $\mu\text{m}$  con prestagnatura in lega 62Sn/36Pb/2Ag. La forma delle bandelle, di larghezza 2 mm e disegnata con Rhinoceros, è stata studiata al fine di minimizzare il rischio di cortocircuiti durante la contattatura delle celle.



**Figura 2.25**  
Ricevitore Solar  
FLight con celle,  
bandelle, diodi di  
bypass e LED bianchi.

**Figura 2.26**  
Disegno CAD della  
bandella.

I **ricevitori** misurano 28.5 cm x 3 cm e sono stati realizzati su nostro disegno da una ditta esterna. Il substrato IMS impiegato è il Bergquist MP con base in alluminio di spessore 1.6 mm e dielettrico ceramico di 85  $\mu\text{m}$ . Lo spessore del layer di rame è di 70  $\mu\text{m}$  e il solder fotografico è di colore bianco. La finitura superficiale delle piazzole è in argento.

I ricevitori, inseriti nell'apposito alloggiamento all'interno dell'estruso in alluminio, vengono fissati con una particolare pasta termica che garantisce una buona dissipazione e termica. In condizioni operative di temperatura esterna di 40°C, assenza di vento e una DNI di 850 W/m<sup>2</sup>, è stato misurato che i ricevitori non superano la temperatura di 61°C.

Ogni ricevitore è inoltre dotato di 4 **connettori** a perforazione di isolante per il collegamento in serie dei ricevitori all'interno del modulo, e di 5 **LED SMD** ad alta potenza della Ledman Optoelectronic, bianchi o RGB, con tecnologia a 3 chip e anodo comune.

Il processo di saldatura dei componenti sulle basette IMS è avvenuto interamente all'interno della camera bianca classe 10 000 (ISO 7) del dipartimento di Fisica, e prevede 3 fasi:

- 1) Deposizione della pasta saldante sulle piazzole mediante serigrafia con stencil;
- 2) Posizionamento di celle e componenti elettronici con macchina Pick&Place;
- 3) Ciclo termico di 7 minuti in forno IR.



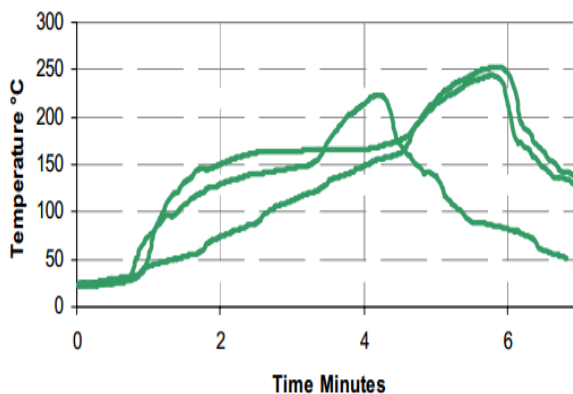
**Figura 2.27**  
Macchina per  
Serigrafia SemTech  
(fase 1).

**Figura 2.28**  
Macchina Pick&Place  
Autotronik BA385V e  
particolare del  
vassoio con matrice  
IMS e celle NaREC  
(fase 2).

Durante la prima fase, utilizzando un apposito stencil (anch'esso progettato in DipTrace e realizzato per taglio laser da una ditta esterna di Chemical Machining), viene depositata in

corrispondenza delle piazzole una pasta saldante a base di Stagno (50-60%), Piombo (30-40%) e Argento (1-5%) della Multicore (Henkel). Per questa fase viene impiegata la macchina per serigrafia Semtech (Figura 2.27).

**Figura 2.29**  
Forno IR RTC LA-310  
(fase 3).

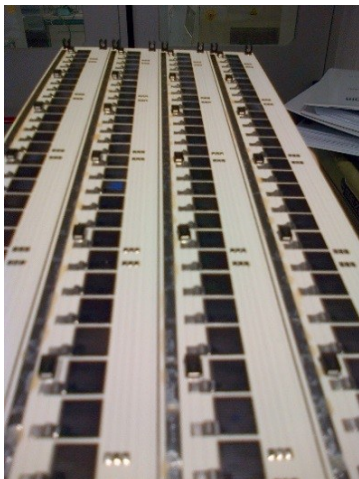


**Figura 2.30**  
Profili di saldatura  
per la pasta saldante  
Multicore MP218.

Nella seconda fase, celle, diodi di bypass, connettori e LED vengono posizionati in modo automatizzato secondo un apposito programma definito nel software della Pick&Place Autotronik, la quale solo in un secondo momento pone le bandelle per i contatti sui bus-bar delle celle (Figura 2.28).

Nella terza fase, infine, le matrici di 4 ricevitori ognuna, vengono inserite all'interno di un forno a nastro (Figura 2.29). I substrati percorrono una lunghezza di 2.30 m ad una velocità di 12 cm/min durante la quale passano attraverso 4 zone riscaldate a diversa temperatura mediante lampade IR. Il profilo di temperatura applicato dipende sia dalla pasta saldante impiegata sia dal substrato. Il processo ottimizzato per la saldatura su IMS è di seguito riportato:

**Figura 2.31**  
Matrice con 4  
ricevitori in uscita dal  
forno IR.



ZONA I	ZONA II	ZONA III	ZONA IV
280°	320°	350°	300°

I ricevitori vengono quindi lasciati raffreddare in modo uniforme per evitare distorsioni del substrato dovute a dilatazioni termiche differenziali, e sottoposti poi a test elettrico, dapprima con il multimetro per verificare l'assenza di corto-circuiti, e in seguito sotto simulatore solare per misurarne la curva caratteristica I/V.

**Figura 2.32**  
Ricevitore con LED  
bianchi.

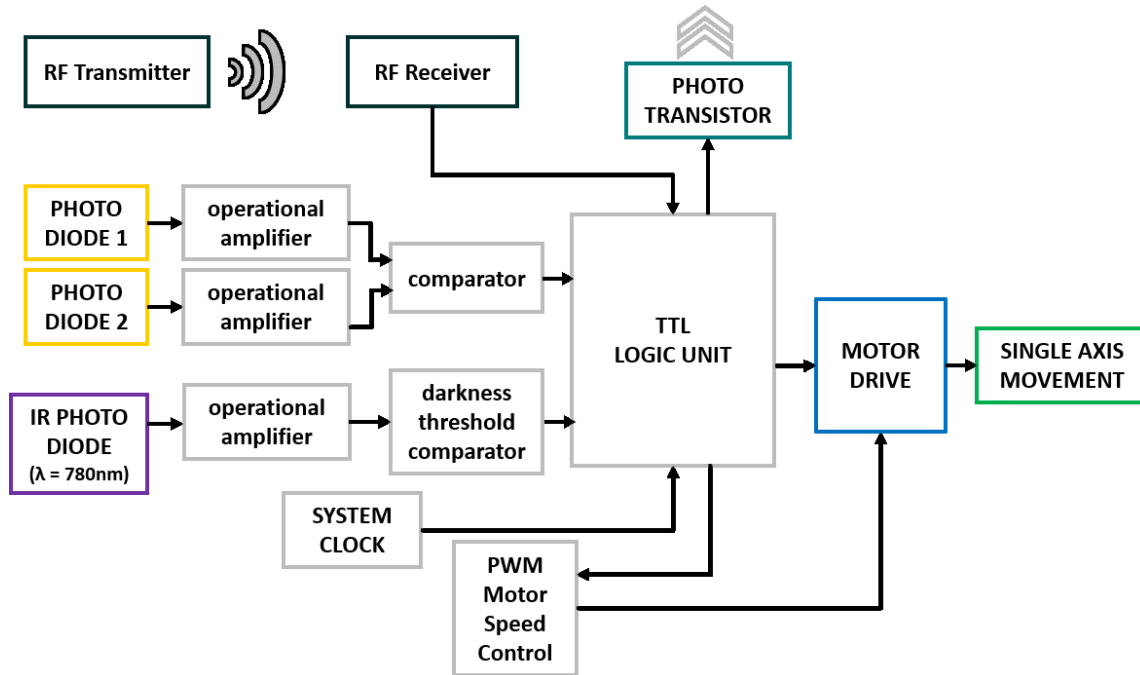


**Figura 2.33**  
Ricevitore con LED  
RGB.



## 2.4 IL SISTEMA DI INSEGUIMENTO

Il sistema di inseguimento solare del modulo Solar FLight è integrato in un circuito stampato sagomato per essere inserito all'interno di uno dei tappi di chiusura. Lo schema a blocchi del circuito elettronico è riportato in Figura 2.34.



**Figura 2.34**  
Schema a blocchi del  
circuito elettronico  
del sistema di  
inseguimento solare.

Tramite un sistema trasmettitore-ricevitore RF, è possibile impostare la modalità di funzionamento del sistema:

- Modalità auto-tracking
- Modalità manuale (movimento e illuminazione)

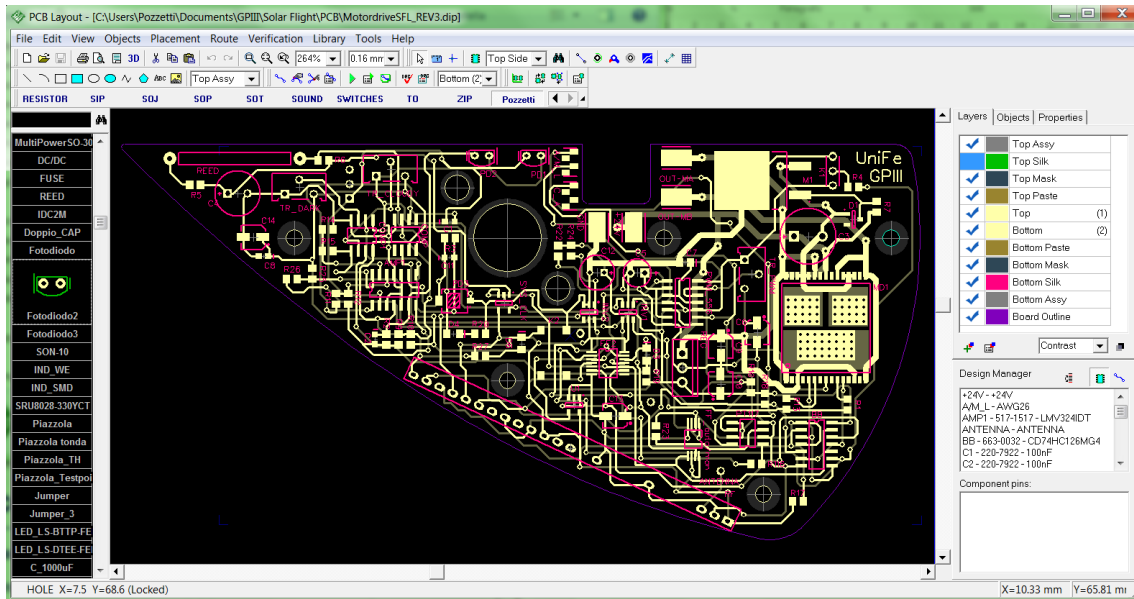
L'auto-tracking avviene ad opera di un sensore costituito essenzialmente da due fotodiodi che rilevano l'intensità luminosa e convertono questa informazione in un segnale in corrente ( $\mu\text{A}$ ), che viene a sua volta convertito in un segnale in tensione da un amplificatore operazionale di transimpedenza. I due segnali in tensione vengono poi confrontati da un comparatore analogico-digitale che comunica con un'unità logica TTL che invia il comando al motordrive, fornendo l'informazione per la direzione di movimento.

Il motordrive montato a bordo del circuito stampato è un integrato della ST Microelectronics con un ingresso digitale a 2 bit che comanda la movimentazione su un singolo asse (01 = rotazione oraria, 10 = rotazione anti-oraria, 00 o 11 = stand-by) e un ingresso PWM (*Pulse-Width Modulation*) con cui è possibile regolarne la velocità.

Il moto del sistema in uno dei due sensi di rotazione, può avere inizio solo ad ogni salita del clock dell'unità logica (start sincrono, clock di 9 secondi). L'arresto dei motori invece può avvenire in qualsiasi istante (stop asincrono), in seguito all'inversione della differenza dei segnali provenienti dai fotodiodi, rispetto alla configurazione che aveva dato il via al moto.



Con l'ausilio di DipTrace è stato progettato il circuito elettronico che è poi stato convertito in circuito stampato, tenendo conto della forma del tappo e del posizionamento delle viti di fissaggio. I componenti elettronici sono stati posizionati tutti su un lato per agevolare la saldatura e il test elettrico, con l'accortezza di tenere separate l'elettronica di potenza e l'elettronica di controllo e di dimensionare correttamente le piste a seconda della corrente attraversata.

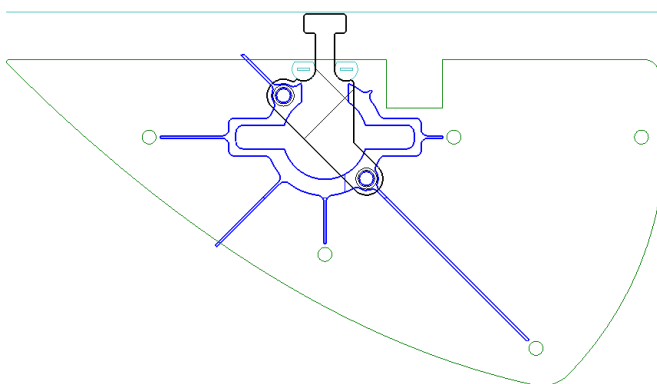


**Figura 2.36**  
Progettazione del circuito stampato in DipTrace.

I layer e la forometria, esportati in file gerber e in file drill, sono stati forniti ad una ditta esterna che ha realizzato i PCB in materiale FR4, laminato epossidico in fibra di vetro con spessore dello strato di rame di 35  $\mu\text{m}$  e finitura in HAL senza piombo. Le schede elettroniche sono quindi state assemblate all'interno della camera pulita secondo le 3 fasi già descritte per i ricevitori IMS, e utilizzando il seguente profilo di temperatura nel forno IR:

ZONA I	ZONA II	ZONA III	ZONA IV
230°	270°	310°	250°

Per garantire il corretto puntamento solare e assicurare l'affidabilità del confronto fra le letture fatte dai due fotodiodi, occorre inserire un elemento parzialmente oscurante da posizionare esattamente al centro tra i due fotodiodi. In questo modo, i due fotodiodi risultano illuminati in modo uguale solo nel caso in cui l'asse del sistema si trova perfettamente allineato con la sorgente solare.

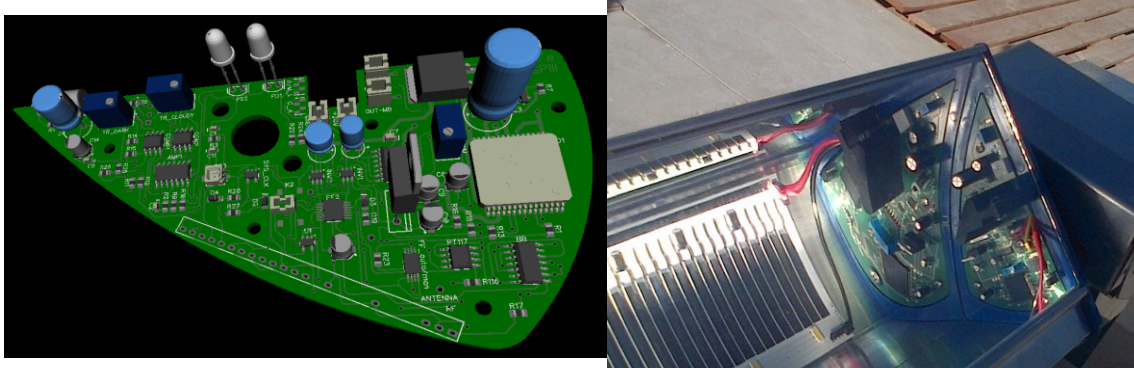


**Figura 2.37**  
Disegno CAD in Rhinoceros del setto oscurante e posizionamento sul PCB.

A tale scopo è stato progettato un opportuno setto sagomato da fissare al PCB in modo tale da oscurare parzialmente i fotodiodi. Il setto è stato disegnato in Rhinoceros (Figura 2.37) tenendo in considerazione la forma del PCB (in verde), le nervature del tappo (in blu), la posizione dei fotodiodi e del vetro di chiusura (in azzurro), ed è stato poi realizzato per stereolitografia in materiale ABS Vero Black. In Figura 2.39 il circuito finito all'interno di un modulo Solar FLight.

**Figura 2.38**  
Rendering 3D del PCB  
del sistema di  
inseguimento.

**Figura 2.39**  
Modulo Solar FLight,  
particolare del tappo  
di chiusura con PCB e  
setto in STL.



L'attuatore del sistema è un motore elettrico alimentato a 3 Watt, in grado di muovere fino a 12 moduli contemporaneamente. L'energia necessaria per il funzionamento del motore è meno dello 0.3% dell'energia totale generata.

## 2.5 IL SISTEMA DI ILLUMINAZIONE



Ogni singolo ricevitore è dotato di 5 LED SMD ad alta potenza della Ledman, il numero totale di LED per modulo è dunque 25. Poiché il package (5x5 mm) e il pinout della versione white (LS-DTHB-WSN3-03) e della versione RGB (LS-DTEE-FEN1-01) sono gli stessi, è possibile utilizzare lo stesso ricevitore per i due tipi di modulo.

I LED bianchi sono costituiti da 3 chip LED in InGaN che garantiscono un flusso luminoso di 16 lumen e un'intensità luminosa di 5.5 mcd, con una temperatura di colore di 3200 K. La lente circolare permette un angolo di vista di 120°. La tensione diretta massima per i 3 chip è di 3.6 V. Le caratteristiche elettriche e ottiche in condizioni tipiche ( $T = 25^{\circ}\text{C}$ ) sono riportate in Tabella 2.1.

**Tabella 2.1**  
Caratteristiche  
elettriche e ottiche in  
condizioni tipiche  
( $T = 25^{\circ}\text{C}$ ) per i LED  
bianchi.

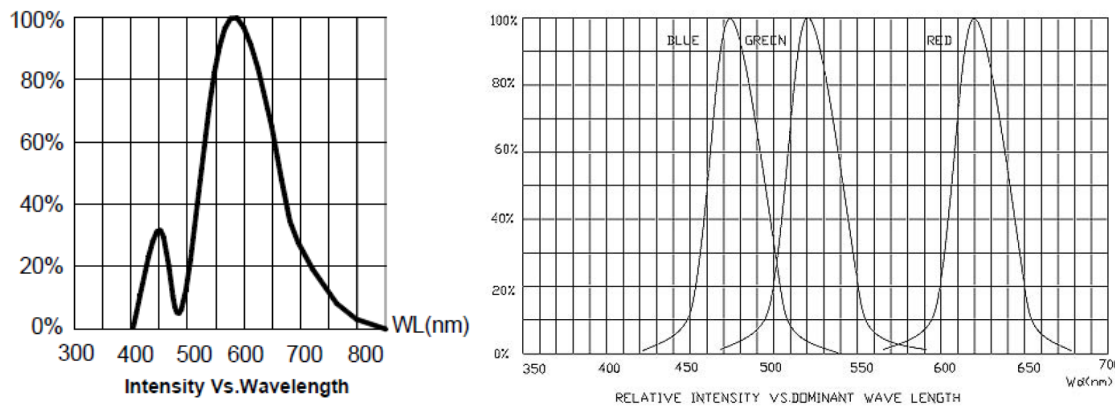
Items	Symbol	Condition	Min.	Typ.	Max.	Unit
Forward Voltage	VF	IF = 3x20mA	---	3.2	3.6	V
Reverse Current	IR	VR = 5V	---	---	10	uA
Luminous Flux	$\Phi_V$	IF = 3x20mA	---	16000	---	mlm
Luminous Intensity	IV	IF = 3x20mA	4400	5500	---	mcd
Color Temperature	CCT	IF = 3x20mA	---	3200	---	K
Chromaticity Coordinates	x	IF = 3x20mA	---	0.4280	---	---
	y	IF = 3x20mA	---	0.4090	---	---
50% Power Angle	$2\theta_{1/2}$	IF = 3x20mA	---	120	---	deg

I LED RGB sono costituiti da chip in InGaN e AlGaInP, e l'intensità luminosa è variabile a seconda del colore, in particolare è di 1.2 cd per il verde, 0.65 per il rosso e 0.28 per il blu. L'angolo di vista è 120° e la tensione diretta massima è di 4 V per il verde e il blu e di 2.5 V per il rosso. Le

caratteristiche elettriche in condizioni tipiche ( $T = 25^{\circ}\text{C}$ ) sono riportate in Tabella 2.2, mentre in Figura 2.40 è riportata l'intensità luminosa in funzione della lunghezza d'onda per le diverse tipologie di chip.

Items	Symbol	Condition	Values			Unit
			R	G	B	
Wavelength at peak emission	$\lambda_{\text{peak}}$	$I_F = 20\text{mA}$	625	525	470	nm
Dominant Wavelength	$\lambda_{\text{dom}}$	$I_F = 20\text{mA}$	620~630	520~530	465~475	nm
Spectral bandwidth at 50% Ired max	$\Delta \lambda$	$I_F = 20\text{mA}$	24	38	28	nm
Viewing angle at 50% IV	$2\theta_{1/2}$	$I_F = 20\text{mA}$	120	120	120	deg
Forward Voltage	$V_{F(\text{avg})}$	$I_F = 20\text{mA}$	2.0	3.2	3.2	V
	$V_{F(\text{max})}$	$I_F = 20\text{mA}$	2.5	4.0	4.0	V
Luminous Intensity	$I_{V(\text{avg})}$	$I_F = 20\text{mA}$	650	1200	280	mcd
Reverse Current (max.)	$I_R$	$V_R = 5\text{V}$	10	10	10	$\mu\text{A}$

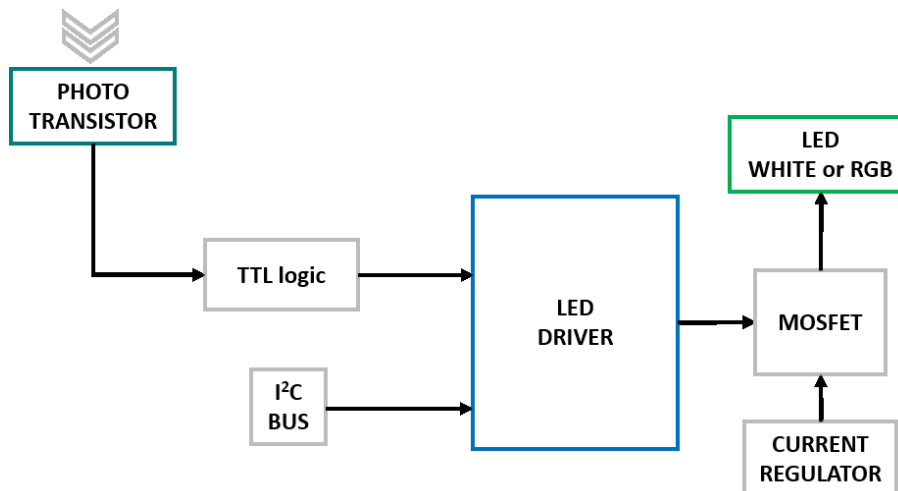
**Tabella 2.2**  
Caratteristiche elettriche e ottiche in condizioni tipiche ( $T = 25^{\circ}\text{C}$ ) per i LED RGB.



**Figura 2.40**  
Intensità luminosa in funzione della lunghezza d'onda per i LED bianchi (sinistra) e i LED RGB (destra).

L'accensione dei LED sui moduli Solar FLight "white" avviene ad opera del trasmettitore RF che invia un segnale al circuito di movimentazione il quale viene poi trasmesso attraverso dei fototransistor ad un secondo circuito integrato nell'altro tappo di chiusura del modulo.

L'accensione dei LED RGB, invece, prevede la possibilità di impostare giochi di luce e tonalità intermedie di colore, programmabili tramite una scheda a microprocessore Arduino che comunica in protocollo I<sup>2</sup>C con il LED driver montato a bordo del secondo circuito.

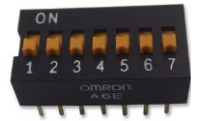


**Figura 2.41**  
Schema a blocchi del circuito elettronico del sistema di illuminazione.

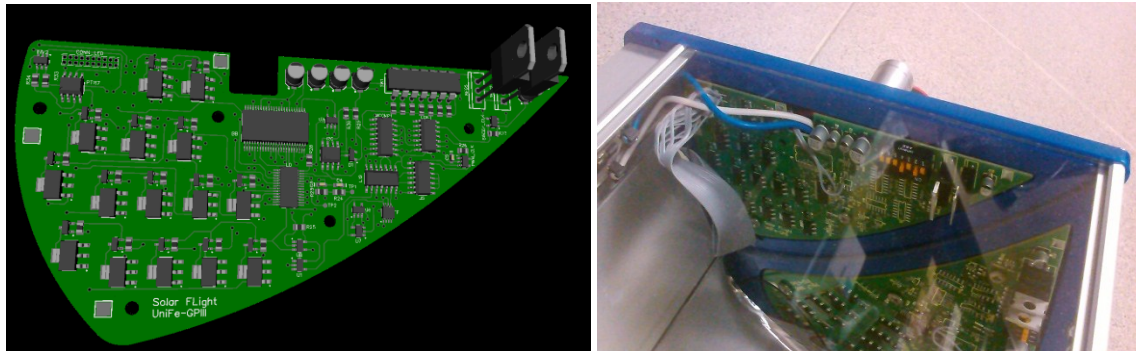




Per impostare un'illuminazione differenziata per più moduli collegati tra loro, ad esempio per giochi di luce su facciata, è possibile assegnare a ciascun modulo un indirizzo univoco a 7 bit. In questo modo diventa possibile comandare con un solo controller fino a  $2^7 = 128$  moduli. Per settare l'indirizzo è stato saldato su ogni PCB un attuatore switch SPST della Omron Electronic.



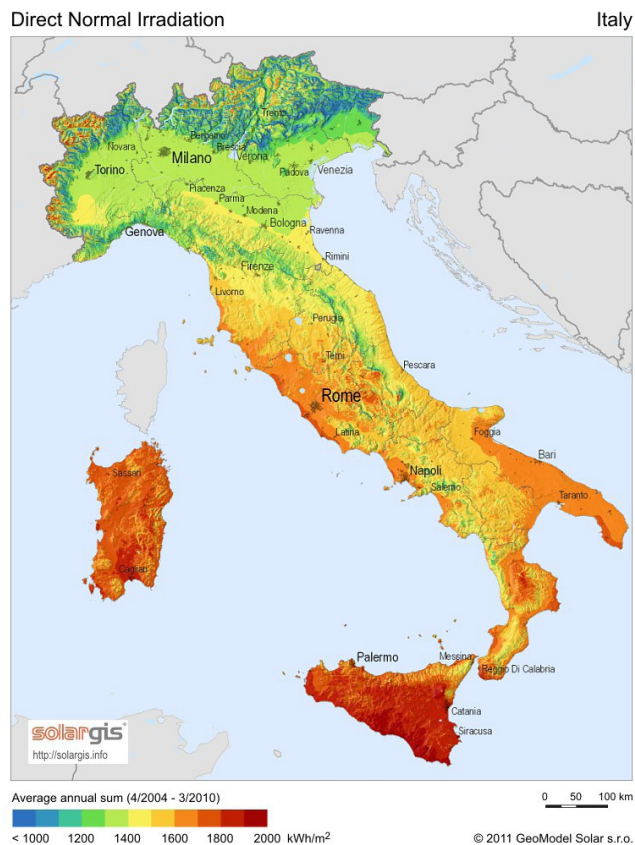
**Figura 2.43**  
Rendering 3D del PCB del sistema di illuminazione.



**Figura 2.44**  
Modulo Solar FLight, particolare del tappo di chiusura con PCB e switch per l'indirizzo.

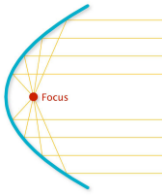
## 2.6 CARATTERIZZAZIONE DELLE PERFORMANCE ELETTRICHE

Per la definizione dei valori nominali di un sistema fotovoltaico sono state definite delle condizioni standard corrispondenti allo spettro solare AM 1.5, secondo il quale si considera un'irradianza globale GDI pari a  $1000 \text{ W/m}^2$  e un'irradianza diretta DNI di  $850 \text{ W/m}^2$ .



**Figura 2.45**  
Medie annuali di irradianza normale diretta (DNI) per l'Italia ( $\text{kWh/m}^2$ ).

Nel valutare le prestazioni elettriche del sistema a concentrazione, vanno tenuti in considerazione alcuni aspetti che possono influire sull'efficienza globale del modulo Solar FLight.



Uno specchio parabolico ha la caratteristica di far convergere nel suo fuoco (cioè di focalizzare) tutti i raggi paralleli al suo asse. Viceversa tutti i raggi uscenti da una sorgente posta nel suo fuoco sono riflessi come raggi paralleli all'asse. Poiché i raggi che provengono da una sorgente posta a grande distanza giungono con inclinazioni praticamente parallele, essi verranno concentrati nel fuoco. In altre parole, uno specchio parabolico crea nel suo fuoco un'immagine reale di una sorgente posta a distanza infinita.

Per quanto riguarda l'esposizione di uno specchio parabolico alla luce solare, va considerato che il sole non è una sorgente puntiforme. Nonostante la grande distanza dalla terra, il sole deve essere comunque considerato come un disco ed i suoi raggi aventi un certo angolo di divergenza,  $\theta = \pm 0.265^\circ$ . Di conseguenza, anche se riprodotta da un sistema ottico ideale, la sua immagine non può essere perfettamente puntiforme, ma presenta sempre un certo diametro.

Va poi considerato l'effetto dell'aumento della temperatura sul comportamento di una cella fotovoltaica, in quanto l'esposizione alla radiazione solare provoca un riscaldamento del semiconduttore. Tale aumento, che va tenuto in considerazione soprattutto nel fotovoltaico a concentrazione, provoca un leggero abbassamento del bandgap e di conseguenza porta contemporaneamente a un debole aumento della corrente di corto circuito  $I_{sc}$  e a un peggioramento in termini di tensione di circuito aperto  $V_{oc}$  e fill factor. La diminuzione della tensione è dovuta allo spostamento del livello di Fermi del semiconduttore drogato verso il centro della banda proibita, il che porta a un calo dell'efficienza. La soluzione studiata per intervenire sul fattore temperatura è quella di dotare il sistema CPV Solar FLight di un profilo alettare per dissipare il calore e tenere così controllata la temperatura.

La caratterizzazione di una cella solare si basa sull'analisi dei seguenti parametri:

- Corrente di corto circuito, indicata con  $I_{sc}$  (*I short circuit*), è la corrente che attraverserebbe un ipotetico circuito a resistenza nulla collegato alla cella, ovvero è la corrente misurata quando ai capi di questa  $V = 0$ . Idealmente  $I_{sc}$  deve essere uguale alla corrente fotogenerata  $I_L$ .
- Tensione a circuito aperto, indicata con  $V_{oc}$  (*V open circuit*), è la tensione che si misura ai capi della cella quando la resistenza di carico è infinita e la corrente è nulla, cioè quando il diodo non è collegata ad alcun circuito.
- Fill factor (fattore di forma) espresso solitamente in percentuale, è definito come:

$$FF = P_{max} / I_{sc} \cdot V_{oc}$$

È utile per stimare la potenza massima ottenibile da una cella partendo dai valori di  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  che sono facilmente misurabili con un tester. Il fill factor può assumere valori compresi fra 0 e 1 in base a quanto il comportamento della cella si avvicina a quello ideale.

- Potenza generata dal dispositivo, è data in ogni punto dal prodotto fra corrente e tensione.  $P_{max} = I_{max} \cdot V_{max}$ , mentre il prodotto di  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  dà la potenza massima teorica erogabile dal dispositivo.
- Efficienza, definita come il rapporto fra la potenza elettrica massima prodotta dalla cella e la potenza radiante incidente su di essa.

Nei sistemi a concentrazione, dato un fattore di concentrazione  $C$ , la corrente generata è pari a:

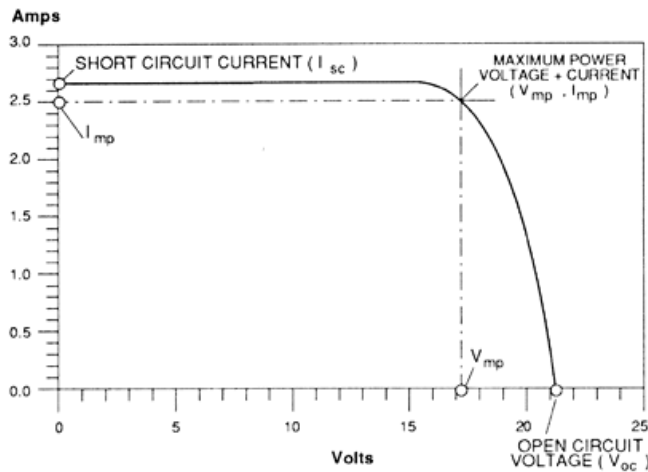
$$I_{sc}(C) \approx C \cdot I_{sc}(1).$$

L'aumento di irradianza ha inoltre effetto sulla massima tensione misurabile ai capi della cella. La tensione  $V_{oc}$  a circuito aperto dipende in modo logaritmico dal fattore di concentrazione  $C$  secondo l'equazione:

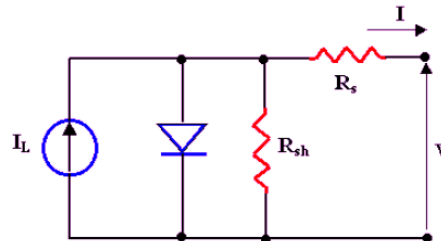
$$V_{oc}(C) = V_{oc}(1) + (kT/e) \ln C$$

Un incremento di  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  risulta in una maggiore potenza erogabile dal sistema.

Il *circuito equivalente* di una cella fotovoltaica è costituito essenzialmente da un generatore di corrente collegato in parallelo ad un diodo. La corrente generata è tale da polarizzare direttamente il diodo. Per una modellazione più fedele della cella fotovoltaica, vanno inoltre contemplate due resistenze, una in serie ( $R_s$ ), e una in parallelo ( $R_{sh}$ , resistenza di shunt) per non trascurare i diversi fenomeni che avvengono in un sistema reale e che tendono a ridurre i valori di fill factor. Nello specifico,  $R_s$  dipende dal tipo di semiconduttore utilizzato, dalla resistenza interna dei contatti metallici e dalla resistenza fra questi e la cella. La resistenza di shunt rappresenta invece le eventuali resistenze in parallelo alla giunzione dovute a cammini percolativi della carica, generalmente da attribuire a difetti cristallografici in giunzione. L'effetto di queste resistenze è visibile dall'analisi di una curva I-V poiché ne modifica la forma rispetto al profilo ideale.



**Figura 2.46**  
Curva I-V di un modulo fotovoltaico.



**Figura 2.47**  
Circuito equivalente di una cella PV.

Considerando una DNI standard di  $850 \text{ W/m}^2$ , un'efficienza ottica del sistema pari a  $\mu_{opt} = 0.8$ , un'efficienza di conversione delle celle ad un fattore  $C$  di  $20x$  pari a  $\mu_{cell} = 0.17$ , e l'area di ogni singola cella  $A = 0.64 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2$ , la potenza nominale di un modulo Solar FLight costituito da 150 celle, può essere calcolata con la seguente espressione:  $P_m = \text{DNI} \cdot \mu_{opt} \cdot \mu_{cell} \cdot C \cdot A_{tot} \approx 22 \text{ W}$ .

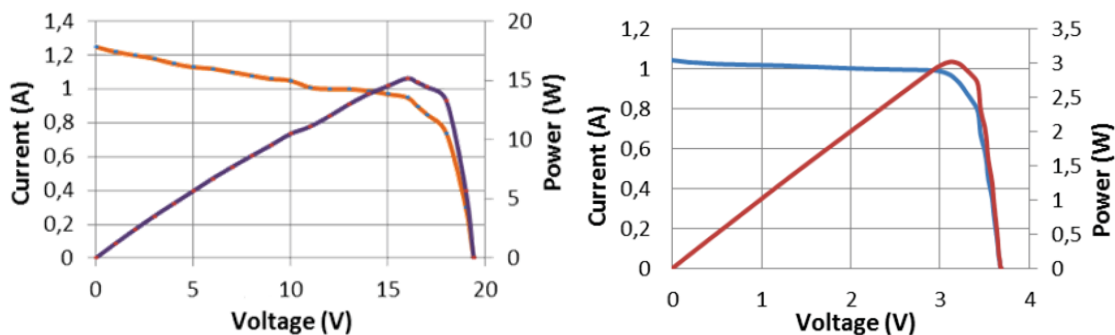
Per la prima serie di moduli Solar FLight con estruso in alluminio realizzato dalla ditta Metra, sono state eseguite misure outdoor mediante il tracciacurve *HT I\_V 400 Photovoltaic Panel Analyzer*.



**Figura 2.48**  
Curva I-V di un modulo Solar FLight con estruso Metra.

**Figura 2.49**  
Curva I-V di un singolo ricevitore.

DNI $W/m^2$	V <sub>oc</sub> V	I <sub>sc</sub> A	V <sub>max</sub> V	I <sub>max</sub> A	P <sub>max</sub> W	FF	η %
860	19.38	1.24	16.36	0.93	15.2	0.63	7.86



In Figura 2.48 è riportata le curva I-V di un modulo, nella quale si riscontra un accoppiamento soddisfacente fra le correnti generate da ognuno dei ricevitori, ma è visibile l'effetto della resistenza di shunt. Il fill factor ottenuto è di 0.63, per effetto delle resistenze in serie e di shunt.

La curva I-V di un singolo ricevitore, tracciata con lo strumento Iso-Tech ISM 490 Solar Module Analyzer e riportata in Figura 2.49, mostra risultati migliori e presenta un fill factor di 0.76.

Come si è già discusso nel capitolo 2.2, l'approssimazione geometrica in fase di realizzazione degli estrusi in alluminio da parte della ditta Metra, ha fatto sì che la radiazione solare incidente non venga focalizzata correttamente sull'array di celle, portando ad una potenza generata inferiore a quella stimata per il modulo.

È stata pertanto eseguita una completa caratterizzazione dei moduli assemblati con gli estrusi realizzati dalla ditta Pandolfo Alluminio.



I valori di DNI sono stati raccolti tramite un *pireliometro*, strumento che effettua la misura dell'irradianza solare normale diretta mediante un sensore termoelettrico che genera una differenza di potenziale proporzionale alla potenza in entrata allo strumento.

### 2.6.1 Misura dell'accettanza angolare

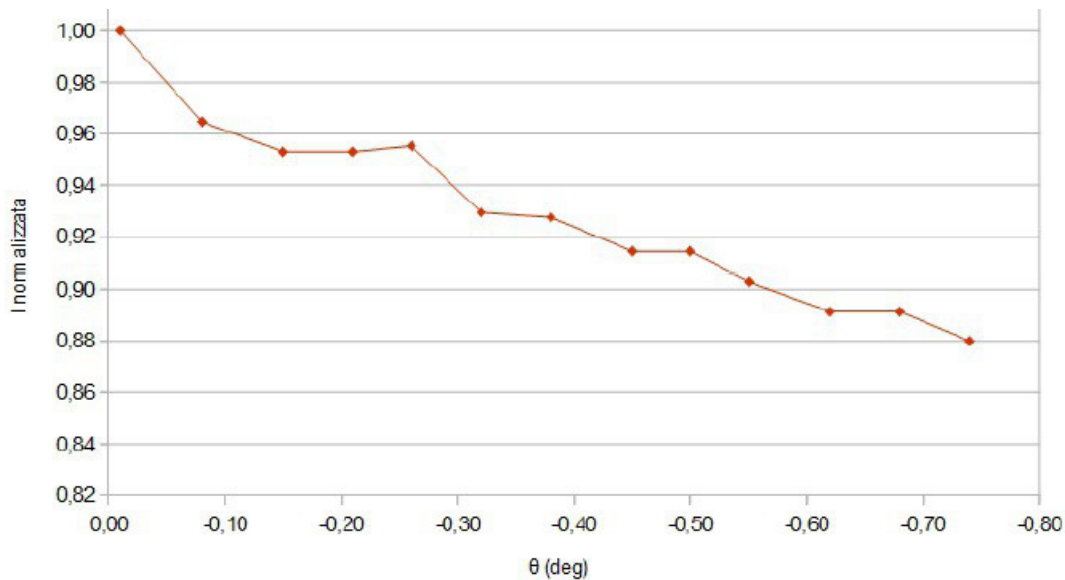


Per misurare le performance elettriche e l'accettanza angolare, un modulo Solar FLight è stato installato sul tetto del dipartimento di Fisica dell'Università di Ferrara (Figura 2.50). Sulla struttura è stato montato il sensore di puntamento AKKUtrack RAD, interamente sviluppato all'interno del Laboratorio Fotovoltaico [26]. Questo strumento permette di misurare la precisione angolare con cui un sistema insegue il moto apparente del sole, fornendo in tempo reale i dati di spostamento angolare rispetto alla posizione di perfetto allineamento presa come riferimento. Il campo visivo dello strumento è di  $4.5^\circ \times 2.9^\circ$  e la precisione angolare è di  $0.01^\circ$ .



**Figura 2.50**  
Setup strumentale sul tetto del dipartimento di Fisica di Ferrara.

Misurando la corrente generata dal modulo per diversi angoli di disallineamento del sistema, è stato possibile stabilire il valore dell'accettazione angolare del Solar FLight.



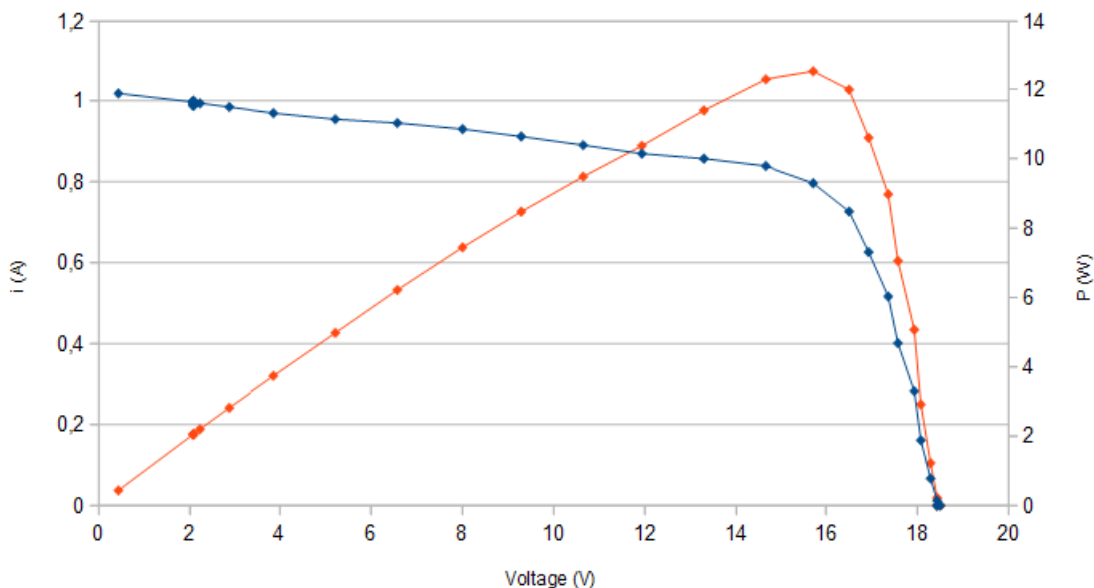
**Figura 2.51**  
Valori di corrente (normalizzati al valore massimo e divisi per il valore di DNI misurato) in funzione dell'angolo di disallineamento del modulo con sistema di auto-tracking disattivato.

Dalle misure effettuate con AKKUtrack, è risultato che il disallineamento provoca un calo della corrente generata al 90% del suo valore massimo in corrispondenza di un angolo di accettazione pari a circa  $\theta = \pm 0.55^\circ$ , in linea con il dato risultante dalle simulazioni ottiche effettuate con Zemax (Capitolo 2.1).

## 2.6.2 Curva I-V e curva di potenza

DNI $W/m^2$	V <sub>oc</sub> V	I <sub>sc</sub> A	V <sub>max</sub> V	I <sub>max</sub> A	P <sub>max</sub> W	FF	η %
720	18.51	1.02	15.72	0.80	12.52	0.66	7.73

**Figura 2.52**  
Curva I-V di un  
modulo Solar FLight  
con estruso realizzato  
da Pandolfo  
Alluminio.



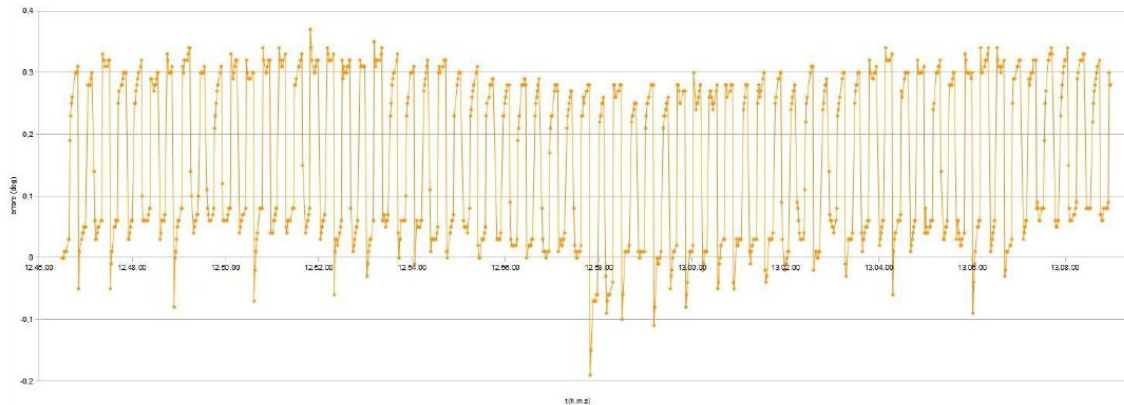
La potenza massima teorica erogabile dal sistema è pari a 18.84 W. Da un'analisi della forma della curva I-V riportata in Figura 2.52, si può notare l'effetto della resistenza di shunt e delle resistenze in serie che modificano l'andamento ideale di corrente e tensione. L'accoppiamento fra le correnti dei ricevitori connessi in serie risulta comunque buono in quanto, nonostante la diversa illuminazione delle celle, sono assenti gradini nella curva I-V.

Tra i fattori che hanno determinato l'andamento della curva, oltre ad un valore inferiore della corrente di corto circuito rispetto a quello atteso, vanno considerati:

- Il vetro di entrata del concentratore analizzato non ha antiriflesso quindi parte della radiazione in ingresso viene riflessa e non concentrata. Inoltre il vetro può non essere perfettamente pulito, e la presenza di polveri sulla sua superficie può essere causa di scattering della luce incidente;
- La lamina riflettente che ricopre la struttura parabolica non ha una riflettanza del 100%, per cui non tutta la radiazione che giunge allo specchio è convogliata nel fuoco del sistema;
- L'illuminazione delle celle non è uniforme, la linea focale infatti non risulta perfettamente parallela ai ricevitori ma è leggermente obliqua rispetto ad essi. La causa di questa irregolarità è da ricercare nella conformazione della lamina riflettente, che probabilmente presenta una forma leggermente trapezoidale e non aderisce perfettamente al profilo parabolico in alluminio.

### 2.6.3 Efficienza del sistema di puntamento

Utilizzando AKKUtrack, è stato possibile misurare la precisione del sistema di inseguimento integrato nei moduli Solar FLight.



**Figura 2.53**  
Dati raccolti da AKKUtrack relativi agli spostamenti angolari effettuati dal Solar FLight in modalità auto-tracking.

I punti del grafico di Figura 2.53 rappresentano la posizione angolare del sole rispetto alla direzione del modulo, direzione coincidente con la normale alla superficie del vetro di apertura. Il dato iniziale corrisponde alla condizione di perfetto allineamento.

Analizzando i dati di tutta la giornata troviamo che il dato angolare massimo registrato non supera mai i  $\pm 0.49^\circ$ , per cui l'errore commesso dal sistema di puntamento è sempre inferiore al valore di accettazione angolare precedentemente misurato.

In Figura 2.54 è riportato un dettaglio del grafico. I punti ravvicinati corrispondono agli istanti in cui il modulo è fermo e rappresentano pertanto lo spostamento apparente del sole nel cielo, i segmenti che congiungono tali raggruppamenti corrispondono invece ai momenti in cui il sistema è in moto.



**Figura 2.54**  
Dettaglio con le due direzioni di moto e l'inizio e la fine di ogni spostamento.

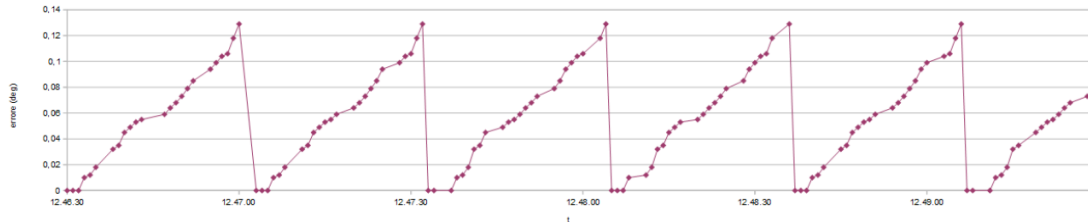
Come si può notare, il sistema si muove in entrambe le direzioni, corregge la sua posizione spostandosi una volta verso est ed una volta verso ovest. Il sistema di puntamento, come descritto precedentemente (Capitolo 2.4), è a start sincrono e stop asincrono. Nel grafico si può infatti notare come l'istante di inizio di ogni movimento sia distanziato dal precedente da un intervallo di 9 s, corrispondente al tempo di clock, mentre gli istanti di stop non hanno una particolare relazione temporale tra di loro.

Quello che succede è che con in ogni correzione del puntamento in avanti, il sistema effettua una correzione eccessiva, e allo scadere del clock è quindi costretto a tornare indietro. Considerando che il sole si muove di  $0.004^\circ/s$ , in 9 s si sposterà di circa  $0.04^\circ$ , pertanto con questo valore di clock è richiesta una sensibilità di movimentazione troppo elevata.

La direzione del moto è definita dal segnale letto dai fotodiodi, e un tempo di clock più lungo dovrebbe fare in modo che all'inizio di ogni ciclo risulti più illuminato sempre lo stesso fotodiodo.

Lo spostamento angolare del sole in 30 s, ad esempio, è di circa  $0.1^\circ$ , pertanto impostando un tempo di clock con questo valore, è possibile ottenere un andamento più simile a quello ideale, in cui le correzioni avvengono in un'unica direzione, quella coincidente con la direzione del moto del sole.

**Figura 2.55**  
Esempio di moto ideale del sistema, con un clock di 30 s.



## 2.7 CARATTERIZZAZIONE DELLE PERFORMANCE FOTOMETRICHE



Per caratterizzare l'illuminazione diretta e quella diffusa generate dal modulo, si è fatto uso del luxmetro Iso-Tech LM 1335. Le misure sono state effettuate posizionando come riferimento un pannello verticale bianco alla distanza di un metro dal modulo.

I led bianchi possono essere alimentati da una corrente massima di 200mA, mentre l'alimentazione dei led RGB può essere al massimo di 60mA. Per valutare l'illuminazione d'ambiente, i LED sono stati alimentati con una corrente fissa di 24 mA con la quale si ottiene una potenza  $P_W = 5.8 \text{ W}$  per i LED bianchi ed una potenza  $P_{RGB} = 7.2 \text{ W}$  per i LED RGB.

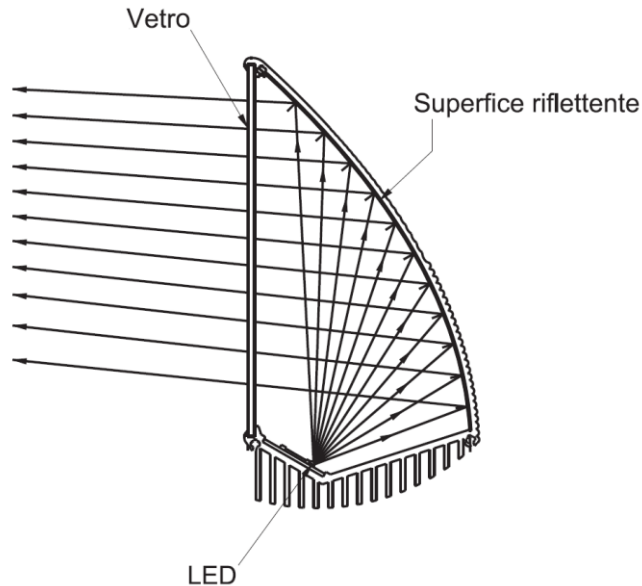
**Figura 2.56**  
Moduli Solar FLight RGB durante i test in laboratorio.





### 2.7.1 Illuminazione diretta

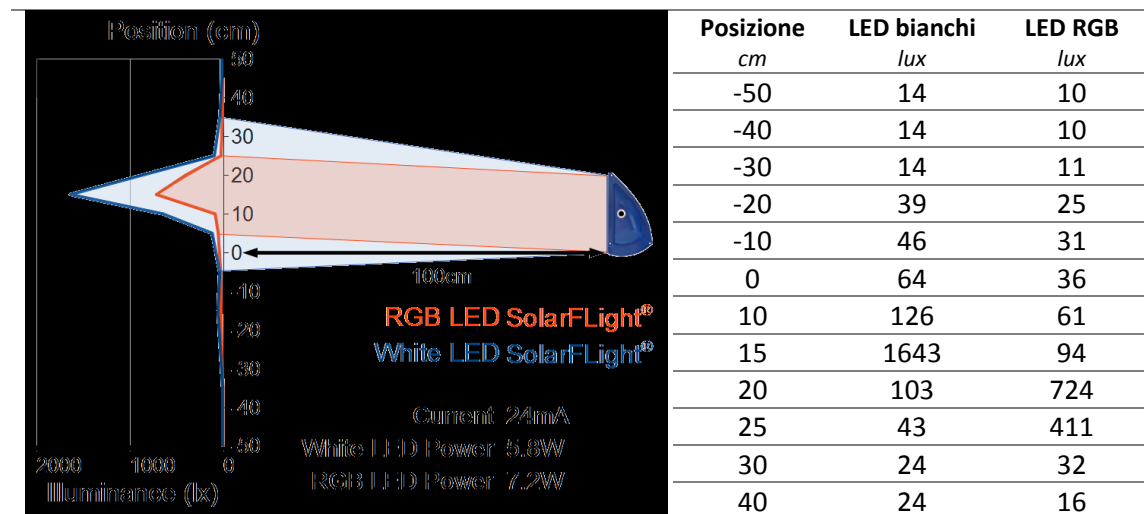
Lo specchio parabolico ha la caratteristica di riflettere come raggi paralleli tutti i raggi uscenti dalle sorgenti LED poste nel fuoco del sistema.



**Figura 2.57**  
Modulo Solar FLight  
in configurazione di  
illuminazione diretta.

Per misurare l'illuminamento diretto generato dai 5 LED bianchi o RGB, un modulo Solar FLight è stato orientato in modo che la superficie di apertura in vetro risultasse parallela al pannello bianco posto alla distanza di 1 m.

In questa configurazione, il massimo di illuminamento si misura ad un'altezza che corrisponde approssimativamente al centro del modulo, mentre si registra un ripido calo allontanandosi dalla zona centrale. Il valore massimo di illuminamento, misurato in una stanza opportunamente oscurata, è di 1637 lux per i LED bianchi e di 724 lux per i LED RGB.

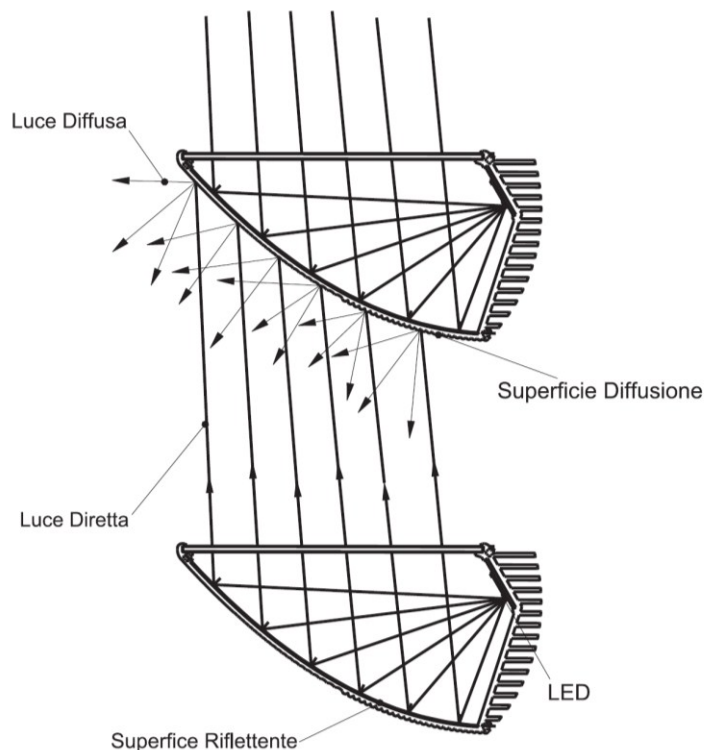


**Tabella 2.3**  
Dati di illuminamento  
in configurazione di  
illuminazione diretta.

## 2.7.2 Illuminazione diffusa

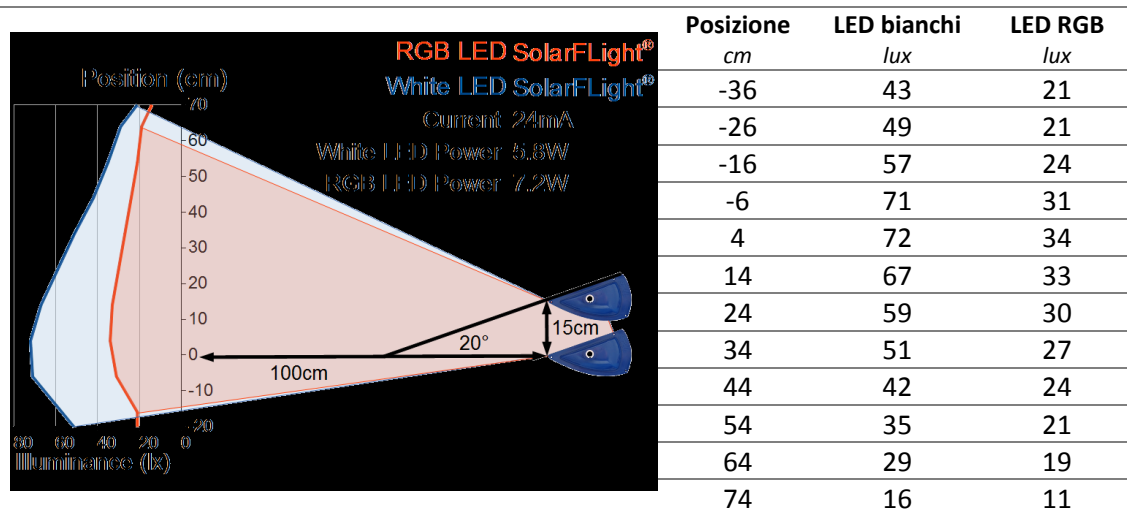
L'illuminazione diffusa viene ottenuta facendo riflettere la luce diretta generata da un modulo sul retro del modulo sovrastante, sulla cui superficie sono state create delle apposite scanalature che diffondono la luce incidente in tutte le direzioni.

**Figura 2.58**  
Moduli Solar FLight in  
configurazione di  
illuminazione diffusa.



La misura dell'illuminamento prodotto in questa configurazione è stata effettuata posizionando sul piano di lavoro due moduli Solar FLight uno sopra l'altro, con l'ausilio di un opportuno supporto.

**Tabella 2.4**  
Dati di illuminamento  
in configurazione di  
illuminazione diffusa.



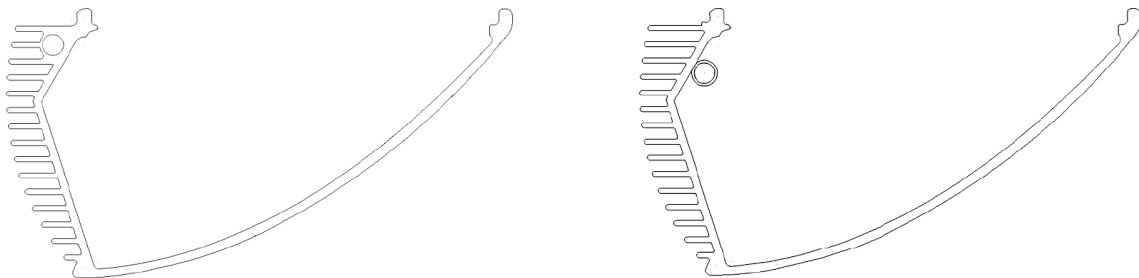
Come si può notare dai dati ottenuti, il profilo di illuminamento risulta piuttosto uniforme, il che rende il modulo Solar FLight particolarmente adatto ad essere sfruttato come elemento di illuminazione d'ambiente a ridotto consumo energetico.

## 2.8 IL CONCENTRATORE TERMICO SOLAR FLIGHT

Nelle normali condizioni di utilizzo, i moduli Solar FLight sviluppano per effetto della concentrazione, una certa energia termica dovuta alla frazione di radiazione solare non convertita in energia elettrica e alla dissipazione delle celle stesse. Pur avendo predisposto un opportuno profilo alettare sul retro del modulo, in grado di garantire il rispetto della temperatura di funzionamento delle celle richiesta, si è ritenuto conveniente ipotizzare l'utilizzo di questa energia per scaldare acqua per fini sanitari.

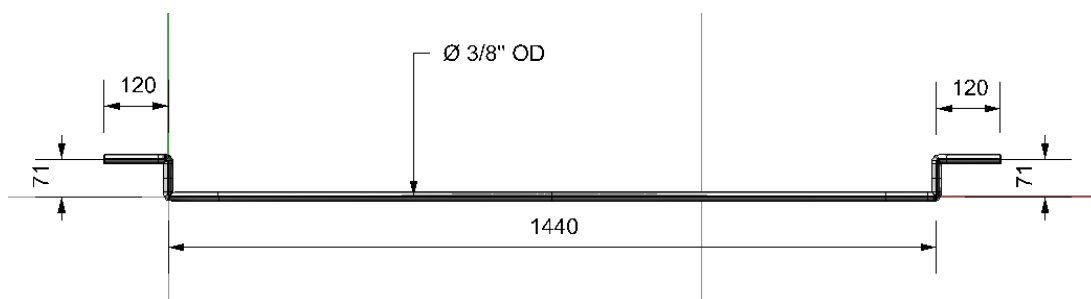
Nella fattispecie, sono stati condotti diversi studi termici, valutando diverse possibilità d'impiego dei concentratori come moduli solari termici. Il primo studio si concentra sulla possibilità di utilizzo del concentratore Solar FLight come modulo ibrido: in questo caso il sistema sarà in grado di produrre energia elettrica da fonte solare ed energia termica dalla dissipazione delle celle fotovoltaiche e dalla radiazione solare non assorbita. Nel secondo studio, invece, si è ipotizzato l'utilizzo del concentratore come modulo unicamente termico.

Di conseguenza, a livello progettuale, nel primo studio è stato inserito il tubo in cui far scorrere il liquido da riscaldare all'interno del profilo alettare, mentre nel secondo caso, al fine di massimizzare le prestazioni del modulo, si è inserito il tubo all'interno del profilo stesso, nella posizione dove normalmente sono disposte le celle fotovoltaiche, ovvero nel fuoco dello specchio parabolico.



**Figura 2.59**  
Profili per il modulo ibrido (sinistra) e termico (destra).

Con quest'ultima configurazione, che permette di utilizzare lo stesso estruso in alluminio commissionato per i Solar FLight fotovoltaici, sono stati assemblati i 14 moduli Solar FLight termici che sono stati installati sul tetto della villa realizzata dal team Astonysine, nell'ambito della competizione Solar Decathlon Europe 2012, a Madrid. Il tubo è stato fatto realizzare in acciaio inox con diametro OD 3/8" e con 4 gomiti a 90° come da disegno in Figura 2.60. Le connessioni ai tubi sono garantite da connettori swagelok 3/8 passo gas.



**Figura 2.60**  
Disegno CAD quotato del tubo per i Solar FLight termici. Le misure sono in mm.

Per eseguire le analisi termiche è stato impiegato il software CAD NX I-DEAS (*Integrated Design and Engineering Analysis Software*), che utilizza uno strumento matematico conosciuto come

metodo degli elementi finiti (FEM). Questo metodo consiste nella discretizzazione del corpo da analizzare in un certo numero di elementi di forma definita e dimensioni contenute. Quindi, nel continuum, ogni elemento finito viene considerato come un campo di integrazione numerica dalle caratteristiche omogenee. Una volta definiti i vari elementi e le relazioni che intercorrono fra di essi, viene calcolata la soluzione del problema per combinazione delle singole considerazioni sugli elementi.

Per la risoluzione di simulazioni termodinamiche, viene utilizzato il metodo numerico ai volumi finiti, che permette di eseguire l'integrazione di equazioni differenziali alle derivate parziali. In questa condizione il dominio viene discretizzato in un certo numero di volumi elementari all'interno dei quali l'operatore differenziale viene sostituito dal suo equivalente discreto e vengono scritte le relazioni che intercorrono tra i vari volumi elementari confinanti, così da poter essere risolte per via numerica.

Per gli studi condotti in questa trattazione, si è utilizzata principalmente la funzione TMG Thermal Analysis, che permette di eseguire delle simulazioni termiche dopo aver definito, tramite apposito strumento, le condizioni iniziali rilevanti.

Per semplificare la trattazione si è considerato il fluido incomprimibile e si sono fissate alcune variabili:

- le potenze termiche in gioco;
- le caratteristiche dei materiali utilizzati;
- le caratteristiche del liquido utilizzato;
- le caratteristiche dell'impianto che movimenta il liquido;
- le condizioni ambientali;
- le temperature iniziali dei vari corpi.

Innanzitutto si sono valutate le potenze termiche sviluppate sulle superfici del concentratore, in modo da quantificare l'energia termica effettivamente utilizzabile per riscaldare il liquido all'interno dei tubi. Va notato che le potenze termiche sviluppate sul tubo saranno diverse nei due casi, a causa del posizionamento dello stesso.

Se indichiamo con  $L$  il flusso radiante solare, con  $A$  la dimensione della superficie considerata e con  $\alpha$  la riflettività della superficie, nel caso di superfici per cui la trasmittanza sia nulla, possiamo indicare con  $P$  la potenza assorbita sulla superficie come:  $P = (1 - \alpha) \cdot A \cdot L$ .

Allo stesso modo, possiamo considerare la radiazione solare effettivamente trasmessa da mezzi che abbiano trasmittanza non nulla, come ad esempio, nel nostro caso, il vetro del concentratore o la stessa aria al suo interno, indicando con  $\tau$  la trasmittanza del materiale, come:  $P = \tau \cdot L$ .

Di conseguenza, per calcolare la potenza effettivamente incidente sulle celle fotovoltaiche o sulla superficie del tubo a seconda del caso considerato, si sono considerati i coefficienti di trasmittanza e riflettanza dei mezzi e delle superfici in gioco, e si è valutata la trasmissione della radiazione solare pari al 96% per il vetro superiore del concentratore e per l'aria all'interno, e pari al 98% per la superficie riflettente (valore dichiarato dal produttore).

Assumendo quindi un flusso radiante solare medio di  $850 \text{ W/m}^2$  e data la superficie del vetro pari a  $0.15 \text{ m}^2$ , si è calcolata la potenza incidente sulle celle come:

$$P_{in} = 850 \text{ W/m}^2 \cdot 0.15 \text{ m}^2 \cdot 0.96 \cdot 0.96 \cdot 0.98 = 115 \text{ W},$$

che rappresenta la potenza effettiva incidente sul tubo nel caso di modulo unicamente termico. Andando infine a considerare la soluzione ibrida, avremo che la potenza effettivamente sfruttabile a livello termico sarà la percentuale di quella incidente non convertita dalle celle fotovoltaiche, e quindi dipenderà dalle celle stesse. Di conseguenza, poiché le celle utilizzate hanno un'efficienza dichiarata del 15% circa, la potenza sfruttabile termicamente sarà pari a:

$$P_t = P_{in} \cdot (1 - 0.15) = 98 \text{ W}.$$

Tuttavia, oltre alla potenza sviluppata sulle celle fotovoltaiche, o sulla superficie del tubo a seconda del caso, si sono considerate le dissipazioni termiche sulle superfici del concentratore direttamente rivolte al sole, ovvero la superficie curva riflettente e la superficie superiore della prima aletta. Si sono escluse dalla trattazione le altre superfici effettivamente rivolte al sole poiché di dimensioni piuttosto contenute e quindi trascurabili rispetto al calcolo.

In particolare, per la superficie interna curva (riflettività a del 98%), che riceve il flusso solare attraverso la superficie del vetro superiore, la potenza incidente sarà:

$$P = 850 \text{ W/m}^2 \cdot 0.15 \text{ m}^2 \cdot 0.96 \cdot 0.96 \cdot (1 - 0.98) = 2.35 \text{ W},$$

mentre per l'aletta rivolta al sole, che ha una superficie di  $0.005 \text{ m}^2$ , e una riflettività dell'80% (calcolata in base alla riflettività media dell'alluminio alle varie lunghezze d'onda della luce), avremo:

$$P = 850 \text{ W/m}^2 \cdot 0.005 \text{ m}^2 \cdot (1 - 0.8) = 3.40 \text{ W}.$$

Una volta calcolate le potenze in gioco, si sono inserite nel software le caratteristiche dei materiali che più si avvicinassero alla realtà. Se per i materiali costituenti il profilo del concentratore e del tubo, si è potuto valutare che un buon valore per la conducibilità termica potesse essere per entrambi i corpi di  $180 \text{ W/mK}$ , per il liquido si sono dovute fare alcune considerazioni aggiuntive.

In effetti, si sono considerati due diversi casi di utilizzo, a seconda della locazione geografica in cui i concentratori vengono posizionati. Se consideriamo latitudini più a nord o comunque vicine a quelle dell'Italia Centro-Settentrionale, ogni impianto che fa utilizzo di un liquido al suo interno incorrerà nel rischio di congelamento dello stesso durante i periodi invernali, una condizione piuttosto scomoda che tuttavia può essere facilmente elusa svuotando e non utilizzando l'impianto in questi periodi, oppure aggiungendo additivi al liquido originale: nel caso di acqua, può essere utilizzato del comune glicole etilenico che ne abbassa la temperatura di congelamento. A latitudini più vicine all'equatore, del resto, è piuttosto difficile raggiungere temperature vicine allo zero. Come introdotto poco sopra, si sono quindi considerati i due casi di utilizzo del concentratori:

- con acqua distillata,
- con soluzione di acqua e glicole etilenico al 10%.

Per i dati di input della simulazione nel software, si sono utilizzate delle funzioni di approssimazione per la viscosità, la densità, il calore specifico e la conduttività termica dell'acqua e del glicole etilenico in funzione della temperatura (Tabella 2.5, [27]), e si sono poi ricavate le relative caratteristiche per la soluzione di acqua e glicole etilenico al 10%.

**Tabella 2.5**  
Funzioni  
approssimanti la  
dipendenza delle  
proprietà chimico-  
fisiche dalla  
temperatura  
per l'acqua e per il  
glicole puri [27].

Proprietà	Funzione approssimante	Acqua	Glicole
<b>Viscosità</b> $Pa \cdot s$	$\mu = A \cdot e^{-B \cdot T}$	A = 0.001612 B = 0.02178	A = 0.038810 B = 0.03467
<b>Densità</b> $kg/m^3$	$\rho = A + B \cdot T + C \cdot T^2$	A = 1000 B = -0.05500 C = -0.00375	A = 1127.5 B = -0.7150 C = 0
<b>Calore specifico</b> $J/kgK$	$c_p = A + B \cdot T$	A = 4201 B = -0.17	A = 2293 B = 4.48
<b>Conduttività termica</b> $W/mK$	$\lambda = A + B \cdot T$	A = 0.5638 B = 0.001405	A = 0.2551 B = 0.0001392
<b>Coeff. dilatazione termica</b> $K^{-1}$	$\beta = A + B \cdot T$	A = $-2.7 \cdot 10^{-3}$ B = $1.002 \cdot 10^{-5}$	A = $0.65 \cdot 10^{-3}$ B = 0

Nella trattazione dei materiali non si sono considerati i tappi laterali dei profili dei concentratori. I tappi, infatti, sono costituiti da materiale plastico con un coefficiente di conduttività termica compreso fra 0.25 e 1, e si è pertanto ritenuto che fossero irrilevanti nelle dispersioni di calore.

Per quanto riguarda le caratteristiche dell'impianto idraulico, si sono individuate due possibili soluzioni per quanto riguarda il diametro dei tubi, in particolare:

- tubo con diametro esterno da 10 mm e interno da 8 mm;
- tubo con diametro esterno da 15 mm e interno da 13 mm.

In entrambi i casi si è individuata come più opportuna per gli studi una portata di 1 L/min, per garantire un basso consumo energetico da parte della pompa necessaria a far scorrere il liquido.

Infine, per il profilo del concentratore e, nel caso di modulo esclusivamente termico, per il tubo contenente il liquido, si sono utilizzate come temperature iniziali quelle ambientali appena indicate, mentre per il liquido sono state simulate cinque differenti temperature, a passi di quindici gradi centigradi, sia per la condizione invernale (da 5° a 65°) che per quella estiva (da 20° a 80°).

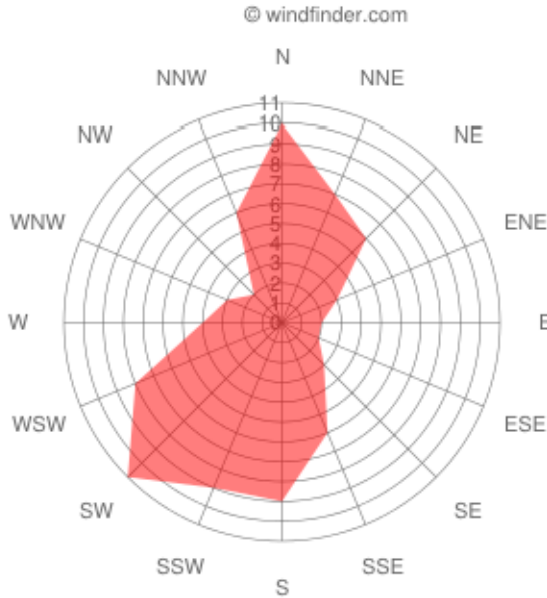
È stato verificato che l'aumento di temperatura dei fluidi ha un andamento lineare con la lunghezza del profilo, pertanto, per avere tempistiche di elaborazione a computer ragionevoli, le simulazioni sono state eseguite su una lunghezza del profilo di 250 mm, avendo cura di utilizzare la stessa proporzione per le potenze in gioco. I risultati sono stati poi normalizzati per metro lineare di profilo.

**Madrid-Barajas (MADRID)**

Statistiche basate su osservazioni prese fra 8/2002 - 8/2012 giornalmente dalle 7am alle 7pm orario locale

Mese dell'anno	Gen 01	Feb 02	Mar 03	Apr 04	Maggio 05	Giu 06	Lug 07	Ago 08	Set 09	Ott 10	Nov 11	Dic 12	SUM 1-12
Dominante Direzione del vento	Y	Y	Y	↖	↖	↖	↖	↖	↖	↖	↖	Y	↖
Probabilità del vento > = 4 Beaufort (%)	22	21	23	21	15	14	13	13	10	15	17	15	16
Media Velocità del vento (Knots)	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Temperatura dell'aria media (°C)	7	8	12	14	19	25	28	27	22	16	11	8	16
selezione mese (Aiuto)	Gen	Feb	Mar	Apr	Maggio	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Anno

Wind dir. distribution Madrid-Barajas all year



Direzione del vento Distribuzione (%)

**Figura 2.61**  
Statistiche di temperatura e vento per Madrid riportate da WindFinder.

2.8.1 Studio su concentratore ibrido

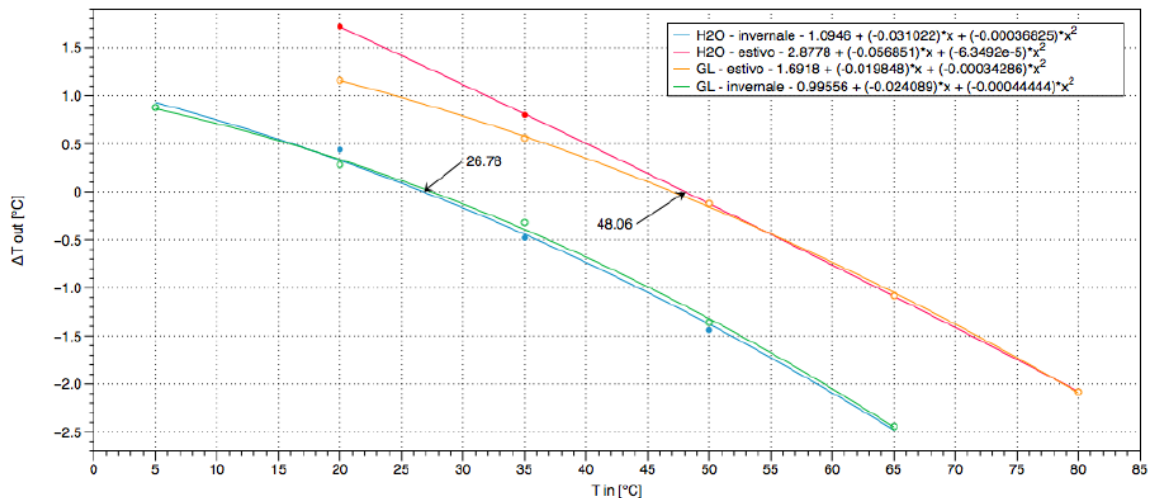
I risultati delle simulazioni eseguite per i tubi con sezione interna di 8 e 13 mm sono riportati in Tabella 2.6. I valori di ΔT rappresentano l'aumento di temperatura in seguito all'utilizzo del modulo Solar FLight come modulo ibrido fotovoltaico + termico, sia in condizioni invernali che in quelle estive, nel caso di riempimento del tubo con acqua o con acqua e glicole.

T <sub>IN</sub> (°C)	Ø tubo = 8 mm				Ø tubo = 13 mm			
	ΔT invernale (°C)		ΔT estivo (°C)		ΔT invernale (°C)		ΔT estivo (°C)	
	acqua	acqua + glicole	acqua	acqua + glicole	acqua	acqua + glicole	acqua	acqua + glicole
5	0.88	0.88	nd	nd	0.92	0.92	nd	nd
20	0.44	0.28	1.72	1.16	0.32	0.32	1.16	1.16
35	-0.48	-0.32	0.80	0.56	-0.28	-0.28	0.64	0.60
50	-1.44	-1.36	-0.12	-0.12	-1.28	-0.88	-0.04	-0.04
65	-2.44	-2.44	-1.08	-1.08	-2.24	-1.60	-0.96	-0.68
80	nd	nd	-2.08	-2.12	nd	nd	-1.92	-1.92

**Tabella 2.6**  
Aumento della temperatura del fluido in ingresso per metro di lunghezza per Solar FLight ibrido.

Sulla base di questi dati è stata eseguita un'interpolazione polinomiale di secondo grado, in modo da ottenere, intercettando le funzioni matematiche delle interpolazioni con  $\Delta T$  nullo, la massima temperatura di riscaldamento del fluido da parte del sistema, sia per il tubo con sezione interna 8 mm (Figura 2.62) che per il tubo con sezione 13 mm (Figura 2.63).

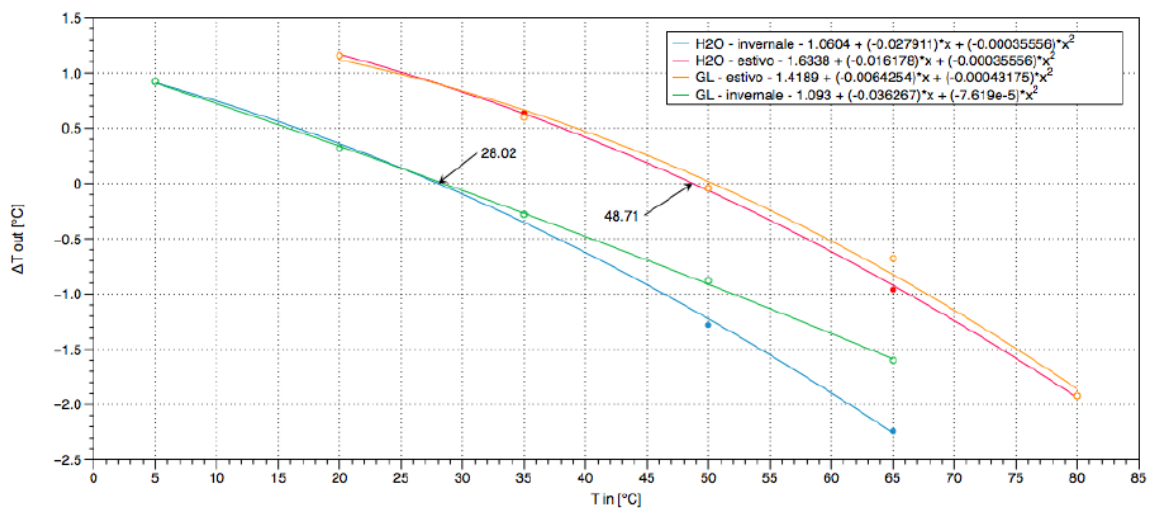
**Figura 2.62**  
Interpolazione dei dati raccolti per il profilo ibrido con sezione interna del tubo 8 mm.



Come si può evincere dai grafici, in condizione estiva si può raggiungere una temperatura dell'acqua di circa 48°C per la soluzione con tubo da 8mm e di circa 48.5°C per la soluzione con tubo da 13mm, mentre in inverno circa 26.5°C e 28°C rispettivamente.

L'utilizzo della soluzione di acqua e glicole etilenico non sembra dare variazioni sostanziali rispetto ai risultati ottenuti con la sola acqua.

**Figura 2.63**  
Interpolazione dei dati raccolti per il profilo ibrido con sezione interna del tubo 13 mm.



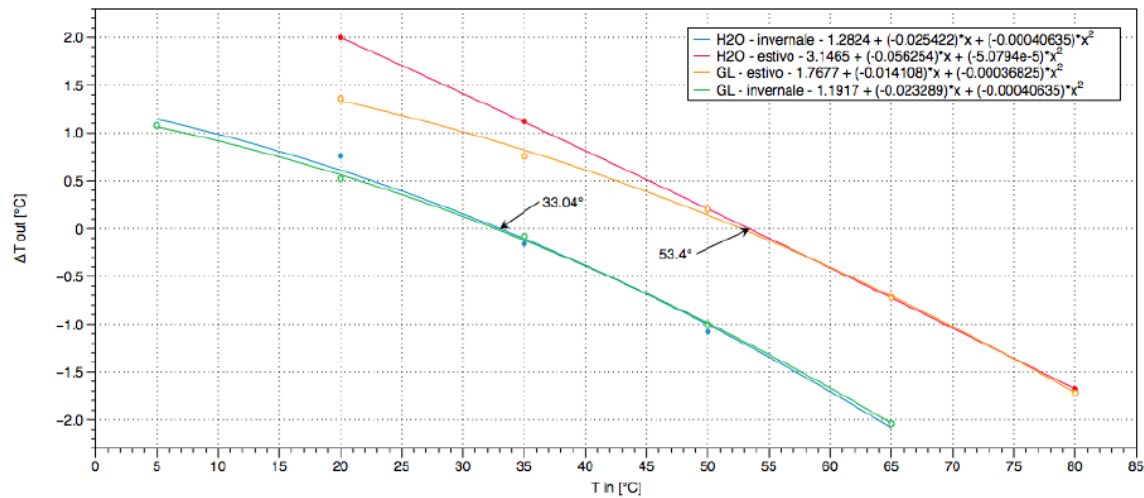
## 2.8.2 Studio su concentratore termico

I risultati ottenuti dalle simulazioni sul modulo puramente termico sono riportati in Tabella 2.7, e sono stati interpolati per ottenere la temperatura massima di riscaldamento del fluido da parte del sistema.

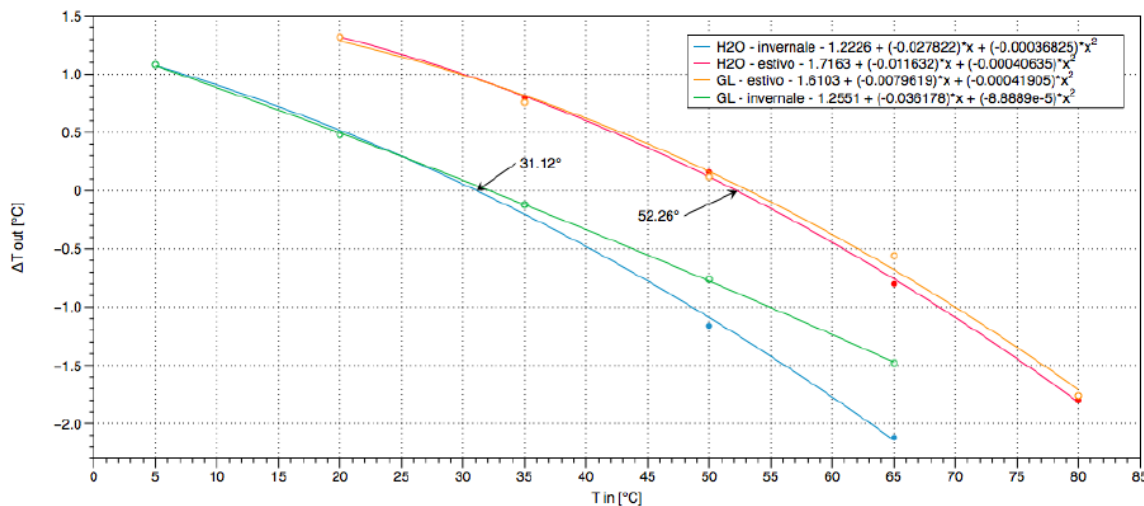


T <sub>IN</sub> (°C)	∅ tubo = 8 mm				∅ tubo = 13 mm			
	ΔT invernale (°C)		ΔT estivo (°C)		ΔT invernale (°C)		ΔT estivo (°C)	
	acqua	acqua + glicole	acqua	acqua + glicole	acqua	acqua + glicole	acqua	acqua + glicole
5	1.08	1.08	nd	nd	1.08	1.08	nd	nd
20	0.76	0.52	2.00	1.36	0.48	0.48	1.32	1.32
35	-0.16	-0.08	1.12	0.76	-0.12	-0.12	0.80	0.76
50	-1.08	-1.00	0.20	0.20	-1.16	-0.76	0.16	0.12
65	-2.04	-2.04	-0.72	-0.72	-2.12	-1.48	-0.80	-0.56
80	nd	nd	-1.68	-1.72	nd	nd	-1.80	-1.76

**Tabella 2.7**  
Aumento della temperatura del fluido in ingresso per metro di lunghezza per Solar Flight termico.



**Figura 2.64**  
Interpolazione dei dati raccolti per il profilo termico con sezione interna del tubo 8 mm.



**Figura 2.65**  
Interpolazione dei dati raccolti per il profilo termico con sezione interna del tubo 13 mm.

Per il profilo puramente termico, si può raggiungere in condizione estiva una temperatura dell'acqua di circa 53°C per la soluzione con tubo da 8 mm e circa 52°C per la soluzione con tubo da 13 mm, mentre in inverno circa 33°C e 31°C rispettivamente.

Anche in questo caso, l'utilizzo di acqua distillata o di soluzione di acqua e glicole etilenico non sembra dare differenze sostanziali nei risultati.

### 2.8.3 Bilancio energetico

Per verificare che la spesa di energia elettrica dovuta al sistema idraulico per il riscaldamento dell'acqua non sia confrontabile con quella risparmiata nel riscaldare acqua con fonti fossili, si è eseguita una valutazione dell'effettivo consumo di energia.

Il lavoro necessario al pompaggio dell'acqua può essere ricavato con l'equazione di Bernoulli; in particolare il lavoro della pompa  $l_p$  sarà dato da:

$$-l_p = gh + R + \frac{v_m^2}{2}$$

dove  $g$  è la forza gravitazionale,  $h$  il dislivello fra il punto più alto del circuito e la pompa,  $v_m$  la velocità media, definita come il rapporto tra la portata  $q$  e l'area  $A$  della sezione del tubo.  $R$  è invece il rapporto tra le perdite di carico  $\Delta p$  e la densità  $\rho$  del fluido.

Le perdite di carico distribuite causate dalle forze viscosive presenti in un condotto all'interno del quale scorre un certo fluido, si ricavano con l'equazione:

$$\Delta p = f \frac{L \rho v_m^2}{d}$$

dove  $L$  e  $d$  sono rispettivamente la lunghezza e il diametro del tubo, mentre  $f$  è il fattore di attrito, pari a  $f = 64/Re$ .

$Re$  è il numero di Reynolds, che definisce il moto laminare o turbolento di un fluido con viscosità  $\mu$  che scorre all'interno di un condotto:

$$Re = \frac{\rho v_m d}{\mu}$$

Nel nostro caso, per una temperatura di 20°C,  $Re$  vale 1360 e siamo perciò all'interno del regime laminare.

Nel caso di configurazione installata su tetto costituita da due file di sette concentratori (lunghi 1500 mm ciascuno), le perdite di carico distribuite saranno pari a:  $\Delta p = 3570$  Pa.

È necessario valutare anche le perdite di carico concentrate, che si verificano in presenza di discontinuità nel condotto, quali variazioni di sezione o curve. Oltre alla giunzione a U tra una fila e l'altra di concentratori, nel caso di concentratori puramente termici, avremo che il tubo, entrando dal tappo laterale del profilo, farà due gomiti a 90° in entrata, e altri due in uscita. Le perdite di carico concentrate sono facilmente calcolabili secondo l'equazione:

$$\Delta p = 0.9 \frac{\rho v_m^2}{2}$$

Di conseguenza, ogni raccordo darà una perdita di carico  $\Delta p = 52$  Pa, e quindi, contando 4 gomiti per ogni pannello, due di collegamento alla pompa, e il raccordo per collegare le due file, avremo che le perdite di carico concentrate saranno in totale  $\Delta p = 3068$  Pa.

Quindi, valutando un'altezza massima dei pannelli da terra di tre metri (per la soluzione proposta dal team Astonysshine per la casa realizzata al Solar Decathlon, in cui i concentratori sono montati sul tetto), possiamo calcolare il lavoro della pompa e quindi la potenza di pompaggio  $P$ :

$$P = -l_p \rho Q = 0.614 \text{ W}$$

## 2.9 IL SOLAR DECATHLON EUROPE E IL PROGETTO ASTONYSHINE

Il Solar Decathlon è una competizione internazionale organizzata dal Dipartimento di Energia Americano in cui Università provenienti da tutto il mondo si incontrano per progettare, costruire e far funzionare una casa autosufficiente a livello energetico, grazie all'utilizzo di energia solare, e dotata di tutte le tecnologie utili a massimizzarne l'efficienza.

Durante la fase finale della competizione, ogni team assembla e mostra al pubblico la propria casa presso il National Mall di Washington DC, sottoponendosi a dieci prove (da cui deriva il nome dell'evento "Decathlon"), durante le quali ogni team raccoglie dei punteggi basati sulla capacità di aver completato i compiti previsti in fase progettuale, sulle misurazioni effettuate in loco e sui giudizi espressi da una giuria di specialisti dei vari settori. Le 10 prove consistono in:

1. Architettura
2. Ingegneria e costruzione
3. Efficienza energetica
4. Bilancio energetico elettrico
5. Condizioni di comfort
6. Funzionamento della casa
7. Comunicazione e consapevolezza sociale
8. Industrializzazione e mercato
9. Innovazione
10. Sostenibilità



**Figura 2.66**  
Le 18 case in gara presso Villa Solar, Madrid, durante il Solar Decathlon Europe 2012.

Il **Solar Decathlon Europe (SDE)** è stato creato nell'Ottobre 2007, attraverso un accordo firmato tra il Ministero dei Lavori Pubblici del Governo spagnolo e il governo degli Stati Uniti, con l'obiettivo di organizzare una competizione di case solari e sostenibili in Europa.

Il fine dello SDE è quello di contribuire alla conoscenza e alla diffusione di abitazioni industrializzate, solari e sostenibili, con alcuni importanti obiettivi:

- incoraggiare i professionisti dell'edilizia a selezionare materiali e sistemi che riducano l'impatto ambientale di un'abitazione, ottimizzandone la fattibilità economica e fornendo al tempo stesso comfort e sicurezza;
- educare l'opinione pubblica sul consumo energetico responsabile, sulle energie rinnovabili, sull'efficienza energetica e le tecnologie disponibili, incoraggiando l'uso di tecnologie solari e altre fonti di energie rinnovabili;
- definire l'ordine corretto di intervento: in primo luogo ridurre la richiesta di energia dell'edificio aumentandone l'efficienza energetica, e in seguito integrare sistemi solari

- attivi e/o altre tecnologie rinnovabili. Inoltre i sistemi di costruzione devono essere selezionati e dimensionati utilizzando criteri ambientali ed economicamente convenienti;
- promuovere l'integrazione di un sistema solare che sia architettonicamente attraente, lavorando sulle tecnologie solari per sostituire i materiali di costruzione tradizionali, come il tetto, i lucernari o le facciate.

Gli obiettivi di Solar Decathlon Europe sono coerenti con quelli dell'Unione europea per il 2020, ed è stato dimostrato essere efficaci a rendere consapevoli gli studenti, i professionisti e il grande pubblico sull'importanza del risparmio energetico. Ciò costituisce la via più immediata ed efficace sotto il profilo economico per affrontare le sfide energetiche europee di sostenibilità, garantendo fonti di approvvigionamento efficienti e mantenendo la competitività. Le case partecipanti allo SDE presentano soluzioni che contribuiscono a conseguire gli obiettivi dell'Unione europea: risparmio del 20% del consumo di energia primaria, riduzione del 20% delle emissioni di gas serra e produzione del 20% dell'energia totale da fonti rinnovabili.

Nell'ambito dello SDE 2012 svoltosi a Madrid nel settembre 2012, è nato un team italo-francese composto dall'École Nationale Supérieure d'Architecture Paris-Malaquais, dall'École des Ponts ParisTech, dal dipartimento di Fisica di Ferrara, e dalla Facoltà di Architettura del Politecnico di Bari.

**Figura 2.67**  
Il team italo-francese di Astonyshine e gli sponsor coinvolti nel progetto per il SDE 2012.



Il team ha presentato il progetto "Astonyshine", una casa passiva costruita con materiali eco-sostenibili e naturali al 100%: la struttura muraria è in pietra da taglio, mentre le travi della copertura a doppia curvatura sono in legno lamellare. Per l'isolamento termico sono stati scelti sughero e lana di pecora.

**Figura 2.68**  
Rendering 3D del progetto Astonyshine (sinistra) e casa costruita durante la competizione presso Villa Solar a Madrid nel settembre 2012 (destra).



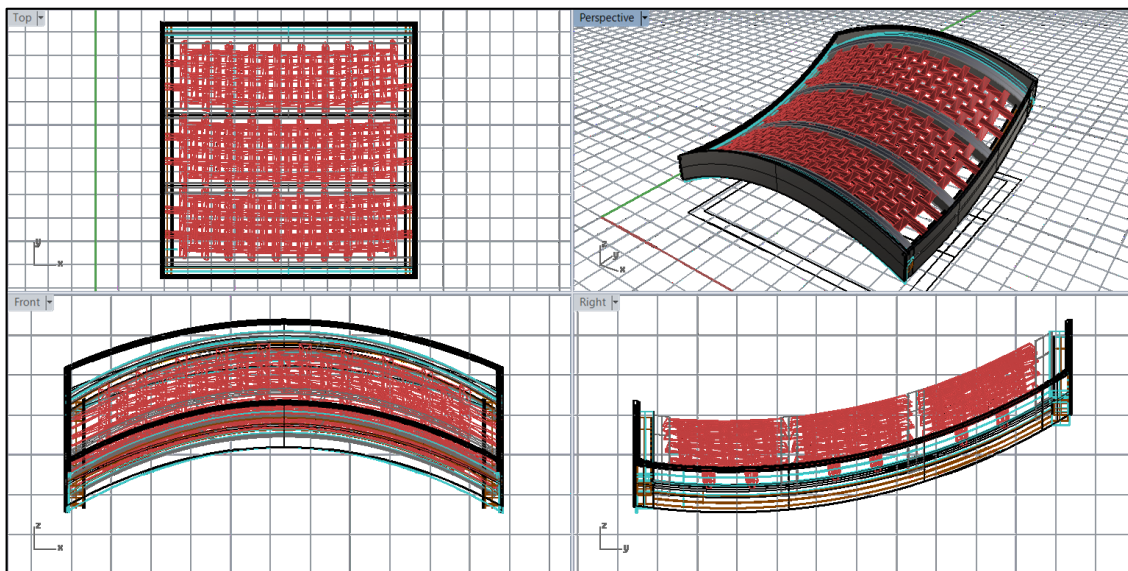
L'abitazione è a pianta quadrata, ed è composta da un grande soggiorno con cucina, una camera da letto, un bagno e un locale tecnico al piano terra, e da un piccolo ammezzato nella parte nord.



Il tetto della casa è a forma di sella, scelta architettonica presa in virtù della volontà di far percepire alle persone in ingresso alla casa una certa spazialità e della necessità di fornire spazio per il piano ammezzato, oltre che per garantire una buona esposizione alla luce solare.

La forma singolare individuata per il tetto è infatti ideata per seguire la traiettoria del sole durante le varie ore del giorno, permettendo di avere sempre almeno una parte dello stesso perpendicolare alla direzione della luce solare.

**Figura 2.71**  
Disegno CAD della copertura a forma di sella.

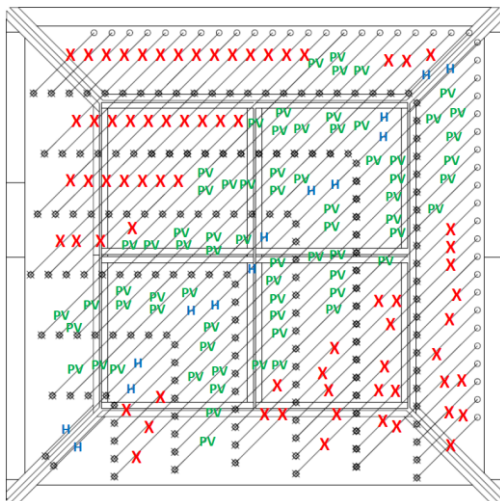


In Figura 2.71 è riprodotta la geometria della caratteristica forma a sella del tetto, mentre in Figura 2.72 è riportato lo schema dell’installazione prevista dei moduli Solar FLight fotovoltaici (PV) e termici (H) sul tetto di Astonyshine.

In particolare si avranno:

- 14 file da 5 moduli fotovoltaici,
- 2 file da 7 moduli termici.

**Figura 2.72**  
Schema di posizionamento dei Solar FLight fotovoltaici (PV) e termici (H) sul tetto di Astonyshine.

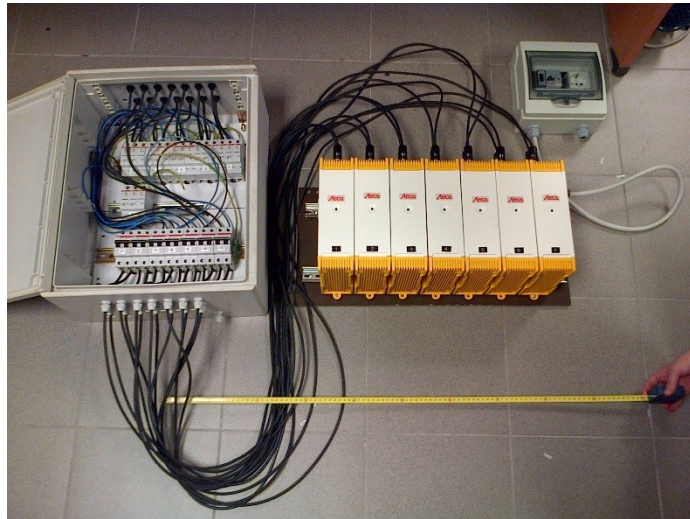


**Figura 2.73**  
Installazione dei moduli presso Villa Solar.



### 2.9.1 Il sistema elettrico di conversione DC-AC

Presso il laboratorio fotovoltaico del dipartimento di Fisica e Scienze della Terra è stato assemblato il quadro elettrico per l'allacciamento dell'impianto fotovoltaico alla rete elettrica. Il quadro è stato poi installato all'interno del locale tecnico della casa, parallelamente all'installazione dei moduli sul tetto.

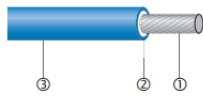


**Figura 2.74**  
Quadro elettrico  
assemblato nel  
Laboratorio  
Fotovoltaico e  
pannello con i 7  
inverter StecaGrid.

I 70 moduli fotovoltaici, installati sul tetto in file di 5, sono stati suddivisi in 7 linee elettriche, ognuna composta da 10 Solar FLight (2 file) collegati in serie tra di loro. Le 7 linee elettriche sono quindi collegate in parallelo, in modo tale da garantire una potenza installata di circa 3 kW.

In Figura 2.76 sono schematizzate le connessioni elettriche e i componenti scelti.

#### RADOX® SOLAR cable



#### single core cable

- TÜV approval, PV1-F
- Space saving outer diameter
- Long service life, extremely robust
- Electron beam, crosslinked insulation and sheath
- High resistance against heat, cold, oil, abrasion, ozone, UV and weather
- Halogen free, flame retardant
- Flexible, easy to strip
- Meter marking - easy installation

#### Application

Specifically designed for connecting photovoltaic system components inside and outside of buildings and equipment with high mechanical requirements and extreme weather conditions. For permanent installations.

#### Composition of cable

- ① Conductor
- ② Insulation
- ③ Sheat
- Colours

stranded tin plated copper, fine wired, acc. to EN 60228, class 5  
RADOX® 125  
RADOX® 125  
see table

#### Technical data

Conductor resistance at 20 °C  
TÜV:

voltage rating line to ground  
voltage rating line to line  
maximum voltage line to ground  
maximum voltage line to line  
maximum voltage line to ground  
maximum voltage line to line  
test voltage AC  
test voltage DC  
lower ambient temperature  
upper ambient temperature  
max. conductor temperature 20'000 h  
4 x cable-Ø

see table  
 $U_0$  600 V AC  
 $U$  1000 V AC  
720 V AC  
 $U_m$  1200 V AC  
 $V_0$  900 V DC  
1800 V DC  
6.5 kV  
15 kV  
-40°C  
+90°C  
+120°C

Min. bending radius

Ai capi di ognuna delle 7 linee si leggono una tensione  $V_{OC}$  di 180 V (18 V x 10 moduli) e una corrente  $I_{SC}$  di 2 A.

Considerando una temperatura operativa non superiore ad 80°C e una caduta di tensione massima dello 0.5% su una lunghezza di 30 m di cavo (dal tetto al locale tecnico), in uscita dai Solar FLight si è scelto di utilizzare dei **cavi** Radox Solar di sezione 4 mm<sup>2</sup> e dei **connettori** per pannelli PV Multi Contact MC4.

Connettori maschi e femmine come componente singolo (guscio isolante incluso)

PV-KBT4...

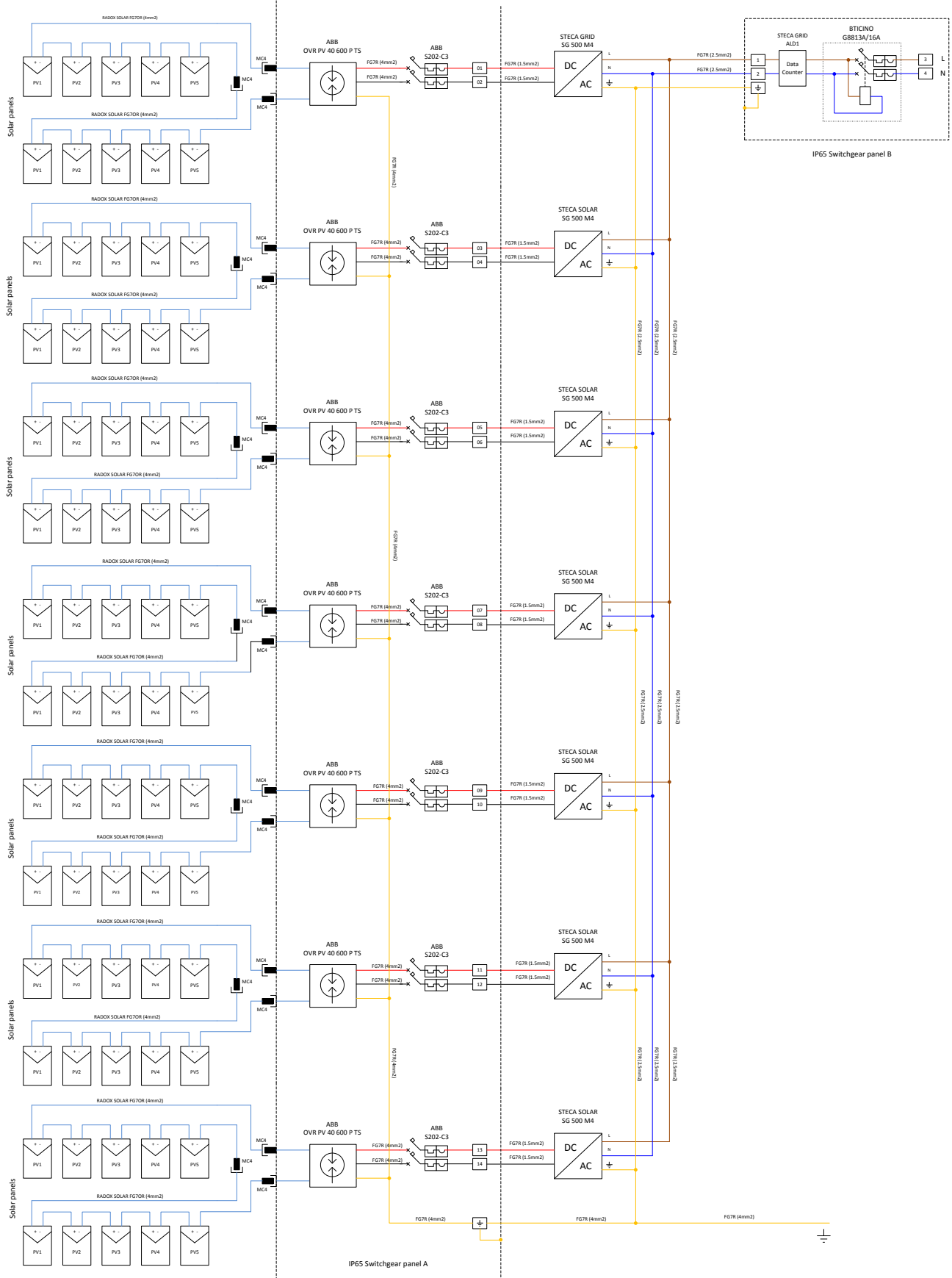


PV-KST4...



**Figura 2.75**  
Cavi e connettori  
usati per i moduli  
Solar FLight.

**Figura 2.76**  
Schema dell'impianto elettrico.





Per la protezione da sovratensioni (fulmini, scariche elettrostatiche, ecc.), in uscita da ogni linea è stato posizionato uno **scaricatore di tensione** ABB OVR PV40-600PTS. Per le tre linee in uscita dallo scaricatore (+, -, terra) si sono utilizzati cavi FG7R di sezione 4 mm<sup>2</sup>.



**Electrical characteristics**

*Caractéristiques électriques*

Types of networks		Photovoltaic Systems - D.C Side
<i>Régime de neutre</i>		
Type / test class	Type / Classe	T2 / II
Number of poles / Type of current		3 / D.C
<i>Nombre de pôles / Type de courant</i>		
Protection mode		Common and differential
<i>Type de protection</i>		
Short circuit current I <sub>scwpv</sub>	A	100
<i>Courant de court circuit I<sub>scwpv</sub></i>		
Maximal continuous operating voltage U <sub>cpv</sub> (+/-)	V	670
<i>Tension maximale permanente U<sub>c</sub> (L-PE)</i>		
Voltage protection level U <sub>p</sub> at I <sub>n</sub> (+/-) / (+/-)-PE	kV	2.8 / 1.4
<i>Niveau de protection en tension U<sub>p</sub> à I<sub>n</sub> (+/-) / (+/-)-PE</i>		
Nominal discharge current I <sub>n</sub> (8/20)	kA	20
<i>Courant nominal de décharge I<sub>n</sub> (8/20)</i>		
Maximal discharge current I <sub>max</sub> (8/20)	kA	40
<i>Courant maximal de décharge I<sub>max</sub> (8/20)</i>		
Operating current I <sub>c</sub>	mA	< 0.1
<i>Courant de fonctionnement I<sub>c</sub></i>		
Response Time	ns	< 25
<i>Temps de réponse</i>		
Follow current I <sub>f</sub>	A	None
<i>Courant de suite I<sub>f</sub></i>		
Integrated thermal disconnecter		Yes / Oui
<i>Déconnecteur thermique intégré</i>		
State indicator		Yes / Oui
<i>Indicateur d'état</i>		
Safety reserve		-
<i>Réserve de sécurité</i>		
TS remote indicator		Yes / Oui
<i>Télésignalisation (TS)</i>		
Disconnecter *		
<i>Protection contre les surintensités à monter en série *</i>		
Curve B or C Circuit breaker	A	-
<i>Disjoncteur courbe B ou C</i>		
gG - gL fuse	A	-
<i>Fusible gG - gL</i>		

**Figura 2.77**  
Scaricatore di tensione, caratteristiche elettriche.

Per la protezione della corrente è stato quindi inserito, per ogni linea, un **interruttore magnetotermico** ABB S202-C3 da 3 A (tensione operativa = 240 V).



S202-C, 2 pole

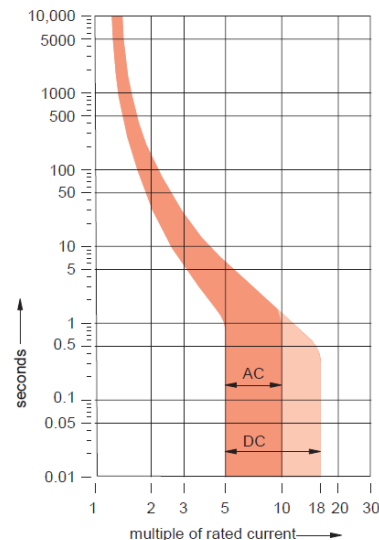
**Interruption ratings**

Voltage	Rated interrupting capacity	Rated current	MCB type	Comment	
120 VAC	10kA	0.5 - 63A	S200-B,C,D		
		0.5 - 63A	S200-K		
		0.2 - 63A	S200P-K, Z		
		0.2 - 63A	S200U-K, Z		
		0.2 - 25A	S200UP-K, Z		
		0.15 - 25A	S500-B,C,D		
	18kA	0.5 - 63A	S500-B,C,D		
		0.5 - 63A	S500-K		
		0.2 - 63A	S500U-K, Z		
		0.2 - 25A	S500UP-K, Z		
		0.2 - 25A	S500U-K, Z		
		0.15 - 25A	S500-K		
240 VAC	6kA	0.5 - 63A	S200-B,C,D	Single pole	
		0.5 - 63A	S200-K	Single pole	
		0.5 - 63A	S200-B,C,D	Multi pole	
		0.5 - 63A	S200-K	Multi pole	
		0.2 - 63A	S200P-K,Z	Single pole	
		0.2 - 63A	S200P-K,Z	Multi pole	
	10kA	0.2 - 63A	S200U-K,Z	Single pole	
		0.2 - 63A	S200U-K,Z	Multi pole	
		0.2 - 25A	S200UP-K,Z	Single pole	
		0.2 - 25A	S200UP-K,Z	Multi pole	
		0.2 - 25A	S200UP-K,Z	Single pole	
		0.2 - 25A	S200UP-K,Z	Multi pole	
18kA	0.5 - 63A	S500-B,C,D			
	0.5 - 63A	S500-K			
	0.2 - 63A	S500U-K, Z			
	0.2 - 25A	S500UP-K, Z			
	0.2 - 25A	S500U-K, Z			
	0.15 - 25A	S500-K			
30kA	0.5 - 63A	S500-B,C,D			
	0.5 - 63A	S500-K			
	0.2 - 63A	S500U-K, Z			
	0.2 - 25A	S500UP-K, Z			
	0.2 - 25A	S500U-K, Z			
	0.15 - 25A	S500-K			
277 VAC	6kA	0.5 - 63A	S200-B,C,D		
		0.5 - 63A	S200-K		
		0.2 - 63A	S200P-K,Z		
	10kA	0.2 - 63A	S200U-K,Z		
		0.2 - 25A	S200UP-K,Z		
		0.2 - 25A	S200UP-K,Z		
480V/277 VAC	6kA	0.5 - 63A	S200-B,C,D		
		0.5 - 63A	S200-K		
		0.2 - 63A	S200P-K,Z		
	10kA	0.2 - 63A	S200U-K,Z		
		0.2 - 25A	S200UP-K,Z		
		0.2 - 25A	S200UP-K,Z		
60 VDC	10kA	0.5 - 63A	S200-B,C,D	Single pole	
		0.5 - 63A	S200-K	Single pole	
125 VDC	10kA	0.5 - 63A	S200-B,C,D	Multi pole	
		0.5 - 63A	S200-K	Multi pole	
		0.2 - 63A	S280UC-K,Z	Single pole	
250 VDC	4.5kA	0.2 - 63A	S280UC-K,Z	Single pole	
		0.2 - 63A	S280UC-K,Z	Multi pole	

**Trip characteristics overview**

Curve	Magnetic characteristic ①	Thermal characteristic	Series
B	3 - 5X	1.13 1.45X	S200, S500
C	5 - 10X	1.13 1.45X	S200, S290, S500
D	10 - 20X	1.13 1.45X	S200, S500
K	8 - 12X	1.05 1.20X	S200, S500
Z	2 - 3X	1.05 1.20X	S200

① All values are relative to MCB's ampere rating.



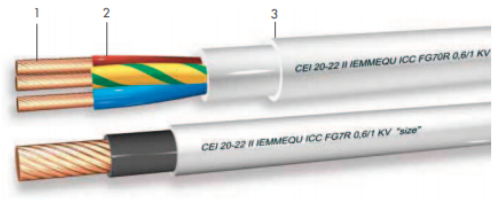
**Figura 2.78**  
Interruttore magnetotermico, caratteristiche elettriche.

In uscita dal magneto-termico sono stati impiegati dei cavi FG7R di sezione 1.5 mm<sup>2</sup>.

### FG7R FG7OR

Cavi per energia, comandi e segnalazioni, isolati con mescola elastomerica alto modulo di qualità G7, sotto guaina di pvc, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi. Cavi con conduttori flessibili per posa fissa.

Fire retardant, LSF power, control and signalling cables, insulated in type G7 elastomeric compound and pvc sheathed with flexible conductors for fixed installation.



- Codice colori / Colours code  
CEI UNEL 00722/ HD 308
- 1 - Rame flessibile Classe 5 CEI EN 60228
- 2 - Mescola elastomerica G7
- 3 - PVC Rz
- 1 - Flexible copper class 5 CEI EN 60228
- 2 - HEPR elastomeric compound type G7
- 3 - PVC Rz

NORME / STANDARDS		APPROVAZIONI / APPROVALS		CONFEZIONAMENTO / PACKAGING		
CEI 20-13 UNEL 35375 UNEL 35377 (FG7OR over 7 cond.)						
<b>CARATTERISTICHE</b>		<b>CHARACTERISTICS</b>				
Temperatura di esercizio:	-25°C ÷ +90° C sul conduttore	Operating temperature:	-25°C ÷ +90° C on the conductor			
Tensione nominale:	0,6/1 KV	Rated voltage:	0,6/1 KV			
Temp. max di corto circuito:	250° C sul conduttore (durata max. 5 secondi)	Max temp. of short circuit:	250° C on the conductor (max duration 5 seconds)			
Raggio min di curvatura:	UNEL 35375: 4 x diam. esterno UNEL 35377: 6 x diam. esterno	Min bending radius:	UNEL 35375: 4 x outer diam. UNEL 35377: 6 x outer diam.			
<b>APPLICAZIONI</b>						
Sezione nominale Nominal size mm <sup>2</sup>	Diametro max fili Max diameter of wires mm	Spessore isolante Insulation thickness mm	Spessore guaina Sheath thickness mm	Diametro esterno Outer diameter mm	Resist. max cond. Max cond. resist. at 20°C Ohm/Km	Peso cavo Cable weight Kg/Km
1x1,5	0,26	0,7	1,4	5,7	13,3	50
1x2,5	0,26	0,7	1,4	6,2	7,98	65
1x4	0,31	0,7	1,4	6,7	4,95	80

Infine, per la conversione da corrente continua a corrente alternata, sono stati utilizzati gli **inverter** StecaGrid 500. I 7 inverter, collegati in parallelo, forniscono in uscita una tensione di 230 V e una corrente di 14 A (2 A x 7 linee), per una potenza totale di circa 3 kW. I cavi impiegati in uscita dagli inverter sono FG7R di sezione 2.5 mm<sup>2</sup>.

**Figura 2.79**  
Inverter,  
caratteristiche  
elettriche.



	StecaGrid 300	StecaGrid 500
<b>DC input side (PV-generator)</b>		
Maximum start voltage	135 V	230 V
Maximum input voltage	135 V	230 V
Minimum input voltage		45 V
Minimum input voltage for rated output	64 V	106 V
MPP voltage	45 V ... 100 V	45 V ... 170 V
Maximum input current		5 A
Maximum input power at maximum active power	320 W	530 W
Maximum recommended PV power	375 Wp	625 Wp
<b>AC output side (Grid connection)</b>		
Grid voltage	185 V ... 276 V (depending on regional settings)	
Rated grid voltage	230 V	
Maximum output current	1.5 A	2.5 A
Maximum active power (cos phi = 1)	300 W	500 W
Rated power	300 W	500 W
Rated frequency	50 Hz	
Frequency	47 Hz ... 52 Hz (depending on regional settings)	
Night-time power loss	0 W	
Feeding phases	single-phase	
Distortion factor (cos phi = 1)	< 6 % (max. power)	< 5 % (max. power)
Power factor cos phi	1	
<b>Characterisation of the operating performance</b>		
Maximum efficiency	94.8 %	95.8 %
European efficiency	93.4 %	94.5 %
MPP efficiency	99 %	
Power derating at full power	from 40 °C	
Standby power	0 W	
<b>Safety</b>		
Isolation principle	no galvanic isolation, transformerless	
Grid monitoring version StecaGrid 300 UK resp. 500 UK	voltage (230 V +15 %/-10 %) frequency (50 Hz +0.5 Hz/-3 Hz)	voltage (230 V +15 %/-10 %) frequency (50 Hz +0.5 Hz/-3 Hz)
Grid monitoring version StecaGrid 300 ES resp. 500 ES	voltage (230 V +10 %/-15 %) frequency (50 Hz +/-1 Hz)	voltage (230 V +10 %/-15 %) frequency (50 Hz +/-1 Hz)
Grid monitoring version StecaGrid 300 IT resp. 500 IT	voltage (230 V +/-20 %) frequency (50 Hz +/-0.3 Hz)	voltage (230 V +/-20 %) frequency (50 Hz +/-0.3 Hz)
<b>Operating conditions</b>		
Area of application	indoor rooms, with or without air conditioning	
Ambient temperature	-20 °C ... +45 °C	
Relative humidity	0 % ... 95 %	
Noise emission	< 32 dBA	
<b>Fitting and construction</b>		
Degree of protection	IP 20	
Overvoltage category	III	
DC input side connection	Multi-Contact MC 3, MC 4	
AC output side connection	Stecker Wieland Electric GST 183V	
Dimensions (X x Y x Z)	176 x 243 x 71 mm	
Weight	1.4 kg	
Communication interface	no	
Integrated DC circuit breaker	no	
Cooling principle	natural convection	
Test certificate	CE mark, DK 5940, G83, RD1663	

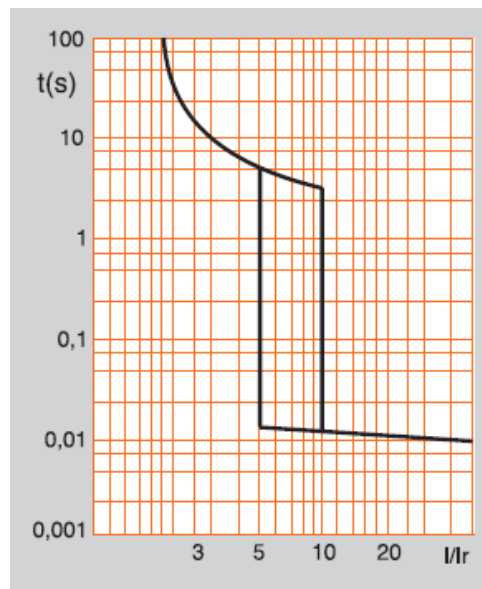
Gli inverter sono stati dotati di un analizzatore di frequenza (50 Hz AC). Inoltre, per monitorare la potenza generata dall'impianto fotovoltaico si è utilizzato il **digital energy meter** StecaGrid ALD1.



StecaGrid ALD1	
<b>AC output side (Grid connection)</b>	
Rated grid voltage	230 V (-20 % / +15 %)
Rated frequency	50 Hz
Rated current	5 A
Measurement current	32 A
Starting current	20 mA
Minimum current	0.25 A
Power consumption	active 0.4 W
<b>Characterisation of the operating performance</b>	
Accuracy class	1 (1 %) as per IEC 62 053-21 or B in accordance with EN 50 470-3 (devices in accordance with MID)
Measurement	direct
<b>Safety</b>	
Insulation characteristics	4 kV / 50 Hz test in accordance with VDE 0435 6 kV 1.2 / 50 $\mu$ s surge voltage in accordance with IEC 255-4
<b>Operating conditions</b>	
Ambient temperature	-10 °C ... +55 °C
Storage temperature	-30 °C ... +85 °C
Relative humidity	95 % at 25 °C ... 40 °C, non-condensating
<b>Fitting and construction</b>	
Terminal (fine / single wire)	primary circuit: max. 6 mm <sup>2</sup> impulse output: max. 2,5 mm <sup>2</sup>
Dimensions (X x Y x Z)	17.5 x 89.2 x 63.4 mm
S0 output	optocoupler max. 30 V / 20 mA and min. 5 V, impedance 100 $\Omega$ , impulse range 50 ms, transmission distance max. 1,000 m (at 30 V / 20 mA)
Pulses per kWh	2,000 (LC display), 1,000 (S0 output)
Test certificate	CE mark

**Figura 2.80**  
Digital energy meter, caratteristiche elettriche.

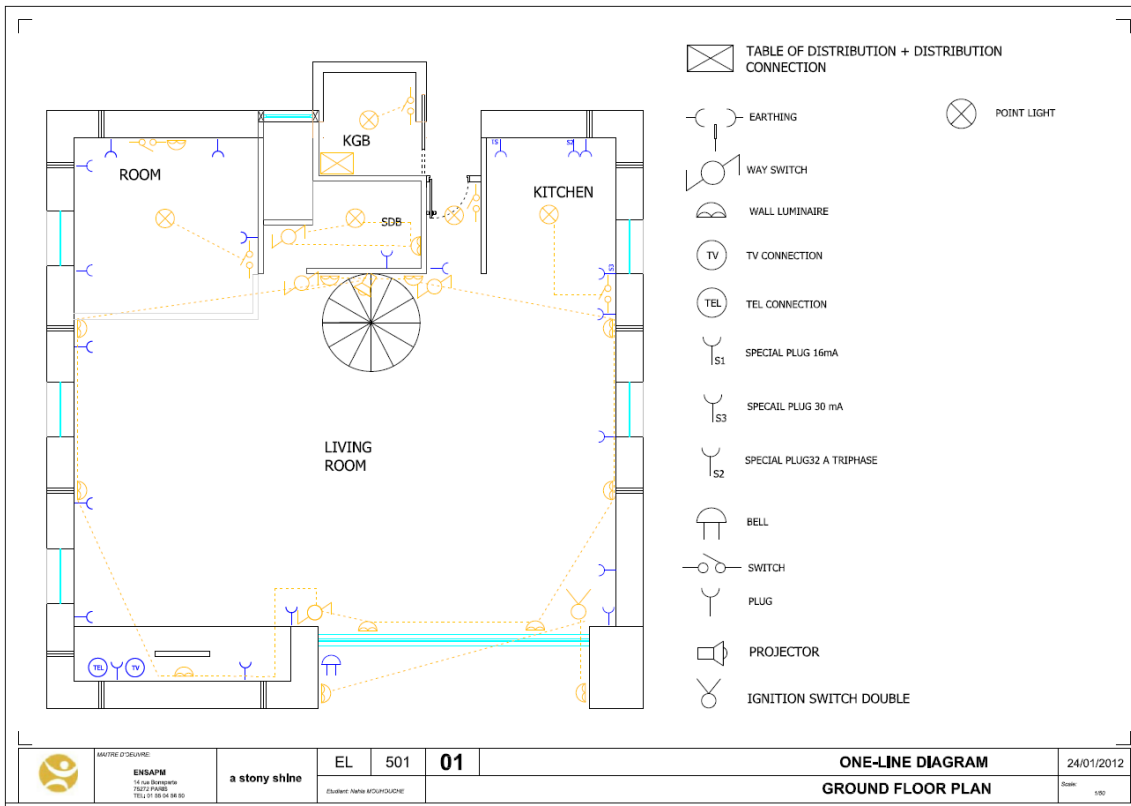
Infine, come ulteriore protezione dell'impianto elettrico, si è aggiunto un **interruttore magnetotermico differenziale SALVAVITA** BT DIN BTICINO G8813A da 16 A e  $\Delta I_n = 30$  mA.



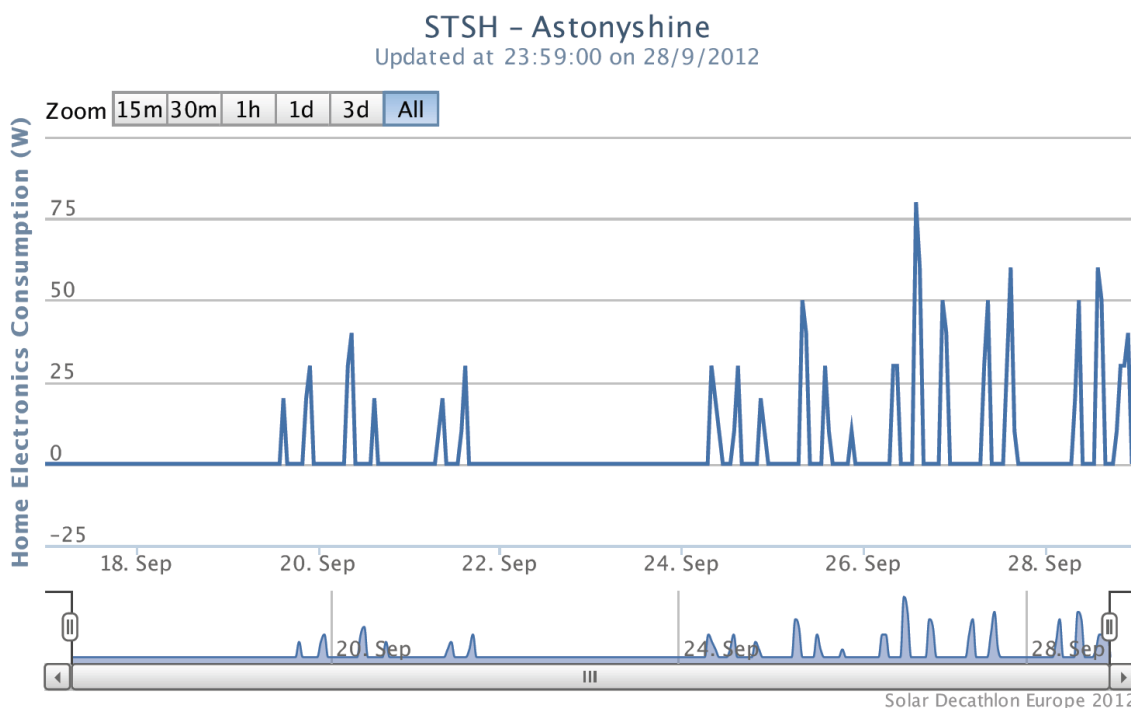
**Figura 2.81**  
Interruttore magnetotermico differenziale, curva di intervento.

Durante la competizione svoltasi presso Villa Solar a Madrid, sono stati monitorati sia il consumo di energia elettrica da parte della casa sia la potenza generata dai moduli fotovoltaici installati sul tetto.

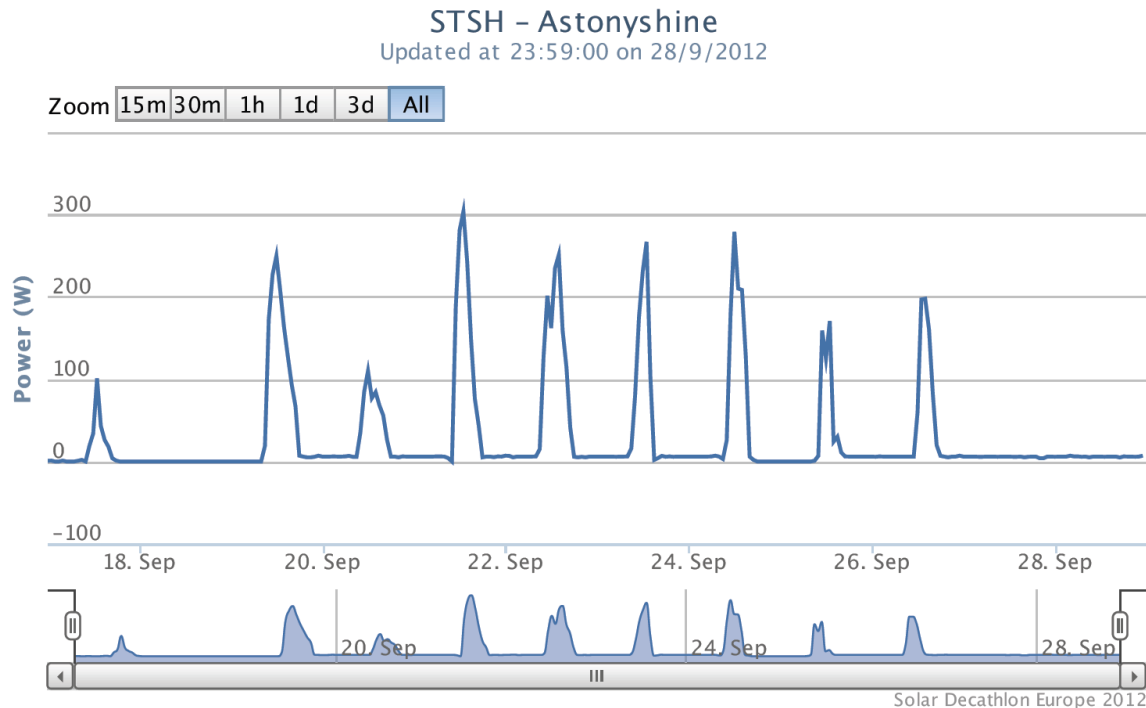
**Figura 2.82**  
Impianto elettrico di Astonyshine.



**Figura 2.83**  
Consumi elettrici di Astonyshine monitorati durante la competizione.



A causa dell'errore di realizzazione dei primi estrusi in alluminio (già descritto nel capitolo 2.2), la potenza complessivamente prodotta dall'impianto fotovoltaico è stata inferiore alle aspettative.



**Figura 2.84**  
Potenza generata dai moduli fotovoltaici durante la competizione.

## 2.10 CONCLUSIONI

Il modulo fotovoltaico a bassa concentrazione Solar FLight è stato caratterizzato dal punto di vista delle performance energetiche e di illuminazione.

Per quanto riguarda l'aspetto energetico i primi risultati ottenuti non hanno pienamente soddisfatto le aspettative. La principale causa è stata individuata nell'illuminazione non omogenea delle celle in seguito alla focalizzazione dei raggi solari. Una correzione nella forma della lamina riflettente dovrebbe portare ad un miglioramento del posizionamento dell'asse focale del sistema incrementando quindi le performance energetiche.

Per massimizzare l'energia prodotta, inoltre, è possibile agire sul tempo di clock del sistema di puntamento in modo da ottimizzare l'inseguimento solare rispettando in ogni caso il limite di accettazione angolare del sistema.

I dati di illuminamento ottenuti dimostrano come il sistema possa effettivamente svolgere la funzione di illuminazione per interni ed esterni, nelle due modalità di utilizzo in luce diretta o in luce diffusa.

I moduli Solar FLight sono inoltre ottimizzati per l'integrazione architettonica in facciata, asservendo alla loro funzione di elementi ombreggianti, anche grazie alla possibilità di comandarne manualmente la movimentazione a seconda delle condizioni atmosferiche.

**Figura 2.85**  
Rendering 3D dei  
moduli Solar Flight  
integrati in facciata  
con la funzione di  
ombreggiamento  
diurno e  
illuminazione esterna  
notturna.



La funzione di dispositivo di controllo solare permette inoltre di ridurre i fabbisogni energetici per riscaldamento e raffrescamento dell'edificio, garantendo allo stesso tempo buone performance in termini di comfort visivo e di livello di illuminamento interno.

Per quanto riguarda l'utilizzo dei moduli Solar FLight come moduli termici o moduli ibridi termici + fotovoltaici, i risultati ottenuti evidenziano come entrambe le soluzioni siano in grado, per l'entità delle temperature finali del liquido utilizzato, se non di sopperire ad una vera e propria caldaia, di preriscaldare l'acqua sanitaria in modo da diminuire considerevolmente i consumi energetici della caldaia stessa.

La possibilità di riscaldare l'acqua sanitaria di almeno 20°C (considerando la soluzione meno performante, e a meno di sostanziali perdite di calore a livello dello scambiatore di calore dell'impianto casalingo) rispetto alla temperatura ambientale di riferimento, sia nel caso invernale che in quello estivo, spendendo una quantità di energia irrisoria se confrontata con quella necessaria ad ottenere le stesse temperature con sistemi di riscaldamento dedicati, è sicuramente un ottimo traguardo di efficienza energetica.

Com'era lecito aspettarsi, nel ricercare quale delle due soluzioni potesse fornire le più alte temperature possibili del liquido in utilizzo, è emerso come l'impiego dei concentratori Solar FLight in configurazione esclusivamente termica porti a rendimenti maggiori sul riscaldamento dell'acqua rispetto alla configurazione ibrida.

Tuttavia, considerato che la differenza di rendimento (circa 5 gradi di limite superiore durante il periodo estivo) non è così sostanziale, si ritiene che la soluzione ibrida, contando l'energia elettrica prodotta grazie alla componente fotovoltaica, sia in generale quella che fornisce maggiori vantaggi energetici.

Fra i vantaggi della soluzione ibrida va anche considerata la diminuzione di temperatura del profilo, che permette di avere una temperatura di lavoro delle componenti elettroniche del pannello più contenuta. In questo modo, non solo l'efficienza delle celle fotovoltaiche può essere mantenuta a livelli più alti, ma si può anche garantire un miglior funzionamento dell'elettronica di controllo per la movimentazione e del sistema di puntamento, inserita nella parte interna del tappo laterale del profilo.

In definitiva, il modulo Solar FLight si colloca indubbiamente tra i "moduli fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative" definiti dal Quinto Conto Energia, andando a soddisfare particolari esigenze architettoniche che lo rendono un modulo polifunzionale per produzione di energia elettrica (o termica), l'ombreggiamento solare e l'illuminazione di facciata [28] [29] [30].

### 3 LA FINESTRA SOLARE LSC

---

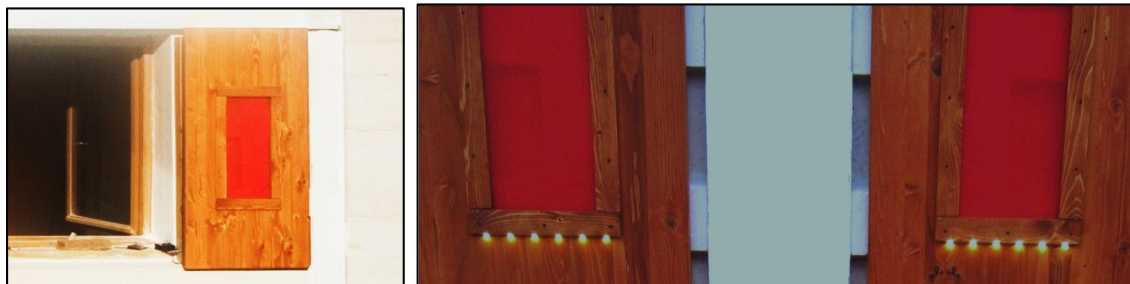
Astonyshine ha presentato a Madrid anche il primo prototipo di un'innovativa finestra solare basata sulla tecnologia LSC (*Luminescent Solar Concentrator*) che offre funzioni di illuminazione d'ambiente.



**Figura 3.1**  
Le finestre solari integrate in Astonyshine. Le dimensioni di ciascuna finestra sono 150 x 60 cm.

La struttura della cornice è in legno di pino, mentre le lastre LSC in PMMA costituiscono una delle due lastre di un vetrocamera.

Durante il giorno la radiazione solare, raccolta dalle lastre in PMMA funzionalizzate con un apposito dye organico, viene convertita in energia elettrica tramite celle fotovoltaiche in silicio poste lungo i bordi della lastra. Questa energia, tramite un opportuno circuito elettronico, viene immagazzinata all'interno di una batteria e utilizzata durante le ore notturne per alimentare delle barre LED integrate nella cornice della finestra.

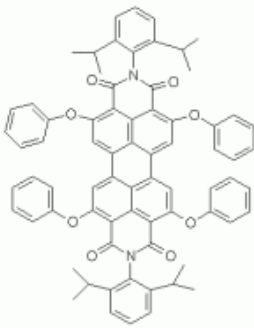
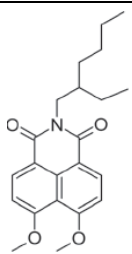


**Figura 3.2**  
Funzionamento delle finestre solari nelle diverse ore della giornata.

### 3.1 SCELTA E CARATTERIZZAZIONE DEI FLUOROFORI

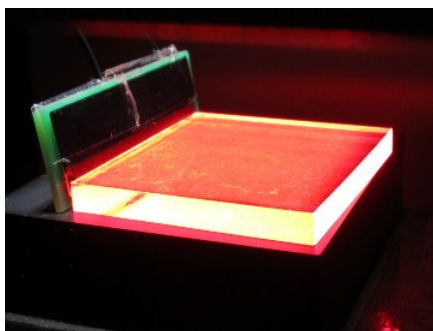
Nell'ambito del progetto di ricerca che riguarda la realizzazione di prototipi di finestre solari LSC, condotto in collaborazione con la ditta Trentino Rainbow Energy, sono stati caratterizzati in particolare due dye organici, il perilene *Rot 23* di colore rosso e la naftalimmide *Violet 570* di colore blu-viola. Entrambi sono resistenti alle alte temperature e sono altamente solubili in diversi solventi organici (diclorometano, toluene, cloroformio, acetone), facilitando il loro inserimento in un ampio range di materiali polimerici.

**Tabella 3.1**  
Fluorofori organici caratterizzati nell'ambito del progetto di ricerca.

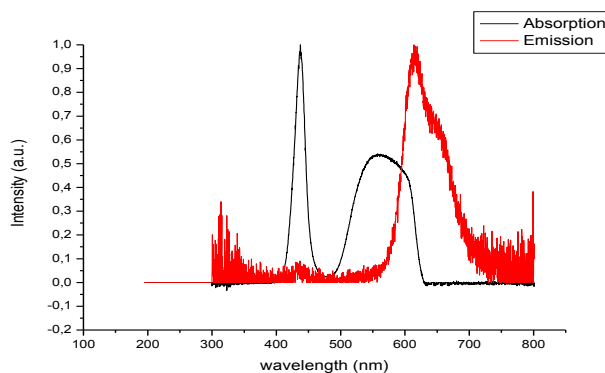
Dye	Famiglia	Nome completo	Struttura molecolare
<b>Rot 305</b>	Perilene	perylene 1,8,7,12-tetraphenoxy-3,4,9,10-tetracarboxylic acid bis-(2',6'-diisopropylanilide)	
<b>Violet 570</b>	Naftalimmide	4,5-dimethoxy-N-(2-ethyl hexyl) naphthalimide	

Il fluoroforo rosso presenta un alto coefficiente di assorbimento e garantisce una buona sovrapposizione tra lo spettro di emissione e lo spettro di assorbimento delle celle fotovoltaiche di maggior utilizzo (Figura 3.8), offrendo quindi un'elevata efficienza di conversione della radiazione solare in energia elettrica. Tuttavia, a causa del piccolo Stokes Shift, presenta sovrapposizione tra spettro di assorbimento e spettro di emissione (Figura 3.4), causando perdita di efficienza dovuta al fenomeno del riassorbimento.

**Figura 3.3**  
Lastrina in PMMA funzionalizzata con il fluoroforo rosso esposta ad illuminazione artificiale.

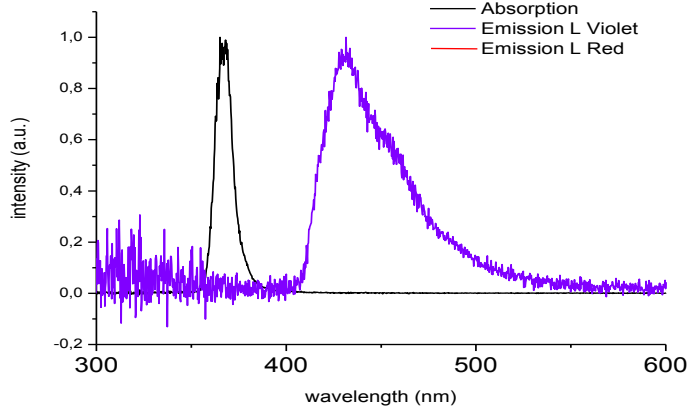
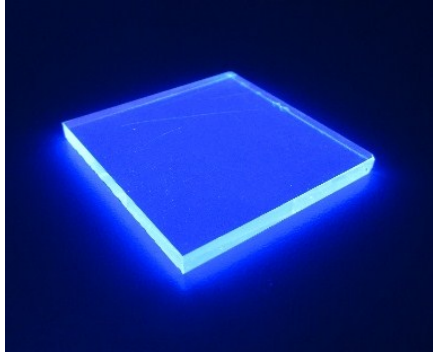


**Figura 3.4**  
Spettro di assorbimento (in nero) e di emissione (in rosso) del perilene Rot 305.





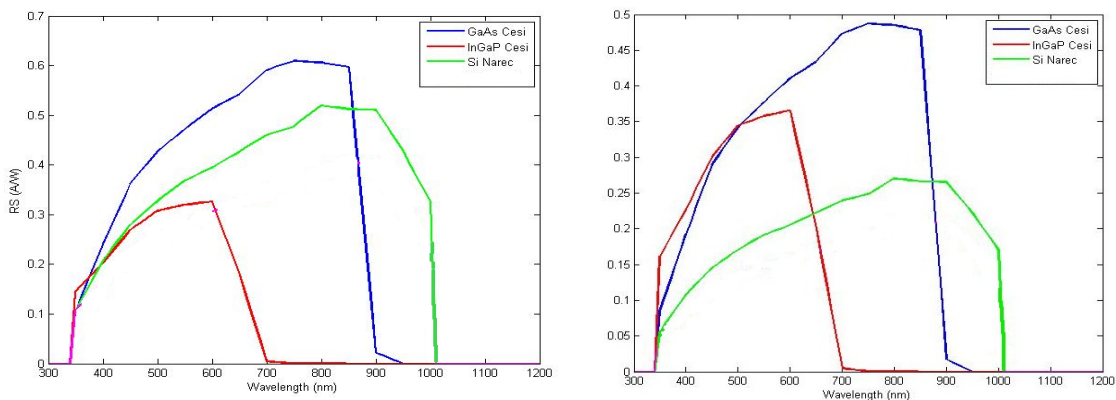
Il fluoroforo blu-viola, invece, ha il vantaggio di essere quasi trasparente e grazie all'ampio Stokes Shift (Figura 3.6) non presenta riassorbimento. Possiede tuttavia un basso coefficiente di assorbimento e la sovrapposizione con la risposta spettrale delle celle fotovoltaiche è meno efficiente.



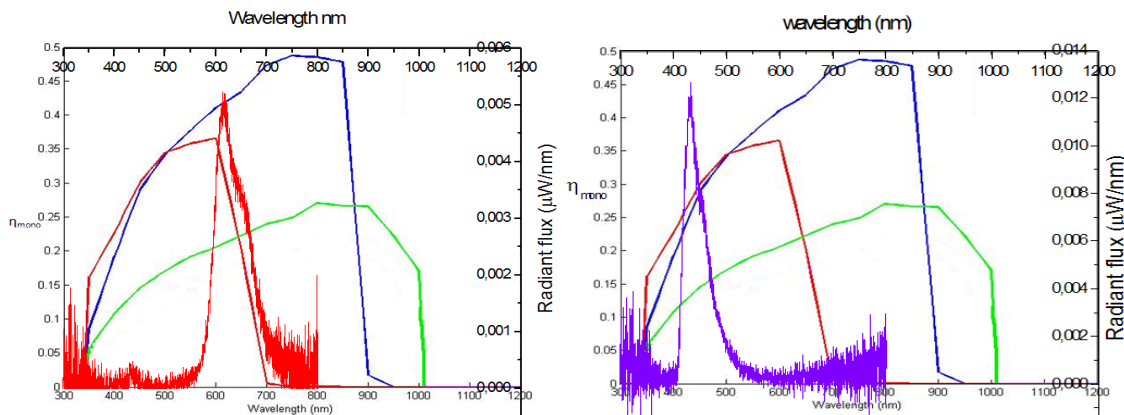
**Figura 3.5**  
Lastrina in PMMA funzionalizzata con il fluoroforo blu-viola esposta ad illuminazione artificiale.

**Figura 3.6**  
Spettro di assorbimento (in nero) e di emissione (in viola) della naftalimmide Violet 570.

Per avere una stima corretta dell'efficienza del sistema LSC occorre considerare la potenza generata dai diversi tipi di celle PV alle diverse lunghezze d'onda. L'efficienza monocromatica viene ricavata dal prodotto della risposta spettrale delle celle per la tensione di circuito aperto  $V_{oc}$  (Figura 3.7).



**Figura 3.7**  
Risposta spettrale (sinistra) ed efficienza monocromatica (destra) delle celle fotovoltaiche comunemente utilizzate: silicio (in verde), GaAs (in blu) e InGaP (in rosso scuro).



**Figura 3.8**  
Sovrapposizione tra gli spettri di emissione dei due fluorofori (in rosso a sinistra e in viola a destra) e le efficienze monocromatiche delle celle PV.

Per le misure di assorbimento, emissione e riflettanza condotte in laboratorio, è stato utilizzato lo spettrometro a fibra ottica Ocean Optics USB4000-XR1-ES, in grado di misurare con accuratezza lunghezze d'onda in un range tra i 200 e gli 800 nm circa.

**Figura 3.9**  
Ocean Optics  
USB4000-XR1-ES.

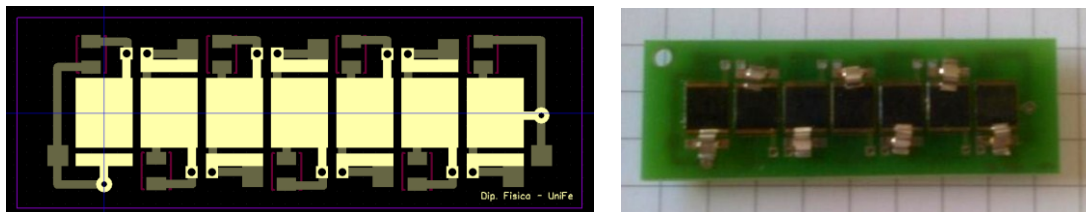


### 3.2 I RICEVITORI

Per caratterizzare in laboratorio l'efficienza dei sistemi LSC ottenuti accoppiando le lastre di Figura 3.3 e Figura 3.5, funzionalizzate con i due diversi fluorofori, e le diverse celle fotovoltaiche, sono stati progettati in DipTrace e assemblati in camera pulita 3 ricevitori, rispettivamente con celle in silicio (prodotte da Narec), InGaP o GaAs (prodotte da CESI).

Ciascun ricevitore, di dimensioni 69 x 23 mm e realizzato in materiale FR4, è costituito da 7 celle PV, connesse in serie tra loro e contattate mediante bandelle preformate, e altrettanti diodi di bypass saldati sul layer posteriore.

**Figura 3.10**  
Layout del circuito  
stampato (sinistra) e  
ricevitore in FR4 con  
saldate 7 celle GaAs  
(destra).



Per i primi prototipi di finestra, invece, sono stati assemblati dei ricevitori 235 x 16 mm costituiti da 4 celle in silicio policristallino, tali da poter essere collegati in serie tra di loro disponendone 1 su ciascun lato corto e 2 su ciascun lato lungo della finestra.

**Figura 3.11**  
Rendering 3D del  
circuito stampato per  
le finestre.



In entrambi i casi, i ricevitori sono stati fissati ai bordi delle lastre LSC utilizzando la colla UV Delo-Photobond GB 368, una particolare colla in forma liquida che solidifica e cristallizza in seguito all'assorbimento nell'ultravioletto (320-410 nm), con il vantaggio di non influire sul fenomeno di trasmissione della luce dai bordi della lastra alla superficie delle celle.



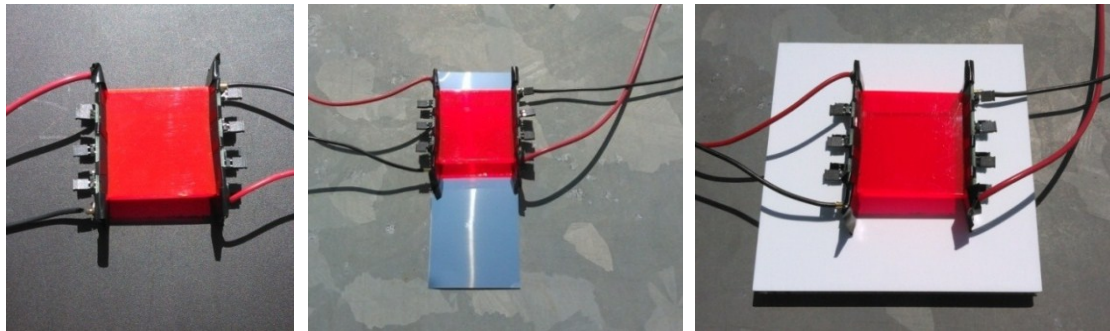
**Figura 3.12**  
Primo prototipo di finestra solare. Il vetrocamera contenente la lastra in PMMA è inserito in una cornice in legno di pino. I ricevitori sono fissati ai bordi della lastra in PMMA con la colla UV e si inseriscono nell'interstizio tra la lastra e la cornice.

### 3.3 EFFICIENZA DEI SISTEMI LSC

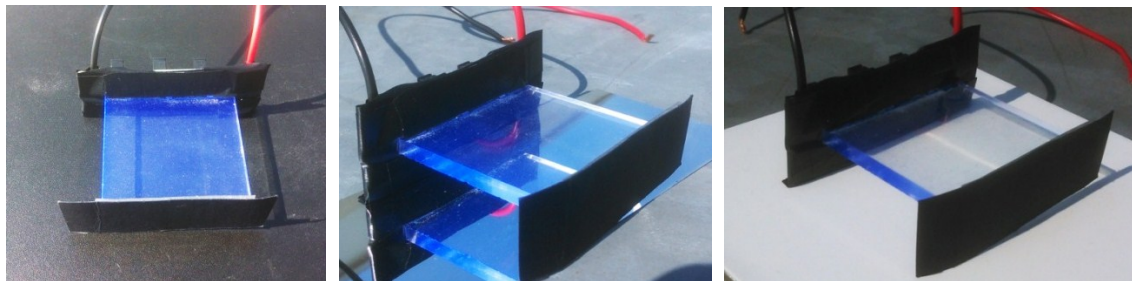
Sono state misurate con il Keithley 2400 SourceMeter le curve I-V dei 3 diversi ricevitori accoppiati prima con la lastra col fluoroforo rosso e poi con la lastra con il fluoroforo blu-viola.

Per calcolare l'efficienza elettrica si è poi diviso la potenza massima misurata per la radiazione globale orizzontale misurata con un piranometro, strumento che converte la radiazione solare (diretta e diffusa) in un segnale in tensione ( $1 \text{ kW/m}^2 = 5 \text{ V}$ ).

Per valutare quali fattori incidono sull'efficienza del sistema, sono state eseguite diverse misure, posizionando dietro le lastre LSC materiali diversi: una superficie nera assorbente, che simula il comportamento di una finestra, uno specchio riflettente (foglio in Almeco Vega 98), e un diffusore bianco.



**Figura 3.13**  
LSC con fluoroforo rosso con diverse superfici posteriori (nera, a specchio e bianca).



**Figura 3.14**  
LSC con fluoroforo blu-viola con diverse superfici posteriori (nera, a specchio e bianca).

**Tabella 3.2**

Valori di efficienza misurati per diversi ricevitori accoppiati con la lastra LSC rossa o con la lastra LSC blu-viola.

DYE - CELLE	EFFICIENZA
fluoroforo rosso – InGaP	2,94% $\pm$ 0,09%
fluoroforo rosso – Si	4,01% $\pm$ 0,11%
fluoroforo rosso – GaAs	6,99% $\pm$ 0,43%

DYE - CELLE	EFFICIENZA
fluoroforo blu-viola – InGaP	1,17% $\pm$ 0,11%
fluoroforo blu-viola – Si	0,64% $\pm$ 0,21%
fluoroforo blu-viola – GaAs	0,91% $\pm$ 0,08%

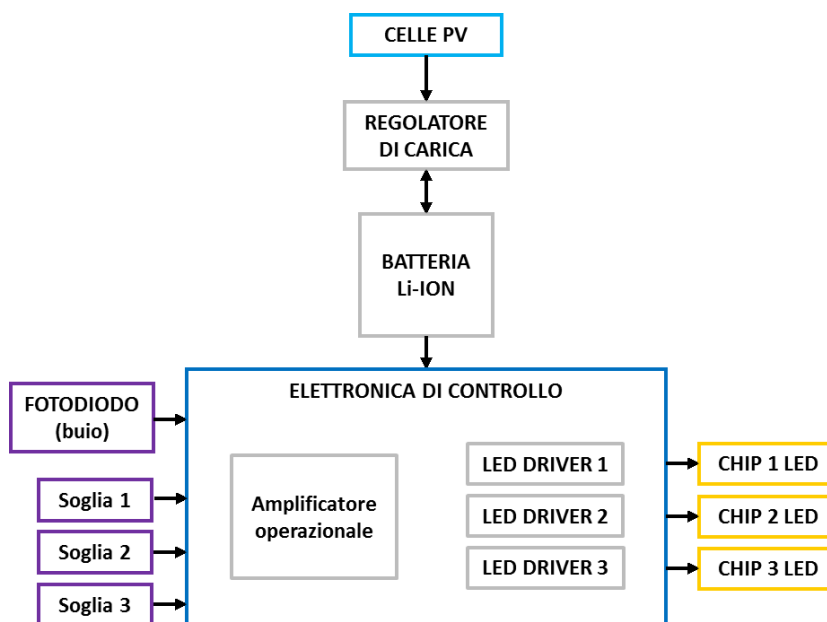
### 3.4 IL CIRCUITO DI ILLUMINAZIONE

#### 3.4.1 Primo prototipo

Per comandare l'accensione delle barre LED integrate nella cornice della finestra è stato progettato un circuito elettronico dedicato.

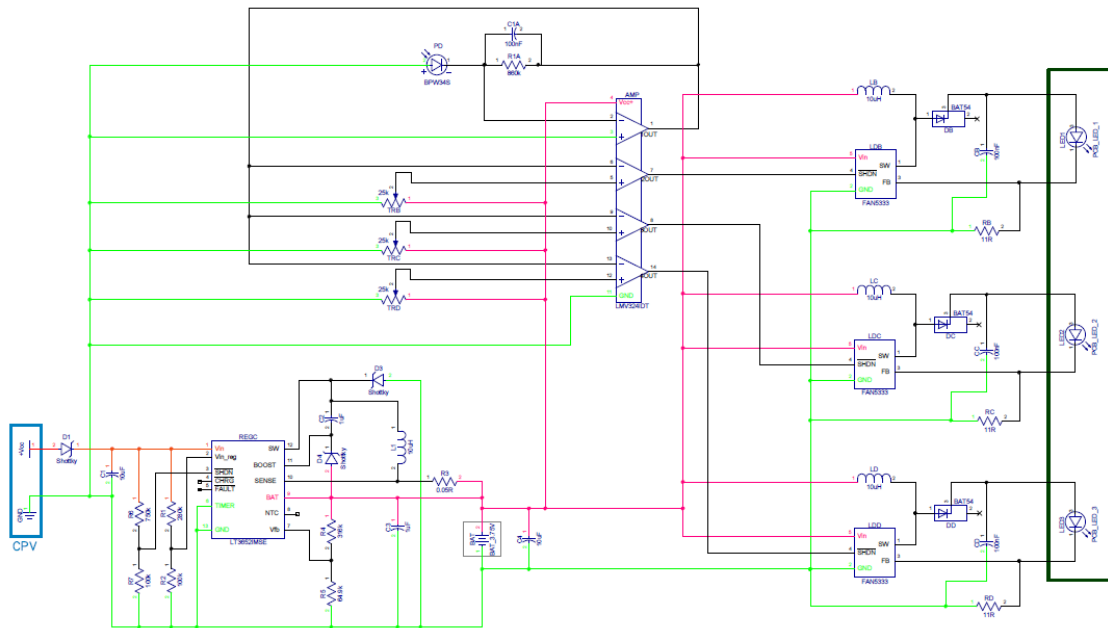
**Figura 3.15**

Schema a blocchi del circuito elettronico del primo prototipo.

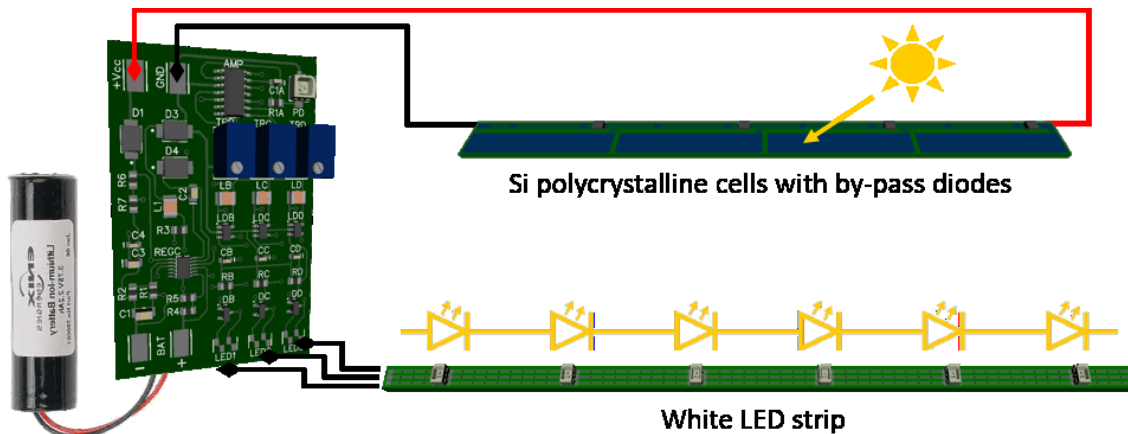


L'energia prodotta durante il giorno ad opera delle celle fotovoltaiche, viene immagazzinata all'interno di una batteria agli ioni di litio (2200 mAh, 3.75 V), attraverso un regolatore di carica dotato di sistema MPPT (*Maximum Peak Power Tracking*). Questa batteria alimenta sia i LED che l'elettronica di controllo. Un fotodiodo tagliato alla lunghezza d'onda di 780 nm, e quindi sensibile nell'infrarosso, rileva l'intensità luminosa e la converte in un segnale in corrente, che viene a sua volta trasformato in segnale in tensione. Tramite tre comparatori questo segnale viene quindi confrontato con tre tensioni di riferimento impostate a priori tramite dei potenziometri. Queste tre soglie attivano rispettivamente i tre LED driver che comandano l'accensione dei tre chip contenuti nei LED SMD ad alta potenza della Ledman (LS-DTHB-WSN3-

03, Tabella 2.1). In questo modo, a seconda della quantità di luce esterna, è possibile ottenere tre diversi livelli di intensità luminosa.



**Figura 3.16**  
Schematico del circuito elettronico progettato in DipTrace.



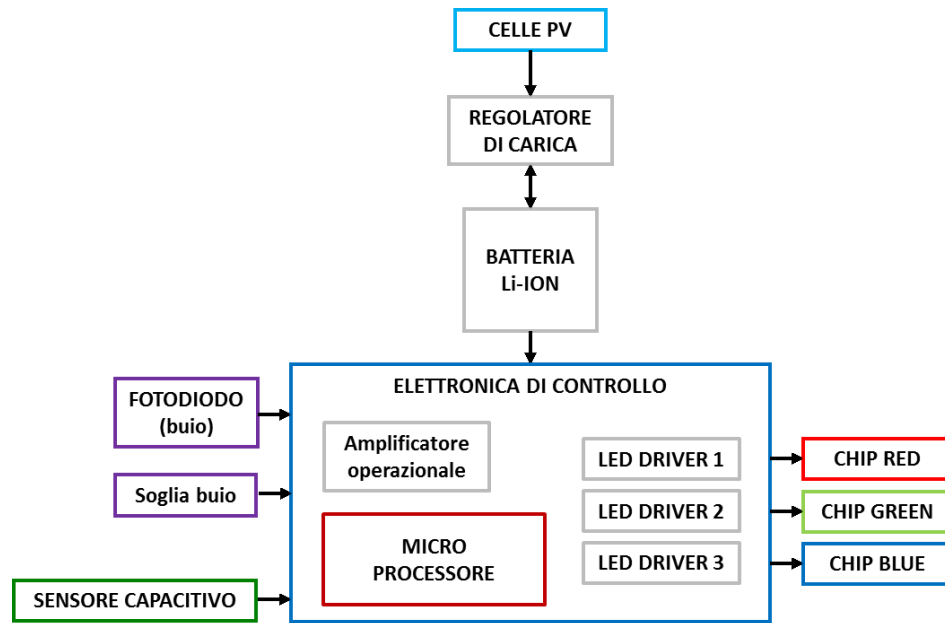
**Figura 3.17**  
Rendering 3D dei circuiti stampati e principio di funzionamento.

### 3.4.2 Secondo prototipo

Il secondo prototipo di finestra solare LSC è dotato di 7 LED RGB (LS-DTEE-FEN1-01, Tabella 2.2) integrati in una cornice in alluminio.

L'energia delle celle fotovoltaiche, viene anche in questo caso immagazzinata in una batteria agli ioni di litio attraverso il regolatore di carica. La batteria alimenta sia i LED RGB che l'elettronica di controllo. Il fotodiodo sensibile nell'infrarosso, rileva l'intensità luminosa e la converte in un segnale in corrente, che viene a sua volta trasformato in segnale in tensione.

**Figura 3.18**  
Schema a blocchi del  
circuito elettronico  
del secondo  
prototipo.



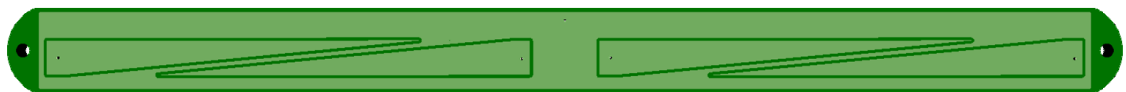
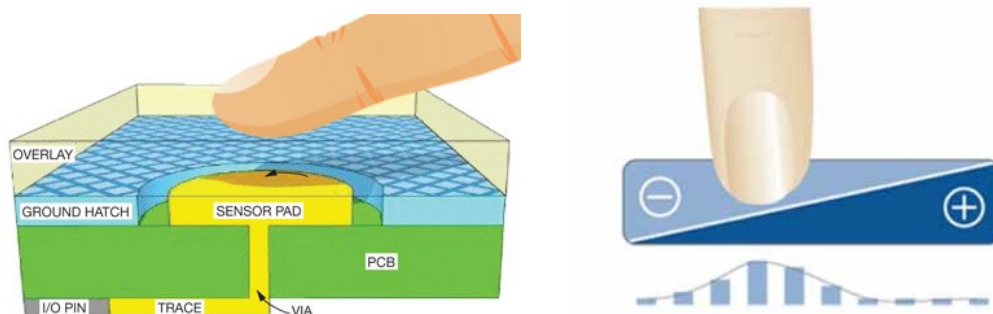
La regolazione dell'intensità luminosa e della tonalità di colore avviene tramite due sensori capacitivi tattili realizzati con un apposito circuito stampato in FR4.

Come illustrato in Figura 3.19, sullo strato superiore è presente il piano di massa, e quattro vie nel PCB connettono l'area del sensore con la traccia sul lato superiore della scheda. L'area del sensore è isolata dal piano di massa da un gap uniforme. Le dimensioni del gap sono un parametro di progetto importante: se il gap è troppo ridotto, verrà inviata a massa una quantità eccessiva di energia, mentre se è troppo ampio, viene a mancare il controllo su come è diretta l'energia attraverso la copertura. L'area del sensore è costituita da una barra formata da due sezioni di forma triangolare. Posizionando il dito in prossimità dei campi elettrici dispersi, si ha come effetto quello di aggiungere un'area capacitiva all'intero sistema. Il riconoscimento della posizione relativa del dito rispetto a queste due sezioni avviene tramite il confronto fra i due segnali in uscita dal PCB.

**Figura 3.19**  
Sezione di un sensore  
capacitivo realizzato  
su PCB (sinistra).

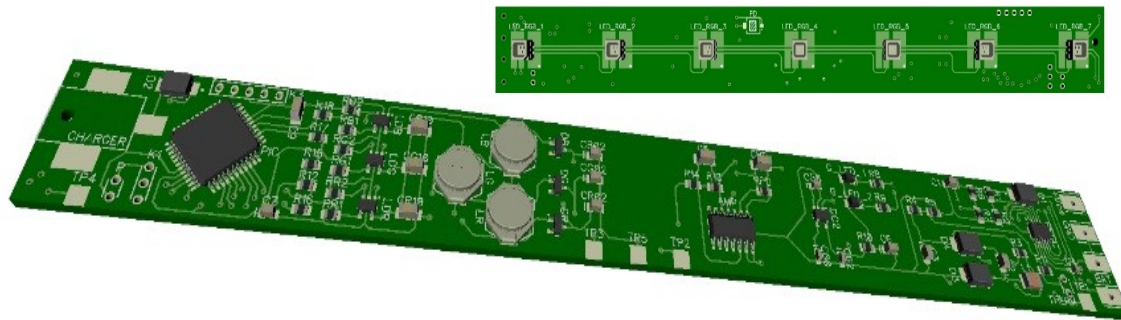
Principio di  
funzionamento  
(destra).

Rendering 3D del  
circuito stampato  
progettato in  
DipTrace (sotto).



Gli input forniti dal fotodiode e dai sensori capacitivi vengono elaborati da un microprocessore a 8 bit della Microchip (PIC16F1937-I/PT), alimentato da una tensione di 3.3 V fornita dalla batteria e regolata da un convertitore DC/DC. Il microprocessore fornisce in output i segnali di controllo PWM (*Pulse Width Modulation*) per i tre LED driver che comandano i tre chip contenuti nei LED

SMD. Scorrendo il dito sui sensori capacitivi è dunque possibile variare l'intensità luminosa dei LED o scegliere una tonalità di colore nella tavolozza RGB.



**Figura 3.20**  
Rendering 3D dei due layer del circuito stampato progettato in DipTrace.

### 3.5 CONCLUSIONI

Dalle misure effettuate in laboratorio e outdoor, è emerso che mentre da un lato il cromoforo rosso presenta un'ottima compatibilità con diversi tipi di celle fotovoltaiche che lo confermano fra i componenti fotoattivi tipici per applicazioni LSC, dall'altra parte il cromoforo blu-viola possiede caratteristiche molto vantaggiose in termini di trasparenza, efficienza ottica e assenza di re-assorbimento della radiazione emessa dai dye. In particolare, quest'ultimo aspetto permette di realizzare lastre LSC anche di grandi dimensioni senza introdurre perdite nell'efficienza globale, aprendo la strada per la progettazione di finestre di dimensioni maggiori rispetto ai prototipi già realizzati.

Si è osservato inoltre che alcuni accorgimenti, come l'applicazione di superfici riflettenti sul retro delle lastre LSC, permettono di migliorare le prestazioni di questi sistemi, che per le loro peculiarità (forma e dimensioni, fattore di concentrazione, ecc.) sono dei componenti CPV ideali per l'integrazione architettonica, ma che ancora sono poco competitivi in termini di conversione della radiazione solare in energia elettrica con i sistemi PV convenzionali.

Risulta di fondamentale importanza dunque, approfondire e valorizzare quegli aspetti aggiuntivi che rendono la finestra solare descritta in questo capitolo un sistema *BICPV* altamente innovativo, portandone alla luce l'elevato grado di personalizzazione: dal materiale della cornice di supporto, al colore della lastra della finestra, alle diverse modalità di illuminazione notturna, con luce bianca o RGB.





## BIBLIOGRAFIA

---

- [1] F. Bracho, «Nuovi scenari per l'energia e il cappio dell'oro nero. Commento al secondo vertice delle Organizzazioni dei Paesi produttori ed esportatori di petrolio.»
- [2] I. I. E. Agency, «IEA PVPS Trends Report,» 2013.
- [3] *D.M. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia)*, 2012.
- [4] F. Frontini, «Plusenergiehäuser a Friburgo,» *Arketipo*, n. 36, p. 90, 2009.
- [5] AA.VV., *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, John Wiley & Sons, 2003.
- [6] M. Pagliaro, G. Palmisano e R. Ciriminna, *BIPV, il fotovoltaico integrato nell'edilizia*, Dario Flaccovio Editore.
- [7] GSE Gestore dei Servizi Energetici, «Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico,» 2012.
- [8] I. I. E. Agency, «Potential for Building Integrated Photovoltaics (PVPS T7-4),» 2002.
- [9] K. Nagel e I. Zanetti, «BIPV, Building Integrated Photovoltaics,» SUPSI, Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana.
- [10] *Legge regione Piemonte 28 maggio 2007 n. 13 (Disposizioni attuative in materia di impianti solari termici, impianti alimentati da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e serre solari)*, 2007.
- [11] T. Hwanga, S. Kangb e J. Kim, «Optimization of the building integrated photovoltaic system in office buildings - Focus on the orientation, inclined angle and installed area,» *Energy and Buildings*, vol. 46, p. 92–104, 2012.
- [12] M. Mandalaki, K. Zervas, T. Tsoutsos e A. Vazakas, «Assessment of fixed shading devices with integrated PV for efficient energy use,» *Solar Energy*, vol. 86, pp. 2561-2575, 2012.
- [13] M. Mandalaki, S. Papantoniou e T. Tsoutsos, «Assessment of energy production from photovoltaic modules integrated in typical shading devices.,» *Sustainable Cities and Society*, 2013.
- [14] M. Mandalaki, T. Tsoutsos e N. Papamanolis, «The use of integrated PV shading systems for energy savings and interior visual comfort conditions in Mediterranean countries,» in *8th Energy Forum on Advanced Building Skins*, Bressanone, 2013.

- [15] S. Petersen e C. A. Hviid, «Design of Energy-Efficient Buildings,» Technical University of Denmark, [Online]. Available: <http://www.idbuild.dk/>.
- [16] N. Baker e K. Steemers, *Daylight Design of Buildings*, London: James x James, 2001.
- [17] K. Menoufi, D. Chemisana e J. I. Rosell, «Life Cycle Assessment of a Building Integrated Concentrated Photovoltaic scheme,» *Applied Energy*, vol. 111, pp. 505-514, 2013.
- [18] D. Chemisana, «Building Integrated Concentrating Photovoltaics: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 603-611, 2011.
- [19] R. H. Inman, G. V. Shcherbatyuk, D. Medvedko, A. Gopinathan e S. Ghosh, «Cylindrical luminescent solar concentrators with near-infrared quantum dots,» *Optics Express*, vol. 19, n. 24, p. 24308, 2011.
- [20] L. Pozzetti, *Processi fotoindotti di trasferimento di elettroni e di energia in box supramolecolari costituiti da zinco-porfirine e perilene bisimmidi*, Ferrara, 2009.
- [21] F. Würthner, «Perylene bisimide dyes as versatile building blocks for functional supramolecular architectures,» *Chemical Communications*, pp. 1564-1579, 2004.
- [22] N. Baroni, *Study of Luminescent Solar Concentrators Based on Organic Dyes*, Ferrara, 2013.
- [23] M. Tonezzer, D. Gutierrez e D. Vincenzi, «Luminescent Solar Concentrators - State of the Art and Future Perspectives,» in *Solar Cell Nanotechnology*, Wiley, 2013.
- [24] G. Onorati, «UCSC's Solar Breakthrough,» *SantaCruz.com*, 06 08 2013.
- [25] V. Sholin, J. Olson e S. Carter, «Semiconducting polymers and quantum dots in luminescent solar concentrators for solar energy harvesting,» *Journal of Applied Physics*, vol. 101, p. 123114, 2007.
- [26] «AKKUtrack.com,» [Online]. Available: [www.akkutrack.com](http://www.akkutrack.com).
- [27] A. Farina, S. Rainieri e G. Pagliarini, «Scambio termico convettivo entro condotti orizzontali per fluidi con proprietà dipendenti dalla temperatura: alcuni risultati sperimentali,» Parma.
- [28] F. Aldegheri, S. Baricordi, P. Bernardoni, G. Calabrese, V. Guidi, L. Pozzetti e D. Vincenzi, «Low concentration solar louvers for building integration,» in *9th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems*, Miyazaki, Japan, 2013.
- [29] F. Aldegheri, S. Baricordi, P. Bernardoni, M. Brocato, G. Calabrese, V. Guidi, L. Mondardini, L. Pozzetti, M. Tonezzer e D. Vincenzi, «Building integrated low concentration solar system for a self-sustainable Mediterranean villa: the ASTONYSHINE house.,» *Energy and Buildings*, 2013.
- [30] S. Baricordi, P. Bernardoni, M. Brocato, G. Calabrese, V. Guidi, G. Passerini, L. Pozzetti, M. Tonezzer e D. Vincenzi, «High and Low Concentration Innovative Solar Systems for Building Integration,» in *8th Energy Forum on Advanced Building Skins*, Bressanone, 2013.

[31] «Pensiline Fotovoltaiche,» *MIT Technology Review*, n. 1, p. 30, 2013.

[32] «Windfinder - Statistiche di vento e temperatura,» [Online]. Available:  
[http://it.windfinder.com/windstats/windstatistic\\_madrid.htm](http://it.windfinder.com/windstats/windstatistic_madrid.htm).

## DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ

---

**Indirizzo e-mail**

pzzlnu@unife.it

**Oggetto:**

Dichiarazione di conformità della tesi di Dottorato

**Io sottoscritta Dott.ssa**

Pozzetti Luana

**Nato a:**

Mirandola

**Provincia:**

Modena

**Il giorno:**

08/03/1985

**Avendo frequentato il Dottorato di Ricerca in:**

Fisica

**Ciclo di Dottorato**

26

**Titolo della tesi:**

Sistemi Fotovoltaici a Bassa Concentrazione per Integrazione Architettonica

**Tutori:**

Prof. Vincenzo Guidi; dott. Donato Vincenzi; dott. Cesare Malagù

**Settore Scientifico Disciplinare (S.S.D.)**

FIS/01

**Parole Chiave:** Energy, Fotovoltaico, Photovoltaics, CPV, BIPV, Renewable Energy

**Consapevole, dichiara**

CONSAPEVOLE: (1) del fatto che in caso di dichiarazioni mendaci, oltre alle sanzioni previste dal codice penale e dalle Leggi speciali per l'ipotesi di falsità in atti ed uso di atti falsi, decade fin dall'inizio e senza necessità di alcuna formalità dai benefici conseguenti al provvedimento emanato sulla base di tali dichiarazioni; (2) dell'obbligo per l'Università di provvedere al deposito di legge delle tesi di dottorato al fine di assicurarne la conservazione e la consultabilità da parte di terzi; (3) della procedura adottata dall'Università di Ferrara ove si richiede che la tesi sia consegnata dal dottorando in 2 copie di cui una in formato cartaceo e una in formato pdf non modificabile su idonei supporti (CD-ROM, DVD) secondo le istruzioni pubblicate sul sito: <http://www.unife.it/studenti/dottorato> alla voce ESAME FINALE – disposizioni e modulistica; (4) del fatto che l'Università, sulla base dei dati forniti, archiverà e renderà consultabile in rete il testo completo della tesi di dottorato di cui alla presente dichiarazione attraverso l'Archivio istituzionale ad accesso aperto "EPRINTS.unife.it" oltre che attraverso i Cataloghi delle Biblioteche Nazionali Centrali di Roma e Firenze; DICHIARO SOTTO LA MIA RESPONSABILITÀ: (1) che la copia della tesi depositata presso l'Università di Ferrara in formato cartaceo è del tutto identica a quella presentata in formato elettronico (CD-ROM, DVD), a quelle da inviare ai Commissari di esame finale e alla copia che produrrò in seduta d'esame finale. Di conseguenza va esclusa qualsiasi responsabilità dell'Ateneo stesso per quanto riguarda eventuali errori, imprecisioni o omissioni nei contenuti della tesi; (2) di prendere atto che la tesi in formato cartaceo è l'unica alla quale farà riferimento l'Università per rilasciare, a mia richiesta, la dichiarazione di conformità di eventuali copie; (3) che il contenuto e l'organizzazione della tesi è opera originale da me realizzata e non compromette in alcun modo i diritti di terzi, ivi compresi quelli relativi alla sicurezza dei dati personali; che pertanto l'Università è in ogni caso esente da responsabilità di qualsivoglia natura civile, amministrativa o penale e sarà da me tenuta indenne da qualsiasi richiesta o rivendicazione da parte di terzi; (4) che la tesi di dottorato non è il risultato di attività rientranti nella normativa sulla proprietà industriale, non è stata prodotta nell'ambito di progetti finanziati da

soggetti pubblici o privati con vincoli alla divulgazione dei risultati, non è oggetto di eventuali registrazioni di tipo brevettale o di tutela.  
PER ACCETTAZIONE DI QUANTO SOPRA RIPORTATO

Ferrara, li 11/02/2014  
Firma del dottorando



Visto: Il Tutore Si approva

Firma di un Tutore

