

1 Sommario

1	SOMMARIO.....	1
2	INTRODUZIONE.....	2
3	FOTOVOLTAICO A CONCENTRAZIONE	3
3.1	<i>RADIAZIONE SOLARE.....</i>	3
3.2	<i>SISTEMI FOTOVOLTAICI A CONCENTRAZIONE.....</i>	4
3.2.1	<i>Concentratore ottico.....</i>	5
3.2.2	<i>Ricevitori</i>	7
3.2.3	<i>Sistema di inseguimento.....</i>	7
3.2.4	<i>Vantaggi e svantaggi del fotovoltaico a concentrazione.....</i>	8
3.2.5	<i>Principali installazioni</i>	8
3.3	<i>CELLE SOLARI PER APPLICAZIONI IN CONCENTRAZIONE.....</i>	11
3.3.1	<i>L'effetto fotovoltaico</i>	12
3.3.2	<i>Curva I-V e punto di potenza massima</i>	13
3.3.3	<i>Celle al Silicio</i>	14
3.3.4	<i>Celle multigiunzione.....</i>	15
4	TECNOLOGIA CHIP ON BOARD.....	18
4.1	<i>DIE ATTACH.....</i>	18
4.1.1	<i>Materiali per il die attach.....</i>	19
4.2	<i>WIRE BONDING.....</i>	20
4.2.1	<i>Materiali per il wire bonding.....</i>	21
4.3	<i>DIE SHEAR TEST E WIRE PULL TEST.....</i>	21
4.3.1	<i>Die Shear Test.....</i>	21
4.3.2	<i>Wire pull test.....</i>	22
5	DESIGN E REALIZZAZIONE DI RICEVITORI SOLARI PER SISTEMI AD ALTA CONCENTRAZIONE.....	23
5.1	<i>TIPOLOGIE DI CELLE.....</i>	23
5.1.1	<i>Celle tripla giunzione - AZUR.....</i>	24
6.....	<i>.....</i>	24
6.1.1	<i>Celle tripla giunzione – CESI.....</i>	24
6.1.2	<i>Celle ENE.....</i>	25
6.2	<i>DESIGN E REALIZZAZIONE</i>	25
6.3	<i>WIRE PULL TEST.....</i>	27
7.1.1	<i>Wire pull test: Cella CESI</i>	29
7.1.2	<i>Wire pull test: Cella Azur.....</i>	31
7.1.3	<i>Wire pull test: Cella ENE</i>	32
7.1.5	<i>Wire pull test: conclusioni</i>	34
7.2	<i>DIE SHEAR TEST.....</i>	34
7.3	<i>CARATTERIZZAZIONE ELETTRICA</i>	35
7.3.1	<i>Caratterizzazione elettrica: Cella TJ AZUR.....</i>	37

7.3.2	<i>Caratterizzazione elettrica: Celle TJ CESI</i>	38
7.3.3	<i>Caratterizzazione elettrica: Celle DJ ENE</i>	39
7.4	CALCOLO DELLA RESISTENZA TERMICA	40
7.5	TEST DI VITA ACCELERATI	44
8.1	MISURE OUTDOOR	48
9	DESIGN E REALIZZAZIONE DI RICEVITORI SOLARI PER SISTEMI A BASSA CONCENTRAZIONE	50
9.1	TIPOLOGIE DI CELLE	50
9.1.1	<i>Celle Narec</i>	50
9.1.2	<i>Celle Met</i>	50
9.2	DESIGN E REALIZZAZIONE DEI RICEVITORI	51
9.3	WIRE PULL TEST	53
9.3.1	<i>Wire pull test: celle Narec</i>	54
9.3.2	<i>Wire pull test: Celle MET</i>	55
9.4	CARATTERIZZAZIONE ELETTRICA	59
9.4.1	<i>Caratterizzazione elettrica: Celle Narec</i>	60
9.4.2	<i>Caratterizzazione elettrica: Celle MET</i>	61
9.5	TEST OUTDOOR DI RICEVITORI SU MODULO A CONCENTRAZIONE	65
9.5.1	<i>Descrizione modulo a bassa concentrazione</i>	65
10.1.1	<i>Sviluppo di un sistema di inseguimento ad un asse per misure outdoor</i>	66
10.1.2	<i>Test outdoor su modulo a concentrazione</i>	66
11	CONCLUSIONI	73
12	RINGRAZIAMENTI	75
13	ACRONIMI	76
14	INDICE DELLE FIGURE	77
15	INDICE DELLE TABELLE	78
16	BIBLIOGRAFIA	78

2 Introduzione

I paesi dell'Unione Europea hanno attribuito allo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia un ruolo di rilievo per il raggiungimento dell'obiettivo della riduzione delle emissioni prevista dal Protocollo di Kyoto, con cui l'Italia si è impegnata a diminuire entro il 2010 le emissioni di gas serra del 6,5% rispetto al 1990. La "via rinnovabile" all'energia, in tutte le sue forme, diviene quindi non solo una scelta etica ma una necessità strategica la cui importanza diverrà evidente nei prossimi 20 anni. È difficile immaginare come una sola fonte rinnovabile possa risolvere il problema, più probabilmente sarà necessario ricorrere all'utilizzo di differenti fonti. Tra queste il fotovoltaico può dare un forte contributo soprattutto alla generazione distribuita di energia, riducendo così le perdite legate al trasporto. Se si considera che in Italia le perdite legate al trasporto dell'energia raggiungono il 6% del fabbisogno annuo, si deduce l'importanza di andare nella direzione della delocalizzazione e distribuzione delle fonti energetiche su tutto il territorio nazionale.

Tra tutte le fonti di energia rinnovabile l'energia fotovoltaica occupa un ruolo piuttosto marginale a causa dell'ancor alto costo per watt installato. D'altro canto sono da sottolineare i numerosi vantaggi che animano ancora il settore della ricerca nello sviluppo di nuove soluzioni che la rendano conveniente e più accessibile: è una fonte diffusa, non inquinante e gli impianti possono essere modulari. Tali sistemi quindi ben si adattano alla generazione di energia in modo delocalizzato, anche in aree difficilmente raggiungibili dalla rete di distribuzione elettrica. I costi di mantenimento sono relativamente bassi e la durata dell'impianto è ultra ventennale, per questo c'è margine per ammortizzare i costi e per ottenere un costo del kWh prodotto competitivo con le altre fonti.

Tuttavia, allo stato attuale, non è sufficientemente basso per competere con la produzione di energia da altre fonti. Il costo del fotovoltaico deriva per il 70% [1] dai materiali per la realizzazione dei moduli. Il costo delle celle, quindi, incide in modo preponderante sul costo finale del watt installato.

Il fotovoltaico a concentrazione rappresenta una delle alternative più promettenti per la diffusione dell'energia solare fotovoltaica, come fonte di energia su grande scala. L'idea del solare a concentrazione è quella di concentrare la luce sulle celle fotovoltaiche, risparmiando così sul costo delle stesse: aumentando il flusso luminoso per area, infatti, aumenta la corrente prodotta con una legge che in prima approssimazione si può assumere lineare. Tuttavia, questa strada tecnologica comporta una nuova serie di problematiche, sia scientifiche sia tecnologiche, che vanno dal controllo elettronico e la meccanica di strutture mobili, al comportamento particolare delle celle fotovoltaiche sotto radiazione concentrata.

Per quel che riguarda il costo di questi nuovi sistemi, si stima che tali sistemi possano dimezzare il costo degli impianti fotovoltaici passando dagli attuali 3-4 €/Watt a 1,5-2 €/Watt. I sistemi fotovoltaici a concentrazione utilizzano solitamente celle al Silicio per le basse concentrazioni (da 10 a 200X), mentre per le alte per le concentrazioni (pari o superiori a 500X) si utilizza la

tecnologia delle celle multigiunzione ad alta efficienza (40%), con la possibilità di sviluppare sistemi con efficienza complessiva che raggiunge il 30%. I sistemi ottici per la concentrazione solare, a seconda del grado di concentrazione, della tipologia di cella solare e di applicazione (generazione distribuita o centralizzata) possono essere costituiti da sistemi a specchio, sistemi rifrattivi ad alta efficienza o sistemi ibridi che integrano le soluzioni in riflessione e rifrazione. In ogni caso è necessario che il pannello sia accoppiato ad un sistema di inseguimento solare.

La dissipazione del calore verso l'ambiente esterno e la necessità di accoppiare otticamente la cella con i sistemi di concentrazione della luce con elevata precisione sono aspetti tecnologici chiave per il raggiungimento di prestazioni ottimali. La concentrazione della luce su superfici ridotte provoca infatti l'innalzamento della temperatura di funzionamento della cella che, in particolare per la tecnologia basata sul silicio, comporta un degrado significativo dell'efficienza elettrica del dispositivo. Tali problemi sono affrontati attraverso la progettazione e ottimizzazione del packaging di celle solari e dei ricevitori solari.

In questa tesi si è lavorato sull'ottimizzazione di ricevitori solari, sia per bassa sia per alta concentrazione. Per risolvere i problemi di smaltimento del calore e per massimizzare l'efficienza, si è ricorso alla tecnologia Chip On Board (COB), in cui la cella viene posizionata direttamente sulla basetta sotto forma di die. Sono stati sviluppati ricevitori con differenti tipologie di celle e la bontà del processo COB è stata testata mediante test meccanici (wire pull and die shear test) e test di vita in condizioni accelerate.

In particolare sono stati sviluppati i seguenti sistemi:

- ricevitori con celle multigiunzione (doppia e tripla) utilizzabili in sistemi ad alta concentrazione. Le celle testate hanno dimensioni di circa $2 \times 2 \text{ mm}^2$, montate su un ricevitore di $4 \times 4 \text{ cm}^2$ possono essere accoppiate ad una lente che concentra circa 500 volte la radiazione solare.
- ricevitori con celle al silicio monocristallino utilizzabili per tecnologia a bassa e media concentrazione. In questo caso le celle hanno dimensione di qualche cm^2 e le lenti, utilizzate per gli esperimenti, hanno fattore di concentrazione 15X.

I ricevitori assemblati sono stati caratterizzati da un punto di vista elettrico utilizzando un simulatore solare. Infine i ricevitori realizzati sono stati testati anche su moduli a concentrazione in outdoor.

3 Fotovoltaico a concentrazione

In questo primo capitolo è dedicato alla descrizione della fonte luminosa e dei sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV), descrivendo gli elementi che li compongono e soffermandosi su quelli più relativi a questo lavoro di tesi. Nel capitolo vengono inoltre presentati i principali sistemi CPV, che sono allo stato dell'arte della tecnologia in oggetto.

Un intero capitolo è dedicato alla trattazione delle celle solari impiegate in questo settore, celle al silicio e celle III-V multi giunzione. Entrambe le tipologie sono state utilizzate in questo lavoro di tesi per lo sviluppo di ricevitori solari per sistemi CPV.

3.1 Radiazione solare

La radiazione solare è l'energia emessa dal sole nei processi di fusione dell'idrogeno. Si pensi che ogni anno il sole irradia sulla terra 19000 miliardi di TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) mentre la domanda annua di energia per il fabbisogno mondiale è di circa 9 miliardi di TEP.

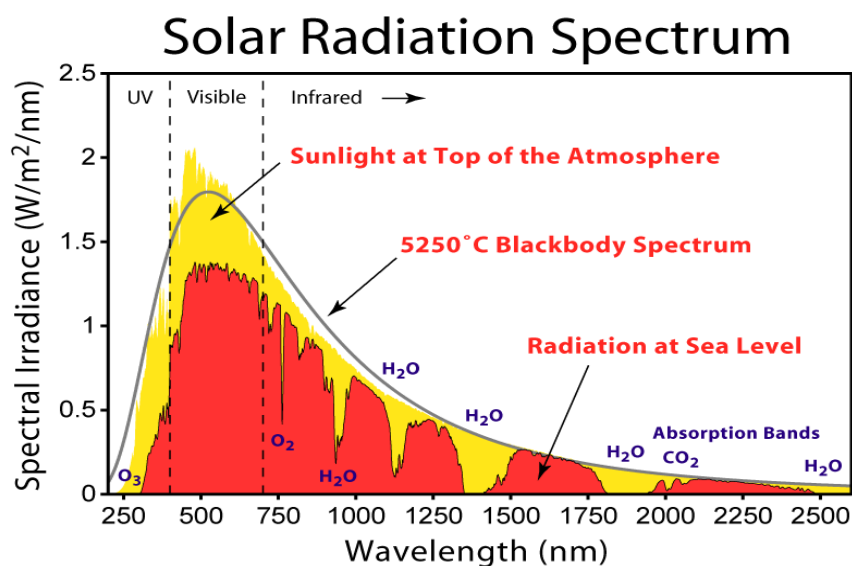


Figura 1: Radiazione solare, si possono notare i picchi di assorbimento dell'atmosfera confrontando lo spettro ricevuto con quello extratmosferico

Lo spettro della radiazione solare è simile allo spettro di emissione di corpo nero alla temperatura di 5800K. Come si osserva dal grafico in Figura 1 l'energia solare è concentrata quasi totalmente nell'intervallo di lunghezza d'onda da 0.2 a 2.5 μm , e tipicamente lo spettro viene suddiviso in intervalli:

- ULTRAVIOLETTO (0.2-0.38 μm) che corrisponde al 6.4% dell'energia totale compresa nello spettro;
- VISIBILE (0.38-0.78 μm) che corrisponde al 48%;
- INFRAROSSO (0.78-10 μm) che corrisponde al 45.6%.

La banda di pertinenza per lo sfruttamento dell'energia solare da parte di celle fotovoltaiche va dai 300 nm ai 1800 nm (per le celle III-V multi giunzione), che corrisponde al 96% della potenza radiativa che giunge al suolo.

L'intensità e la distribuzione spettrale della radiazione solare che arriva sulla superficie terrestre dipendono dalla composizione dell'atmosfera mentre, se escludiamo il fenomeno dei brillamenti, si possono ritenere pressoché costanti nello spazio aperto. L'irraggiamento extraterrestre (detto “**Costante Solare**”) è di circa 1367 W/m^2 i quali colpiscono il nostro pianeta trasmettendosi solo una parte al suolo, mediamente 1000 W/m^2 . Le misure più recenti compiute dai satelliti forniscono un valore di 1353 W/m^2 . [2].

Al fine di determinare intensità e distribuzione spettrale della radiazione solare al suolo è stato creato il **modello di massa unitaria AM1** (Air Mass 1). La massa unitaria AM1 è intesa come lo spessore di atmosfera standard attraversato dai raggi solari in direzione perpendicolare alla superficie terrestre misurato sul livello del mare. Tale modello è basato sulla media della penetrazione della radiazione solare nella crosta terrestre: ma mano che i raggi solari arrivano con inclinazioni più basse, quindi a latitudini maggiori, si deve utilizzare una massa d'aria di coefficiente maggiore a quella relativa AM1, fino ad un AM pari a 45. Come AM0 si intende, invece, lo spettro della radiazione solare extraterrestre. Per le nostre latitudini si è stabilito che un AM 1.5 è un ottimo valore medio per i calcoli di radiazione terrestre.

In Figura 1 si riportano distribuzioni spettrali a diversi valori di AM: differenziando gli spettri per radiazione globale e diretta (quella di riferimento per sistemi a concentrazione, come verrà chiarito in seguito).

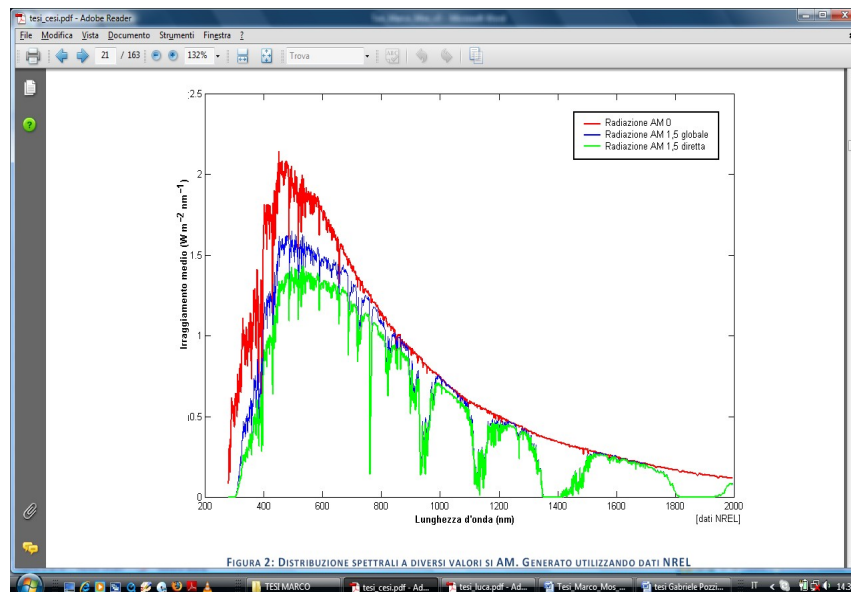


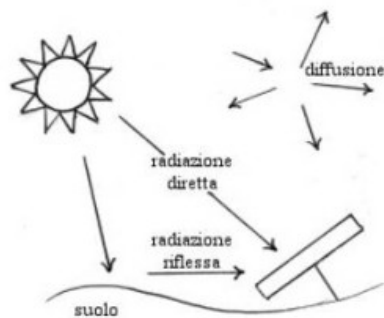
Figura 1: Distribuzione spettrali a diversi valori si AM. Generato utilizzando dati NREL

L'indice AM viene più che altro utilizzato per indicare una illuminazione standard sia in intensità che come distribuzione spettrale, riassumendo si ha che:

Tabella 1: Indici Air Mass (AM).

Indice di Air Mass	Descrizione	Potenza inc.
AM0	radiazione solare incidente in orbita terrestre immediatamente oltre l'atmosfera	1.36 kW/m ²
AM1	radiazione al livello del mare quando il sole è allo zenit	
AM1.5	Riferimento comune per le misure degli apparati solari terrestri	1.00 kW/m ²
AM1.5(d)	Riferimento comune per le misure in concentrazione (solo luce diretta)	0.90 kW/m ²
AM2	radiazione al livello del mare quando il sole è a 60° rispetto lo zenit	

La radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre si distingue in **diretta**, **diffusa** e **riflessa**. Mentre la radiazione diretta colpisce una qualsiasi superficie con un unico e ben definito angolo di incidenza, quella diffusa incide su tale superficie con vari angoli. Occorre ricordare che quando la radiazione diretta non può colpire una superficie a causa della presenza di un ostacolo, l'area ombreggiata non si trova completamente oscurata grazie al contributo della radiazione diffusa. Questa osservazione ha rilevanza tecnica specie per i sistemi fotovoltaici piani che possono operare anche in presenza di sola radiazione diffusa. I sistemi CPV a differenza di quelli piani lavorano solo in condizioni di irraggiamento diretto.



Le proporzioni di radiazione riflessa, diffusa e diretta ricevuta da una superficie dipendono da condizioni meteorologiche, inclinazione della superficie rispetto al piano orizzontale (e quindi varia a seconda delle latitudini) e dalla presenza di superfici riflettenti.

Viene chiamata **radiazione globale** al suolo la somma della radiazione diretta e della radiazione diffusa. Per superfici non orizzontali bisogna tener conto delle radiazione riflessa dal terreno e dagli oggetti circostanti sulla superficie considerata.

Nella Figura 1 si riporta la mappa europea della radiazione globale, calcolata tramite i dati presenti nel database europeo JRC (Joint Research Center of European Commission).

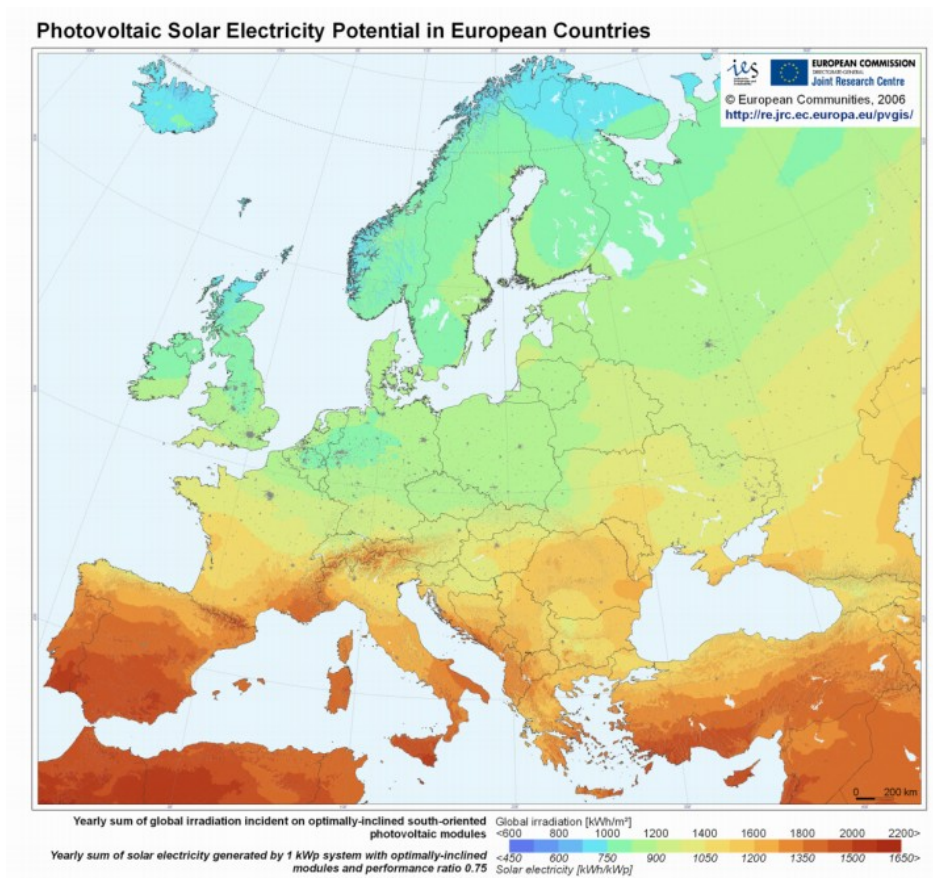


Figura 1: Mappa europea della radiazione globale (kWh/m²)[3].

3.2 Sistemi fotovoltaici a concentrazione

I sistemi a fotovoltaici a concentrazione (CPV) solare sono i dispositivi preposti a raccogliere la luce, concentrarla e convertirla in energia elettrica.

Esistono essenzialmente due tipologie di sistemi a concentrazione solare:

- **sistemi point-focus** che presentano un'ottica con tanti fuochi quante sono le celle del modulo
- **sistemi dense-array** che presentano un singolo fuoco per tante celle ravvicinate.

Inoltre i sistemi a concentrazione vengono suddivisi in due categorie anche a seconda del fattore di concentrazione:

- **sistemi a bassa concentrazione LCPV** (Low Concentrator PhotoVoltaics) che concentrano la radiazione fino a 200 volte e utilizzano principalmente celle al silicio ad alta efficienza (16-22%) e
- **sistemi ad alta concentrazione HCPV** (High Concentrator PhotoVoltaics) che focalizzano la radiazione più di 300X, e per fattori di concentrazione superiori a 500 utilizzano celle multi giunzione.

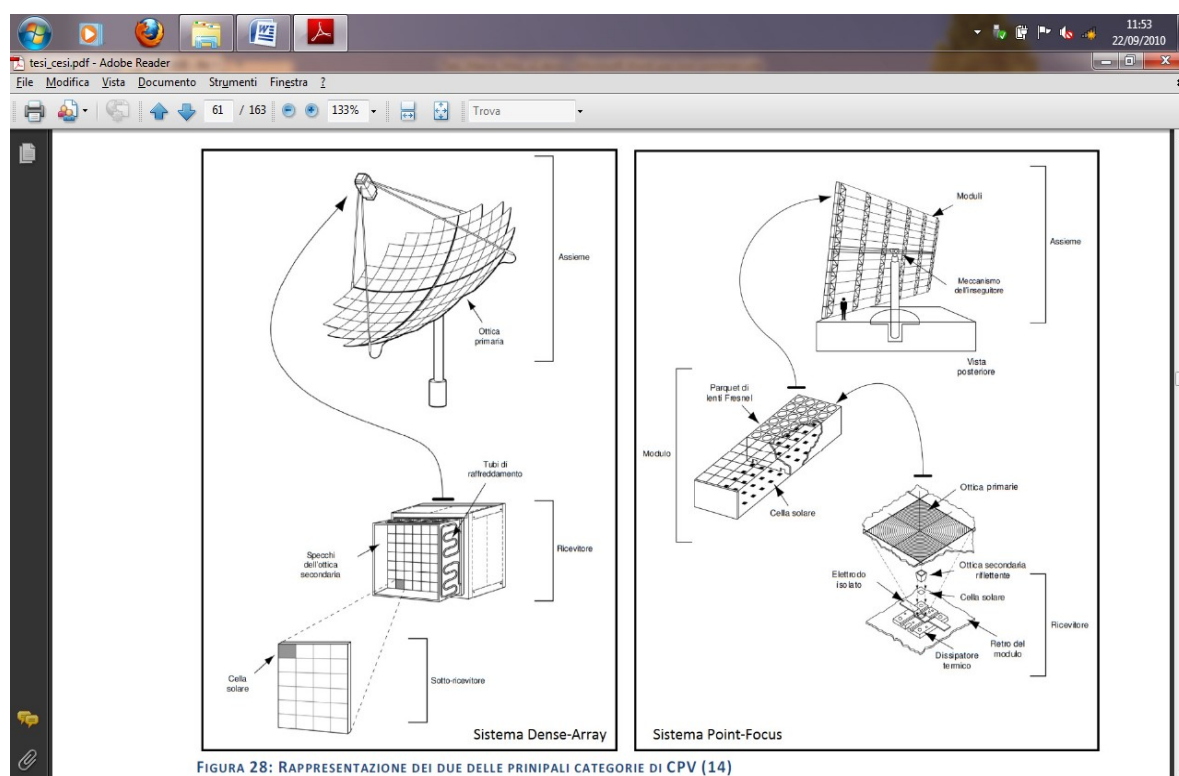


FIGURA 28: RAPPRESENTAZIONE DEI DUE DELLE PRINCIPALI CATEGORIE DI CPV (14)

Figura 1: Tipologie di sistemi a concentrazione solare: dense-array (sx) e point-focus (dx) [4].

In questo lavoro di tesi si è lavorato sull'ottimizzazione di ricevitori solari principalmente per sistemi point focus, sia per sistemi a bassa (con celle silicio) che alta (con celle multi giunzione) concentrazione. Comunque i risultati ottenuti possono essere utilizzati anche per la preparazione di ricevitori per sistemi dense-array.

Per descrivere un sistema a concentrazione solare è possibile suddividerlo nei differenti elementi che lo compongono:

1. Concentratore ottico: elemento che raccoglie e concentra la luce.
2. Ricevitore solare: supporto per la cella, terminali elettrici diodo di bypass
3. Dissipatore: elementi dissipativi per mantenere il più bassa il possibile la temperatura della cella
4. Housing: box, tipicamente metallico, di contenimento ed isolamento verso l'esterno
5. Sistema di inseguimento: che consente di inseguire giornalmente ad annualmente il movimento del sole.

Concentratore ottico

Un concentratore è un sistema ottico, composto da lenti o specchi o una combinazione dei due, che permette di concentrare la luce del sole sulla cella fotovoltaica. Il fattore di concentrazione viene solitamente espresso in “soli” anche se in realtà questa è una unità di misura di potenza: si assume che la luce diretta proveniente dal sole, nelle migliori condizioni atmosferiche possibili e per una superficie normale alla direzione dei raggi incidenti, sia caratterizzata da una potenza per unità di superficie di 1 sole 0.85kW/m^2 [5].

Lo scopo dell'ottica nei concentratori è quello di aumentare il flusso della radiazione solare sul dispositivo fotosensibile. I principali parametri che caratterizzano un sistema ottico sono essenzialmente tre:

- fattore di concentrazione C ,
- efficienza ottica η_{op} ,
- angolo di accettazione θ_A .

Il **fattore di concentrazione** permette di conoscere l'intensità del fascio luminoso che inciderà sulla cella una volta esposta al sole. In particolare si definisce *coefficiente di concentrazione geometrico* il rapporto:

$$C_g = A_1 A_2$$

Dove A_1 è la superficie esposta alla radiazione e ortogonale ad essa mentre A_2 è la superficie su cui la medesima viene trasmessa. Il coefficiente di concentrazione geometrico è un parametro molto grezzo e inadeguato alla caratterizzazione dei concentratori: nella realtà, infatti, accade che la potenza radiante su A_2 non è la stessa misurabile su A_1 . Ciò è dovuto al fatto che lungo il cammino una parte non trascurabile del fascio si disperde e non raggiunge la superficie A_2 . Per questo motivo quando ci si riferisce al fattore di concentrazione, si intende il *rapporto di concentrazione ottica*:

$$C_{op} = I_1 / I_2$$

dove I_1 ed I_2 corrispondono alle irradianze medie incidenti sulle due superfici.

L'**efficienza ottica**, invece, è un parametro che verrà utilizzato per la stima della efficienza di sistema e corrisponde al rapporto tra la potenza incidente e la potenza trasmessa alla parte sensibile del ricevitore. Questo coefficiente può anche essere dedotto dal rapporto tra i due fattori di concentrazione, in particolare:

$$\eta_{op} = C_{op} C_g$$

L'**angolo di accettazione** è un altro parametro di grande interesse. Le ottiche sono progettate in modo che i raggi raggiungano l'area attiva della cella. Quando si ha un disallineamento del sistema rispetto i raggi solari è possibile che parte dei raggi vadano "fuori fuoco", con conseguente calo dell'efficienza del sistema. Questo stesso dato può essere espresso numericamente indicando l'angolo di deviazione entro il quale viene garantita una erogazione di potenza minima del 90% rispetto alla prestazione nominale: tale angolo viene detto angolo di accettazione.

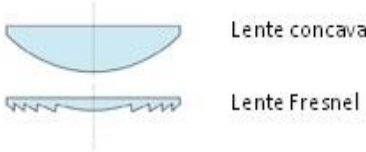
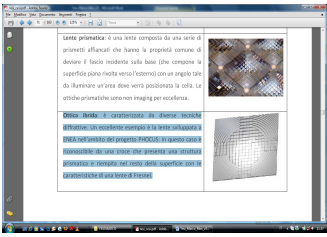
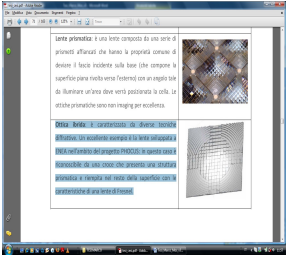
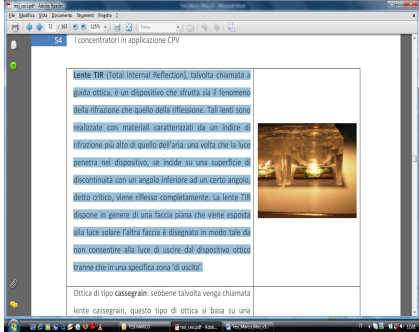
I concentratori ottici si dividono principalmente in tre categorie:

- **sistemi in rifrazione**, ovvero lenti che sfruttano il principio della rifrazione
- **sistemi in riflessione**, ovvero quelli che sfruttano il principio della riflessione, ossia specchi
- **sistemi ibridi**, che sono composti da sistemi a rifrazione e riflessione

Sistemi ottici in rifrazione

Nella Tabella 1 si riportano le principali tipologie di ottiche rifrattive utilizzate in sistemi a concentrazione solare:

Tabella 1: Principali tipologie di ottiche rifrattive utilizzate in sistemi a concentrazione.

 <p>Lente concava</p> <p>Lente Fresnel</p>	<p>Lente di Fresnel: è una lente concava a cui vengono sottratti anelli concentrici per ridurre lo spessore della lente e riducendo al contempo il cammino ottico. E' formata da una superficie piana capace di captare la radiazione sostanzialmente parallela proveniente dal sole e di convogliarla attraverso dei denti di sega, che simulano una lente concava completa, verso un unico fuoco: la cella solare. Concentrix, Amonix, Guascor, Emcore, Arima ECO, Sol 3G sono alcune delle aziende che adottano lenti di Fresnel.</p>
	<p>Lente prismatica: è una lente composta da una serie di prismi affiancati che hanno la proprietà comune di deviare il fascio incidente sulla base (che compone la superficie piana rivolta verso l'esterno) con un angolo tale da illuminare un'area dove verrà posizionata la cella. Le ottiche prismatiche sono non imaging per eccellenza.</p>
	<p>Ottica ibrida: è caratterizzata da differenti elementi che lavorano i rifrazione. Un eccellente esempio è la lente sviluppata a ENEA nell'ambito del progetto PHOCUS: in questo caso è riconoscibile da una croce che presenta una struttura prismatica e riempita nel resto della superficie con le caratteristiche di una lente di Fresnel.</p>
	<p>Lente TIR (Total Internal Reflection): è un dispositivo che sfrutta sia il fenomeno della rifrazione che quello della riflessione. Tali lenti sono realizzate con materiali (plastica o vetro) caratterizzati da un indice di rifrazione più alto di quello dell'aria: una volta che la luce penetra nel dispositivo, se incide su una superficie di discontinuità con un angolo inferiore ad un certo angolo, detto critico, viene riflesso completamente. La lente TIR dispone in genere di una faccia piana che viene esposta alla luce solare l'altra faccia è disegnata in modo tale da non consentire alla luce di uscire dal dispositivo ottico tranne che in una specifica zona 'di uscita'. A fianco si riporta la lente utilizzata nei moduli di Isofoton.</p>

Tali sistemi ottici vengono tipicamente realizzati in materiali termoplastici, PMMA (Polimetilmetacrilato) o PC (Policarbonato). Tali materiali hanno trasmittanza intorno al 90% in

tutto il range del visibile, buone stabilità termiche ed agli UV, inoltre sia il materiale che il processo di lavorazione (stampaggio ad iniezione) sono a basso costo rispetto ad esempio il vetro o altri tipologie di polimeri.

Sistemi ottici in riflessione

Questi sistemi si basano su delle superfici riflettenti che concentrano e indirizzano la radiazione solare sulla cella. Come primo esempio si riportano i riflettori di tipo Cassegrain in Figura 1 . Il principio ottico deriva dal suo utilizzo in ambito astronomico per la realizzazione di telescopi. Si tratta di una evoluzione della tecnica Newton con lo specchio secondario che riflette la luce lungo lo stesso asse dell'ottica primaria. Questo tipo di ottica si basa su una doppia riflessione: uno specchio parabolico riceve la luce e la riflette su un secondo specchio convesso che, a sua volta, lo riflette e, attraverso una apertura nello specchio principale, raggiunge il ricevitore [6].



Figura 1: Sistema a Cassegrain con concentratore [7].

Un altro esempio di sistema che utilizza specchi è quello della CellSavers (Figura 1). Si tratta di un sistema molto semplice a bassa concentrazione che consente di avere un risparmio $\frac{1}{2}$ sulle celle al silicio utilizzando degli specchi piani in alluminio.

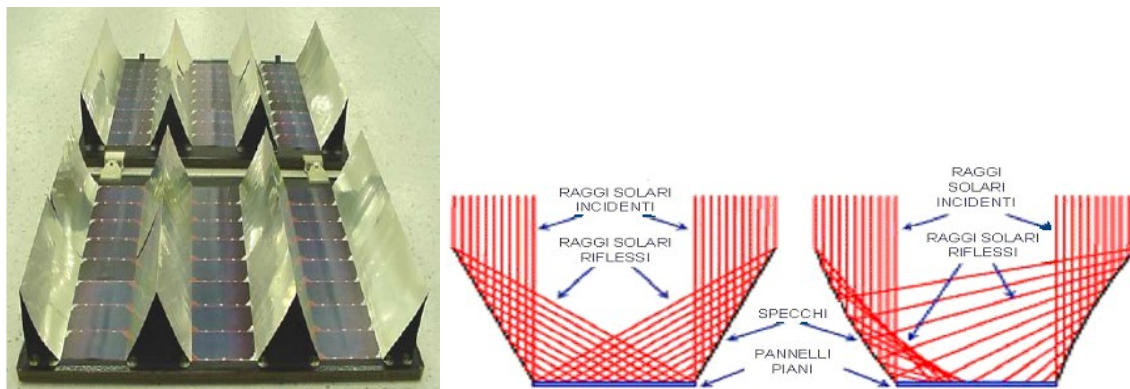


Figura 1: Sistema a V della CellSavers [8].

Gli specchi per sistemi a concentrazione sono solitamente realizzati con film ad alta riflettività. Tra i prodotti più utilizzati in questo settore i sono quelli della Alanod che produce film di alluminio di differenti spessori con finiture in argento che consentono di avere riflettività fino al 95% (Figura 1).

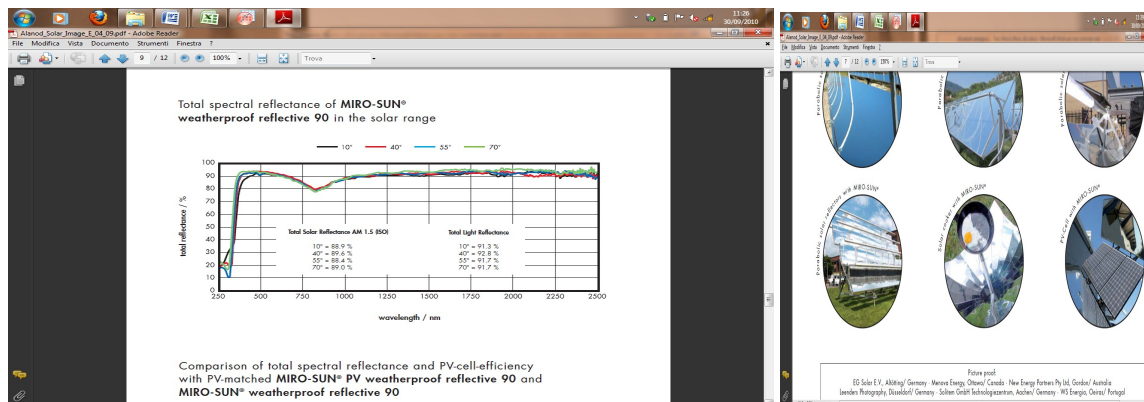


Figura 1: Riflettività film MiroSun della Alanod.

Sistemi ibridi

I sistemi ottici ibridi accoppiano l'utilizzo di sistemi in rifrazione con specchi per la riflessione. In molti casi gli specchi vengono utilizzati come elementi secondari che vengono posizionati in prossimità del ricevitore, consentendo di aumentare sia l'efficienza di raccolta della luce, sia l'angolo di accettazione del sistema.

Un esempio di sistemi ibridi è riportato nel paragrafo Descrizione modulo a bassa concentrazione, ove si descrive il modulo a bassa concentrazione utilizzato per i test outdoor dei ricevitori al silicio.

Ricevitori

Il ricevitore è il sottosistema elettricamente attivo del modulo. Si possono identificare i seguenti componenti:

1. **Circuito stampato** (o PCB: Printed Circuit Board). Comune substrato per l'elettronica di potenza, disegnato per alloggiare la cella fotovoltaica, le sue terminazioni elettriche, il diodo di bypass. I materiali tipicamente scelti sono ad alta dissipazione termica (alluminio, rame o ceramico) al fine di ottimizzare lo scambio di calore cella-PCB.
2. **Cella fotovoltaica**. La cella, che deve essere sviluppata in modo idoneo per garantire buone prestazioni in condizioni di luce concentrata, deve essere fissata alla scheda elettronica e collegata elettricamente al circuito stesso.

3. **Diodo** (o i diodi) **di bypass**. Nel caso in cui una celle del modulo venisse oscurata è necessario predisporre di un diodo di bypass al fine di non compromettere il funzionamento di tutto il modulo.
4. **Dissipatore**. La concentrazione della luce su superfici ridotte provoca l'innalzamento della temperatura di funzionamento della cella che, in particolare per la tecnologia basata sul silicio, comporta un degrado significativo dell'efficienza elettrica del dispositivo, per cui è necessario garantire una corretto scambio di calore verso l'esterno anche con l'ausilio di dissipatori integrati alla scheda elettronica.
5. Una eventuale **ottica secondaria**. L'ottica secondaria ha il compito di aumentare l'efficienza e l'angolo di accettazione del sistema. I sistemi più utilizzati sono coni (o piramidi troncate) di alluminio ad alta riflettanza (come quello mostrato in Figura 1 (sx)) o prismi in vetro che funzionano in TIR.



Figura 1: Ricevitore ARIMA ECO a singola cella (sx) e ricevitore Solartec a 9 celle (dx).

5.5 Sistema di inseguimento

In un impianto CPV il concentratore permette di convogliare raggi di luce pressoché paralleli sulla cella. L'asse ottico deve quindi essere allineato con la sorgente luminosa affinché il sistema fornisca energia. Per questo motivo, a differenza dell'approccio fotovoltaico tradizionale, non si può rinunciare ad un inseguitore solare.

Essendo il moto del sole apparente variabile nell'arco dell'anno, che questi piani necessitano di due tipi di movimento:

- moto giornaliero: corrisponde ad una rotazione sul suo asse baricentrico da est a ovest seguendo il cammino giornaliero apparente del sole nella sfera celeste.
- moto annuale: corrisponde ad una rotazione rispetto al piano orizzontale seguendo le elevazioni variabili del sole nell'arco dell'anno.

La precisione richiesta per il sistema di inseguimento è legata all'angolo di accettazione del sistema ottico di concentrazione. Quindi è bene che il tracker abbia una precisione angolare inferiore all'angolo di accettazione del sistema.

In Figura 1 si riportano come esempio le due tipologie di tracker più diffuse:

- tracker a vela, idoneo a grandi installazioni e quindi utilizzato principalmente per centrali;
- tracker integrato nel sistema, utilizzabile anche per installazioni su tetto o in piccole centrali distribuite sul territorio.

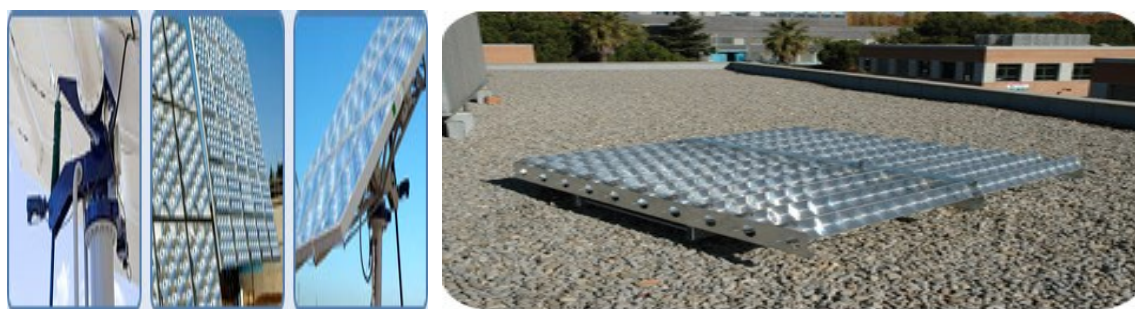


Figura 1: Tracker a vela della SolFocus (sx) e tracker integrato nel modulo della Sol3G (dx).

2.5.1 **Vantaggi e svantaggi del fotovoltaico a concentrazione**

Il fotovoltaico a concentrazione risulta allettante sotto vari punti di vista rispetto all'approccio classico; introduce altresì vari tipi di svantaggi e problematiche di cui è necessario tenere conto.

Analizziamo innanzitutto i vantaggi di questa nuova tecnologia partendo dalla riduzione dei costi legati alla riduzione del semiconduttore attivo. Il concentrare la luce sulla cella permette di ridurre le dimensioni di quest'ultima di un fattore pari a quello di concentrazione. Ad esempio se si considera che, nel caso del silicio piano, il costo di un impianto fotovoltaico è determinato per il 50% dal modulo fotovoltaico (30-35% dalle celle solari) è evidente come una riduzione dell'area di semiconduttore possa influire pesantemente sulla **riduzione di costi** del modulo finale. Inoltre, nei sistemi ad alta concentrazione, la notevole riduzione di area consente l'utilizzo di celle multi giunzione, implicando ovviamente **maggiore efficienza** del sistema rispetto ai pannelli piani-

Per quello che riguarda gli svantaggi di tale tecnologia, che la renda ancora non pronta per essere immessa in modo intensivo sul mercato, si possono citare:

- Necessità di utilizzo di un **sistema di puntamento molto preciso** (circa 0.1° per sistemi ad alta concentrazione – circa 1° per sistemi a bassa concentrazione). Una non corretta focalizzazione dello spot di radiazione solare sulla cella comporta un crollo dell'efficienza.
- Utilizzo di elementi ottici che inevitabilmente assorbono una parte della radiazione. Si tenga conto che le migliori lenti a concentrazione raggiungono efficienze ottiche del 85%

e che superfici riflettenti in Ag raggiungono valori di riflettanza speculare superiori al 95%.

- Il concentrare luce sulla cella pone il problema della dissipazione del calore sia per non danneggiare la cella, sia per evitare la caduta in efficienza della stessa. Si stima una perdita di efficienza dell'ordine di (0.05–1)% per °C per le celle a tripla giunzione e tre volte più grande per quelle in silicio [9], [10].
- Nell'approccio tradizionale il modulo fotovoltaico è colpito sia da luce diretta che da quella diffusa mentre un concentratore raccoglie esclusivamente quella diretta che rappresenta l'80% circa del totale. Un 20% della potenza solare viene quindi persa e di questo bisogna tenere conto nel confronto tra l'efficienza di un modulo piano con uno a concentrazione.

Principali installazioni

Come sopra evidenziato sviluppare un sistema CPV evidenzia problematiche ingegneristiche e tecniche molto rilevanti. A dimostrazione di questa complessità si osserva che solo una parte delle aziende che nel 2006 (o prima) si sono interessate al CPV sono oggi ancora attive nel settore. A maggior ragione, ancora meno sono quelle che oggi dispongono di un prodotto finito o almeno dimostrativo (non industrializzato). Alcune installazioni pilota, di cui diversi in Spagna [11], hanno permesso alle aziende di verificare la validità degli sforzi compiuti e, agli investitori, l'efficacia del CPV. La più importante tra queste ISFOC (presso Castilla La Mancha, SP) che sta promuovendo un confronto diretto tra diverse tecnologie che vede partecipare diverse aziende (Concentrix, Solfocus, Isofoton ed altri). Questa installazione da più di 800 kW sta ottenendo ottimi risultati [12], [13]. Nella tabella seguente sono elencate solo alcune delle più importanti installazioni per dimensione o per interesse scientifico e tecnologico (sono riportate le potenze in kW):

Tabella 1: Alcune delle più importanti installazioni per dimensione o per interesse scientifico e tecnologico

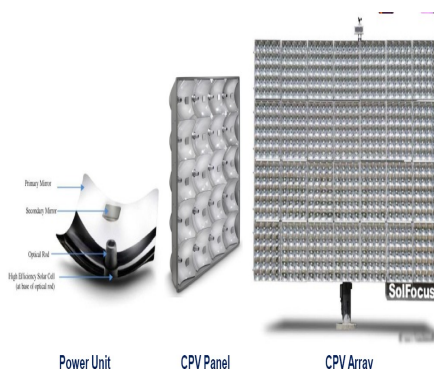
			Amoni x	Solfoc us	Sol3 G	Emco re	Solar Syste m	Isofo ton	Conc entri x	Ari ma EC O
Totale (kW)			22848	767,8	1400	1150	1130	700	617	300
Stato	Luogo	Anno								
Australia	White Cliffs Facility	1996					40			
USA	Prescott, Arizona	2003	140							
USA	Glendale, Arizona	2003	100							
USA	Tempe, Arizona	2003	125							
Australia	Umuwa, South Australia	2003					220			
USA	Tempe, Arizona	2004	145							
Australia	Nothern Territory	2005					720			
Spagna	Talayuela, Cáceres	2006	1000							
Spagna	Ecija, Seville	2006	1500							
USA	Paolo Alto, California	2007		180						
USA	Kailua-Kona, Hawaii	2007		2,4						
Spagna	Locra	2007							17	
Spagna	Mortalla, Murcia	2007	2000							
USA	Fremont, California	2008		7,4						
Spagna	Castilla La Mancha	2008		500	400	300		700	500	300
Spagna	Casquemada, Seville	2008							100	
Spagna	Flix, Tarragona	2008			800					
USA	Las Vegas, Nevada	2009	38	78						
Spagna	Santa Pola	2009			200					
Spagna	Villafranca Navarre	2009	7800							
Spagna	Extremadura, Ibahemando	2009				850				
Grecia	Isole	2009	10000							
Australia	NW Victoria	2010					150			

Segue la descrizione dei principali sistemi a concentrazione ad oggi sviluppati e in fase di test.

Tabella 1: Principali sistemi a concentrazione.



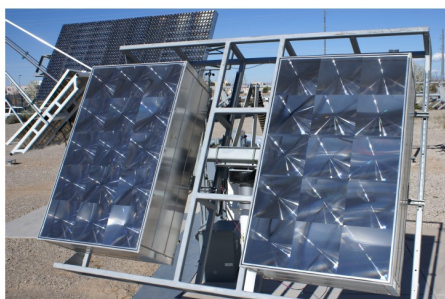
Amonix produce un sistema ad alta concentrazione (500 X) basato su lenti di Fresnel. Dopo aver sperimentato l'utilizzo di celle al silicio in media concentrazione (250 X) si sono avvicinati alla tecnologia multi giunzione, con concentrazioni superiori. Attualmente Amonix commercializza un modulo detto MegaModul montato su un tracker a vela a due assi.



Solfocus ha sviluppato un modulo basato su un sistema ottico di tipo Cassegrain. Le ottiche hanno dimensioni di circa 20 x 20 cm e focalizzano la radiazione su celle a tripla giunzione con fattore di concentrazione 500 x. I moduli sono montati su un tracker a due assi, con accuratezza 0.1 °, e l'efficienza di sistema misurata supera il 23% (Fonte 2009).



Il modulo Sol3G è basato su una lente di Fresnel ed un elemento secondario (prisma in vetro) che concentrano la radiazione 400 volte su celle tripla giunzione. La particolarità di questo sistema è il tracker, che risulta integrato nella struttura del modulo, ottenendo quindi un sistema molto compatto. L'efficienza del modulo si attesta attorno al 25%.



Il modulo Emcore raggiunge efficienze del 26%, concentrando con lenti Fresnel la radiazione 1060 volte su celle multi giunzione. Le celle sono prodotte dalla Emcore stessa, che assieme a Spectrolab e Azur sono leader mondiali per la produzione di celle multi giunzione.



Concentrix è uno spin-off tedesco del Frunhofer Institute che ha sviluppato uno dei primi moduli a concentrazione solare. Il modulo ha un housing completamente realizzato in vetro e le lenti di Fresnel sono realizzate in silicone e poi incollate sullo stesso. La concentrazione è 500X e l'efficienza raggiunta è del 25%.



Arima ECO produce un modulo a concentrazione basato su lenti di Fresnel in PMMA e secondari in alluminio (coni). L'efficienza del modulo si aggira attorno al 22%.

Come si evidenzia dall'analisi dello stato dell'arte dei sistemi con maggiori installazioni, si osserva come i sistemi più diffusi siano quelli point focus ad alta concentrazione. Inoltre, il sistema ottico più utilizzato è basato su lenti di Fresnel.

3.3 Celle solari per applicazioni in concentrazione

Le celle solari utilizzate per applicazioni in concentrazione sono essenzialmente di due tipologie:

- celle in silicio monocristallino;
- celle a multigiunzione (doppia o tripla giunzione), che sono costituite da materiali appartenenti ai gruppi III-V.

Le celle al silicio vengono tipicamente impiegati in sistemi a bassa o media concentrazione (fino circa a 200 X), invece la celle multigiunzione sono utilizzate sono in sistemi ad alta concentrazione, in quanto il loro costo non permette che siano convenienti per concentrazioni inferiori a 500 X.

In questo lavoro di tesi è studiata l'ottimizzazione di ricevitori basati sia su celle al silicio si su celle multi giunzione (doppia e tripla).

L'effetto fotovoltaico

L'effetto fotovoltaico, schematizzato in Figura 1, si verifica quando la giunzione p-n di un semiconduttore viene colpita da fotoni con energia $h\nu$ sufficiente a formare una coppia elettrone-lacuna. Queste cariche in eccesso vengono accelerate dal campo elettrico E della giunzione, l'elettrone verso la regione n e la lacuna verso quella p. L'allontanamento delle due cariche porta alla formazione del campo elettrico E_0 che si oppone all'azione del campo E .

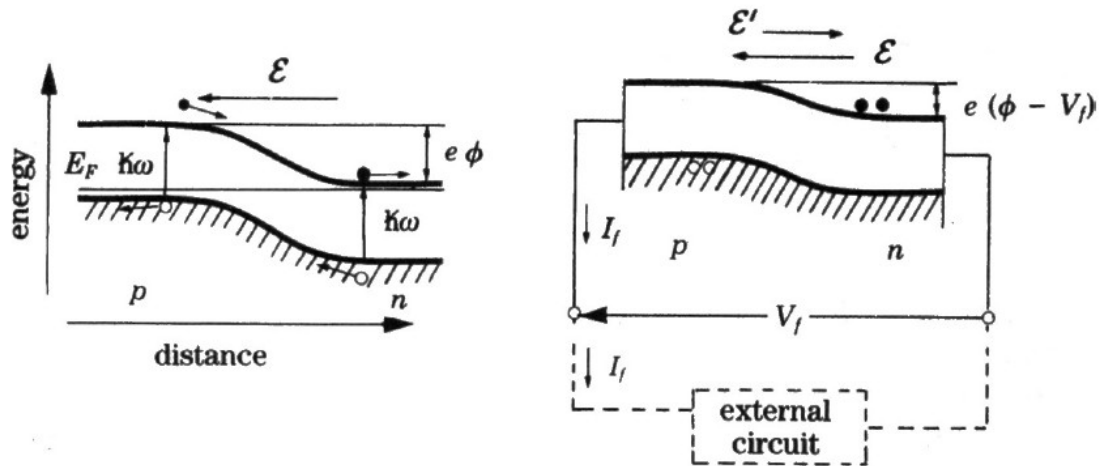


Figura 1: Schematizzazione del comportamento della coppia elettrone lacuna che si forma per effetto fotovoltaico [14].

Come risultato si ha che ai terminali del semiconduttore si riduce la differenza di potenziale di una quantità V_f e compare una corrente $I_f = 2\eta e P$ uscente dalla regione p ed entrante in quella n con η efficienza quantica del semiconduttore e P flusso della radiazione incidente. Ignorando la presenza di resistenze parassite in serie e parallelo, di cui si terrà conto più avanti, si trova

$$I = I_f - I_d = I_f - I_0 \exp(V_f/kT) - 1$$

da cui

$$V_f = kT \log(I_0 + I_f - I_0)$$

dove la corrente I_0 è quella di ricombinazione, propria delle giunzioni p-n.

L'energia minima $h\nu = hc/\lambda$ che un fotone deve avere per produrre una coppia elettrone-lacuna

equivale all'energia di interbanda $e\Phi \approx E_{bg}$. Il limite superiore per la lunghezza d'onda è quindi dato da

$$\lambda = hc/E_{bg} = 1243 \text{ nm} / E_{bg} \text{ (V)}$$

L'efficienza è massima per energia $h\nu \approx E_{bg}$ ma diminuisce per $h\nu \gg E_{bg}$ in quanto l'energia $\Delta E =$

$h\nu - E_{bg}$ viene ceduta agli elettroni come energia cinetica che viene a sua volta ceduta al reticolo cristallino eccitando stati vibrazionali dello stesso e quindi provocando il riscaldamento del semiconduttore [14].

Il circuito equivalente di una cella solare è riportato in Figura 1 dove sono riportate le resistenze serie e parallelo. La resistenza in parallelo R_p deriva dal fatto che non tutti i portatori giungono ai contatti, ma una parte di essi viene persa causando una riduzione della corrente in uscita di una quantità $I_p = V_f/R_p$. La resistenza in serie R_s deriva dal fatto che i portatori di carica, prima di venire raccolti in corrispondenza delle metallizzazioni, attraversano una parte del semiconduttore con la conseguente caduta di potenziale $V_f - V = IR_s$.

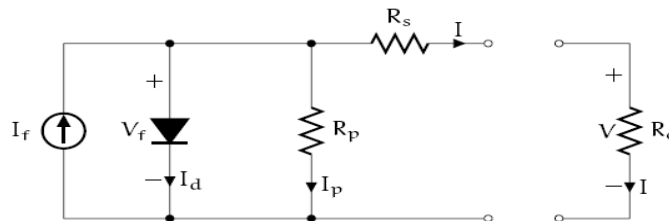


Figura 1.4: Circuito equivalente di una cella solare.

Figura 1: Circuito equivalente di una cella solare.

Si possono allora calcolare la tensione ai capi del carico R_c e la corrente che lo attraversa:

$$V = V_f - IR_s$$

$$I = I_f - I_d - I_p = I_f - I_0 \exp\left(\frac{V_f}{kT} - 1\right) - \frac{V_f}{R_p}$$

La determinazione dei parametri quali V_f , I_f e le resistenze serie e parallelo è abbastanza laboriosa e si rimanda alla bibliografia per una trattazione completa (si veda [15]).

Curva I-V e punto di potenza massima

È interessa studiare l'andamento di corrente e potenza rispetto alla tensione ai capi della cella per capire quale sia la configurazione che permette di sfruttare il potenziale dei dispositivi a propria disposizione.

Nel grafico in Figura 1 è riportata il tipico comportamento elettrico di una cella solare.

La dipendenza della corrente dalla tensione si indica solitamente con “**curva I-V**”. Si può notare che la massima potenza prodotta dalla cella si ottiene in un punto ben preciso chiamato **punto di potenza massima o MPP** (Maximum Power Point) a cui corrisponde una potenza P_{max} .

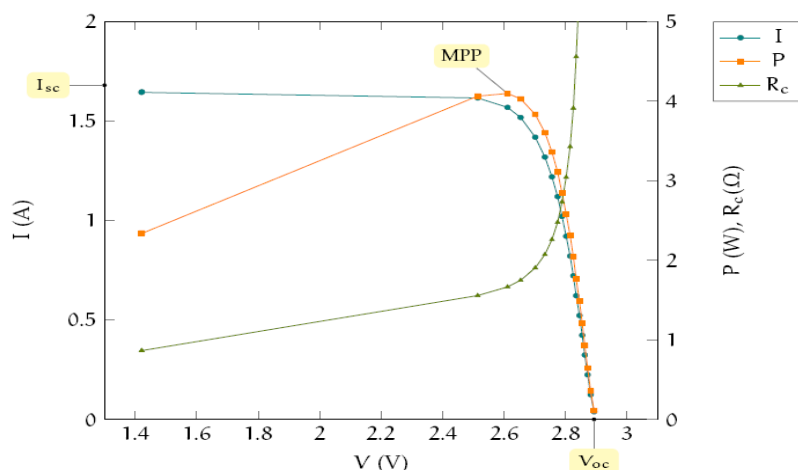


Figura 1.5: Comportamento di una cella al variare della tensione: curva I-V, potenza P e resistenza di carico R_c applicata ai terminali. Sono indicati il punto di massimo, la corrente di corto circuito e la tensione a circuito aperto.

Figura 1: Comportamento di una cella al variare della tensione: curva I-V (curva blu), potenza P (curva arancione) e resistenza di carico R_c applicata ai terminali (curva verde). Sono indicati il punto di massimo, la corrente di corto circuito e la tensione a circuito aperto.

La caratterizzazione di una cella solare si basa su parametri quali:

- **corrente di corto circuito:** indicata con I_{sc} ed è la corrente attraversata da un carico $R_c = 0$;
- **tensione a circuito aperto:** ovvero la tensione che si misura ai capi della cella quando la resistenza di carico è infinita;
- **punto di massimo** e in particolare la corrente I_{mp} e la tensione V_{mp} in corrispondenza del MPP;
- **fattore di forma (fill factor)** è definito come

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

ed è espresso solitamente in percentuale. È utile per stimare la potenza massima ottenibile da una cella partendo dai valori I_{sc} e V_{oc} misurabili velocemente con un tester;

Questi parametri variano con la temperatura o la potenza di irraggiamento e vengono solitamente espressi per $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ e $P = 850 \text{ W/m}^2$.

La temperatura non ha un effetto significativo sul valore della corrente di corto circuito; al contrario, esiste una relazione di proporzionalità tra questa e la tensione a vuoto, diminuendo la tensione al crescere della temperatura (Figura 1).

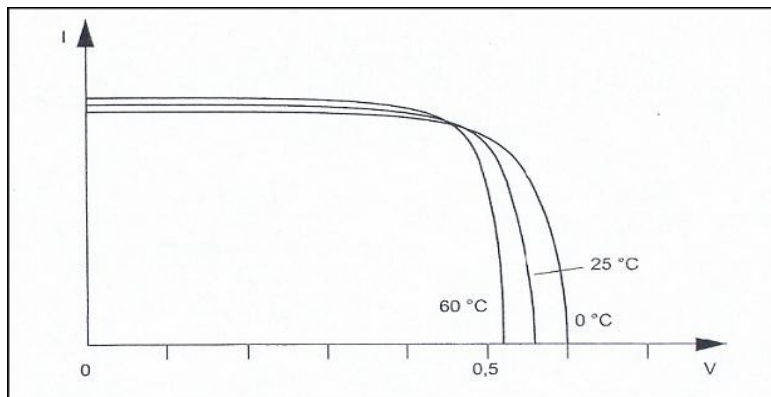


Figura 1: Andamento della caratteristica in funzione della temperatura.

L'intensità della radiazione solare non ha un effetto significativo sul valore della tensione a vuoto; viceversa l'intensità della corrente di corto circuito varia in modo proporzionale al variare dell'intensità dell'irraggiamento, crescendo al crescere di questo (Figura 1).

L'area della cella non ha alcun effetto sul valore della tensione; viceversa esiste una diretta proporzionalità tra questa e la corrente disponibile. In condizioni di corto circuito o di circuito aperto, la potenza erogata dalla cella solare sarà nulla. Infatti, per erogare dalla cella solare la massima potenza è necessario porre in parallelo alla stessa una resistenza di carico (pari alla resistenza interna della cella). Questo processo si chiama: adattamento in potenza.

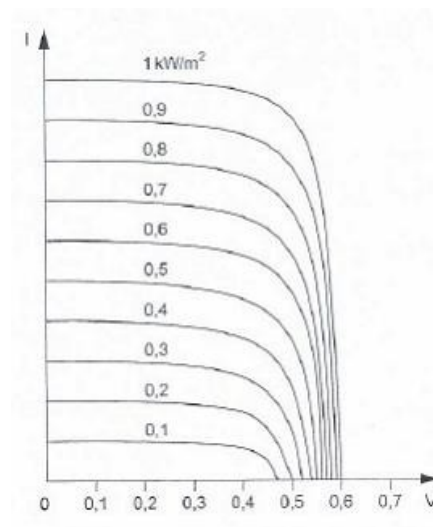
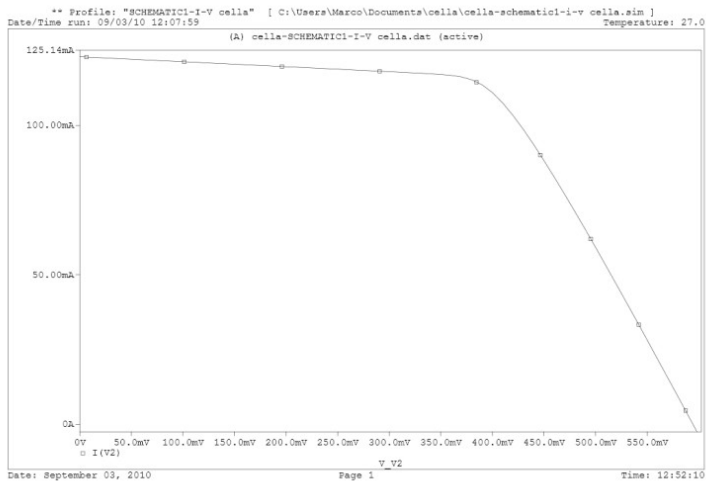
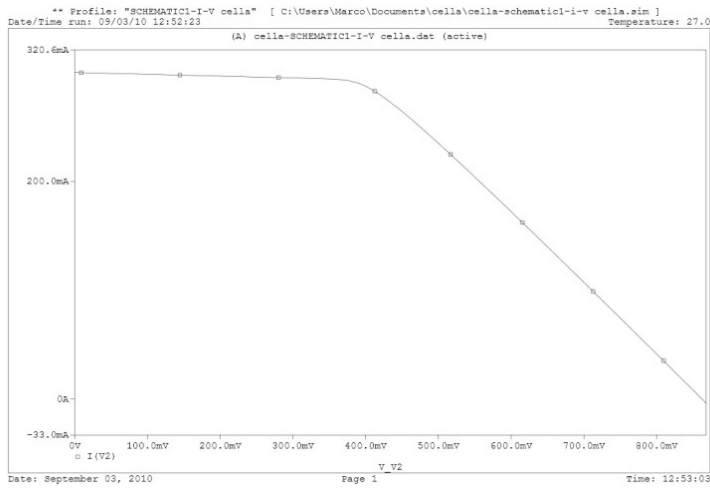


Figura 1: Andamento della caratteristica in funzione dell'intensità della radiazione solare.

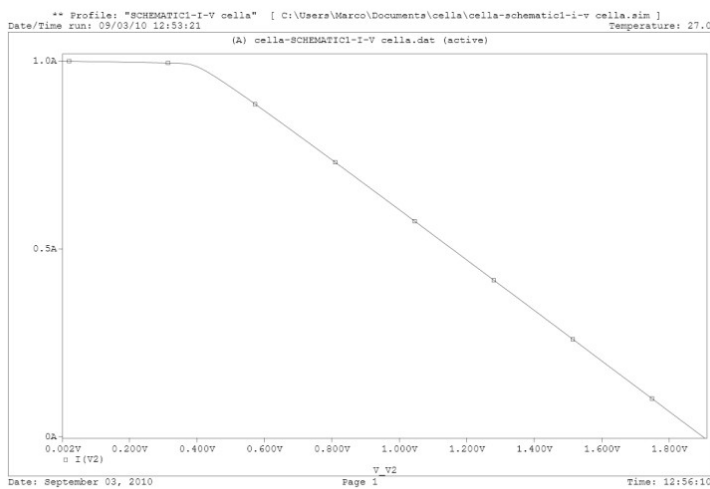
Per comprendere il comportamento di una cella in concentrazione è stato studiato come l'effetto della concentrazione influisce sulla curva I-V, partendo dal modello elettrico della cella fotovoltaica. Su simulatore circuitale, si è disegnato il circuito equivalente della cella indicato in Figura 1, in modo che la simulazione ricalcasse quanto più possibile la curva I-V di una cella misurata, ed a quel punto si è visto come variavano i parametri elettrici al variare della corrente imposta dal generatore di corrente. I risultati delle simulazioni sono indicati di seguito:



Curva I-V con $I_{cc}=0.123A$



Curva I-V con $I_{cc}=0.3A$



Curva I-V con $I_{cc}=1A$

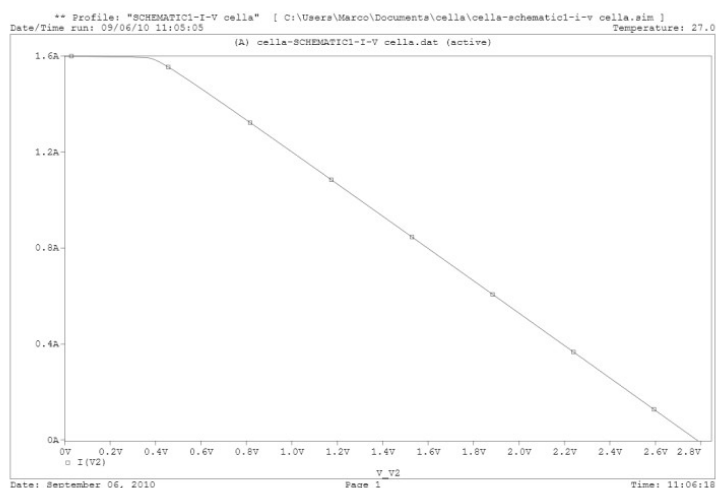
Curva I-V con $I_{cc}=1,6A$

Figura 1: Curve I-V da simulazioni del comportamento celle in concentrazione.

Da queste simulazioni si vede come il comportamento della concentrazione incrementi la potenza in uscita, ma la curva si allarga dando quindi un fill factor più basso. In Tabella 1 seguente sono riassunti i dati delle simulazioni, dalle quali si vede che aumentando la corrente in uscita da 123mA a 1,6A il fill factor diminuisca da 60,3% a 29,3%.

Tabella 1: Risultati simulazioni del comportamento celle in concentrazione.

I_{cc} [A]	V_{oc} [V]	I_m [A]	V_m [V]	P_m [W]	FF [%]
1,600	2,782	0,934	1,397	1,305	29,3
1,000	1,900	0,618	0,979	0,605	31,8
0,300	0,827	0,259	0,456	0,119	47,6
0,123	0,595	0,111	0,400	0,044	60,7

2.5.2 Celle al Silicio

Le celle in silicio monocristallino sono le prime celle ad essere state usate in maniera intensiva: inizialmente nei satelliti negli anni settanta e poi per uso terrestre negli anni ottanta. Nella produzione su larga scala di moduli fotovoltaici ad uso terrestre si impiega il silicio per via del miglior rapporto efficienza/costo rispetto alle altre soluzioni.

La giunzione p-n del silicio è caratterizzata da un bandgap di 1.1 eV e quindi la produzione di una coppia elettrone-lacuna richiede un fotone con lunghezza d'onda massima $\lambda_{Si} = 1130$ nm che si trova nel vicino infrarosso. La luce assorbita da queste celle è nell'intervallo 350–1100 nm

(Figura 1) ma l'efficienza di conversione dell'energia solare in corrente elettrica si riduce progressivamente passando dall'infrarosso al visibile, come osservabile dal grafico dell'efficienza quantica esterna delle celle Narec (Figura 1).

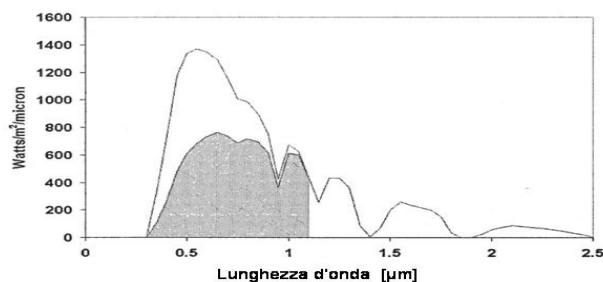


Figura 1: Spettro solare e banda di assorbimento relativa ad una cella in silicio (in grigio).

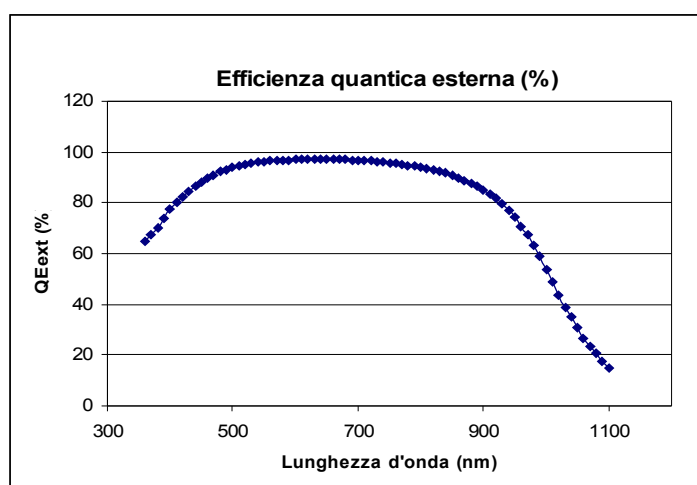


Figura 1: Efficienza quantica esterna cella al silicio cristallino Narec..

Le celle al silicio più diffuse sono tipicamente realizzate drogando il cristallo con boro e il fosforo e hanno spessori di circa 0.3 mm. Lo strato N della giunzione è rivolto verso la superficie esposta alla luce al fine di permettere la cattura degli elettroni dai contatti superiori. I **contatti elettrici** vengono applicati al semiconduttore mediante un sistema serigrafico e consentono di captare il maggior flusso elettrico possibile e convogliarlo all'esterno. I contatti, che tipicamente sono in argento o in alluminio, sono realizzati in modo differente nella parte superiore e in quella inferiore della cella. Sono costituiti infatti da una superficie continua nella parte inferiore e da una griglia in quella superiore, che permette un maggiore assorbimento della luce da parte del semiconduttore. Una soluzione alternativa alla serigrafia è la tecnologia LGBG (tecnologia al

laser a contatti sepolti) per mezzo della quale i contatti superiori vengono realizzati in parte sommersi nel silicio in modo da aumentare l'area esposta al sole (come mostrato in Figura 1). 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.

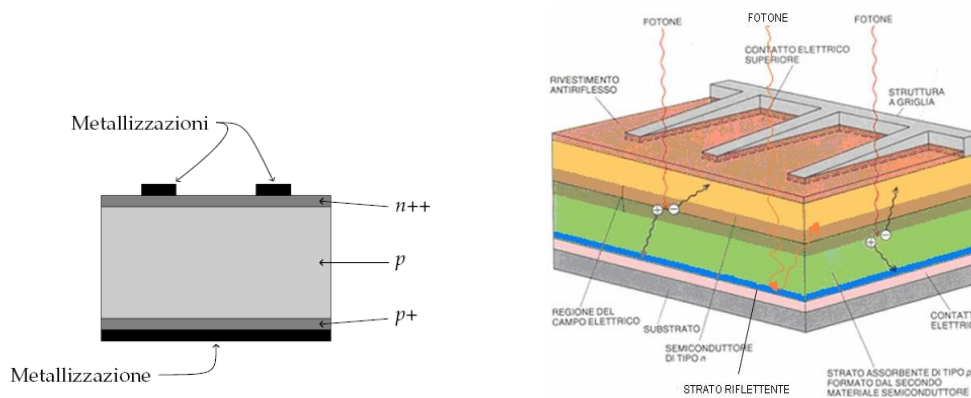


Figura 1.6: Sezione di una cella in silicio.

Figura 1: Schematico della struttura di una cella solare.

La cella viene rivestita con uno **strato antiriflesso** molto sottile, tipicamente in ossido di titanio, che ha lo scopo di minimizzare la componente di radiazione solare riflessa. In alcuni casi la superficie superiore della cella viene sagomata a forma di minuscole piramidi: tale trattamento che prende il nome di **texturizzazione** e viene realizzato al fine di aumentare la superficie utile atta alla raccolta della radiazione.

Di norma, inoltre, prima del contatto inferiore si pone uno **strato riflettente** quale ha lo scopo di ri-convogliare i fotoni che hanno attraversato l'intera cella al suo interno in modo tale che possano essere assorbiti.

Esistono essenzialmente 3 tipologie di celle al silicio, monocristalline, policristalline e amorphe, che si differenziano per costo, efficienza e resistenza termica.

Per la produzione di **celle monocristalline** si utilizza il metodo Czochralski, basato sulla cristallizzazione di un "seme" di materiale puro, che viene immerso nel silicio liquido e quindi estratto e raffreddato lentamente. A seguito del raffreddamento si ottiene un "lingotto" di monocristallo di forma cilindrica, da 13 a 30 cm di diametro e 200 cm di lunghezza. Queste barre devono essere poi tagliate a fette (wafer) con spessori molto ridotti, dell'ordine di qualche centinaio di μm , per far ciò si utilizzano seghe a filo ad alta precisione, che vengono anche utilizzate per realizzare celle di differenti forme e dimensioni adatte alle differenti applicazioni.

Celle più economiche di quelle in silicio monocristallino si possono ottenere impiegando processi produttivi meno costosi. Tra gli altri si possono mettere in evidenza i seguenti materiali:

- silicio policristallino costituito da un insieme di cristalli di silicio, è meno efficiente e resistente nel tempo rispetto a quello monocristallino;
- silicio amorfo ottenuto vaporizzando il silicio che viene così depositato sulla superficie desiderata. È caratterizzato da un'energy gap di 1.7 eV e quindi non è sensibile alla luce infrarossa, ma è più efficiente nel visibile. L'efficienza complessiva è comunque minore di quella del silicio monocristallino.

Le celle utilizzate per applicazione in sistemi a concentrazione sono quelle monocristalline, in quanto presentano un'efficienza maggiore e una migliore resistenza termica rispetto alle altre tipologie.

Le celle al silicio amorfo hanno un'efficienza che non supera il 13%, quelle policristalline raggiungono valori fino al 18%. Le celle monocristalline, invece, hanno efficienze che variano tra il 16 e il 22%, e per questo vengono utilizzate in sistemi a concentrazione, oltre al fatto che sono più resistenti dal punto di vista termico rispetto a quelle policristalline ed amorfe.

Celle multigiunzione

Dagli anni 90 si è incominciato a studiare nuovi materiali per la realizzazione di celle fotovoltaiche a più alta efficienza rispetto alle celle basate su silicio. Le prime ad essere realizzate sono state quelle all'Arseniuro di Gallio (GaAs) che raggiungono efficienze del 27%, grazie alla loro ampia banda di assorbimento e buona capacità di conversione. In particolare grazie ai loro rendimenti, consentono di realizzare pannelli solari di dimensioni più contenute, rispetto alle altre tecnologie, con evidenti risparmi in termini di masse e volumi (ricordiamo che una cella al GaAs pesa anche 2 volte di più rispetto ad una in silicio). Tali celle hanno inoltre un'ottima resistenza all'irraggiamento da radiazione e agli shock termici, per questo hanno trovato applicazione iniziale in campo spaziale. Per applicazioni terrestri non sono ancora molto diffuse a causa dei costi ancora elevati.

Tali celle vengono anche dette celle III-V in quanto, a differenza di quelle al silicio, sono realizzate con elementi dei gruppi III e V della tavola periodica. Per questo motivo sono anche molte volte assimilate, dal punto di vista strutturale, alle sorgenti LED (Light Emitting Diodes).

Un passo successivo per l'incremento dell'efficienza della cella è stato lo sviluppo di celle multigiunzione. L'idea che sta alla base delle celle multigiunzione è quella di predisporre diverse giunzioni che interagiscano ognuna con una precisa porzione di spettro.

Nelle celle multigiunzione monolitiche, le diverse giunzioni vengono prodotte sovrapponendole una sopra l'altra componendo una struttura a strati monolitica, come dice il nome stesso. La cella multigiunzione monolitica può essere rappresentata come diverse sub celle collegate in serie, sovrapposte verticalmente una sull'altra, ognuna con le proprie caratteristiche elettriche. La sub-cella con il gap di banda più elevato viene posta al di sopra di tutte le altre: essa infatti, interagendo soltanto con i fotoni più energetici, risulta trasparente rispetto ai fotoni a più bassa

energia che quindi potranno interagire con gli strati più profondi. Al contrario, la cella con il gap più basso viene messa sotto tutte le altre e raccoglierà i fotoni che non sono stati assorbiti dagli strati sovrastanti.

La tecnologia attuale prevede la fraposizione tra le diverse giunzioni attive di diodi tunnel. Il **diodo tunnel** deve possedere caratteristiche tali da permettere il passaggio di portatori con una caduta in tensione non confrontabile con la caduta del diodo rappresentato dalle giunzioni destinate alla fotogenerazione. Come si può osservare in Figura 1, nel range di applicazione specifica, il diodo tunnel ha caratteristiche elettriche che possono essere approssimate a quelle di una resistenza. È indubbio che avere un buon diodo tunnel è di fondamentale importanza, ed è altrettanto vero che rappresenta uno degli aspetti critici della struttura sia per la sua realizzazione che per la complessità progettuale e teorica. L'effetto di un cattivo diodo tunnel è solitamente paragonabile ad un'alta resistenza serie, può anche accadere che la corrente superi il valore massimo e il diodo perde il comportamento resistivo (Figura 1, Regione di resistività negativa).

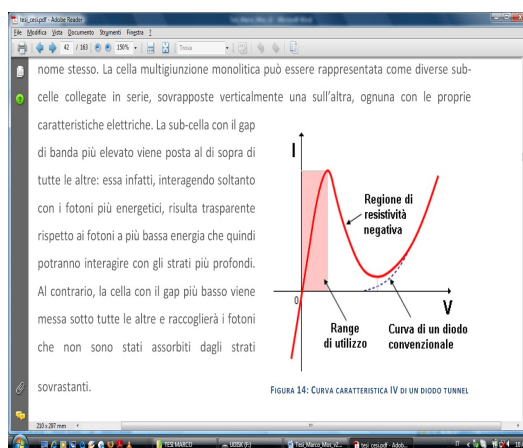


Figura 1: Curva caratteristica di un diodo tunnel

Maggiore è il numero di giunzioni, maggiore è la possibilità di ottimizzare ogni singola giunzione su settori dello spettro più stretti, maggiore è l'efficienza. In Figura 1 è riportata la massima efficienza teorica calcolata in funzione al numero di giunzioni:

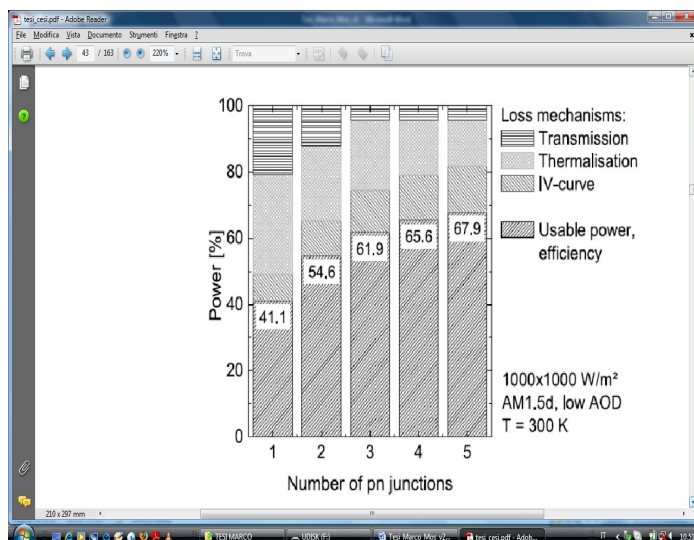


Figura 1: Efficienza massima teorica ottenibile in funzione del numero di giunzioni [16].

Ad oggi le celle più diffuse sono a doppia (DJ) e tripla giunzione (TJ). Le celle a doppia giunzione sono tipicamente costituite dalle due giunzioni GaInP/GaAs e raggiungono efficienze fino al 30% [17], [18]. Le celle a tripla giunzione sono invece costituite da GaInP/InGaAs/Ge (Figura 1) e i valori di efficienza tra 39-40% ormai vengono riferiti da più produttori [19], [20], [21].

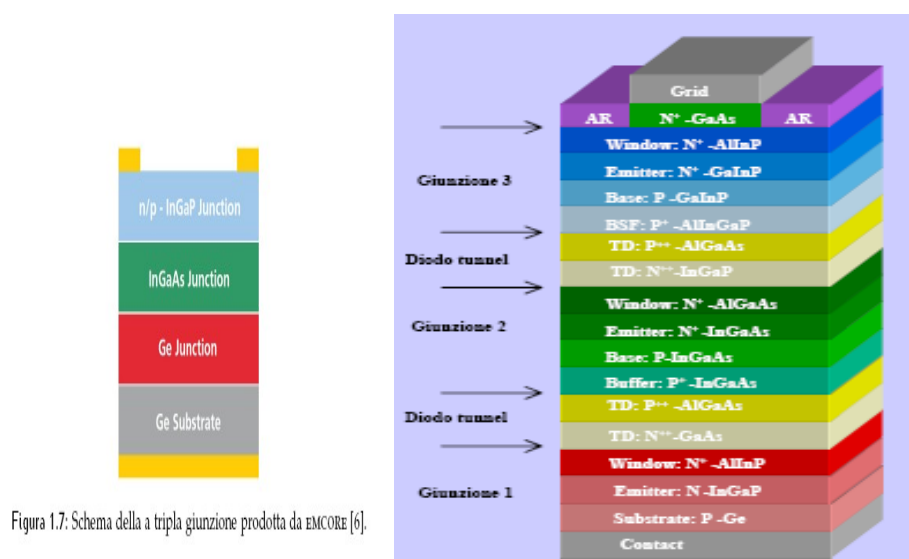


Figura 1.7: Schema della a tripla giunzione prodotta da EMCORE [6].

Figura 1: Schema tipico di celle a tripla giunzione [Fonte CESI].

Una panoramica sulle tipologie di celle solari e i più importanti risultati in termini di efficienza è riportata in Figura 1 nella pagina successiva dove è raccolto un sunto storico dal 1975 al 2008.

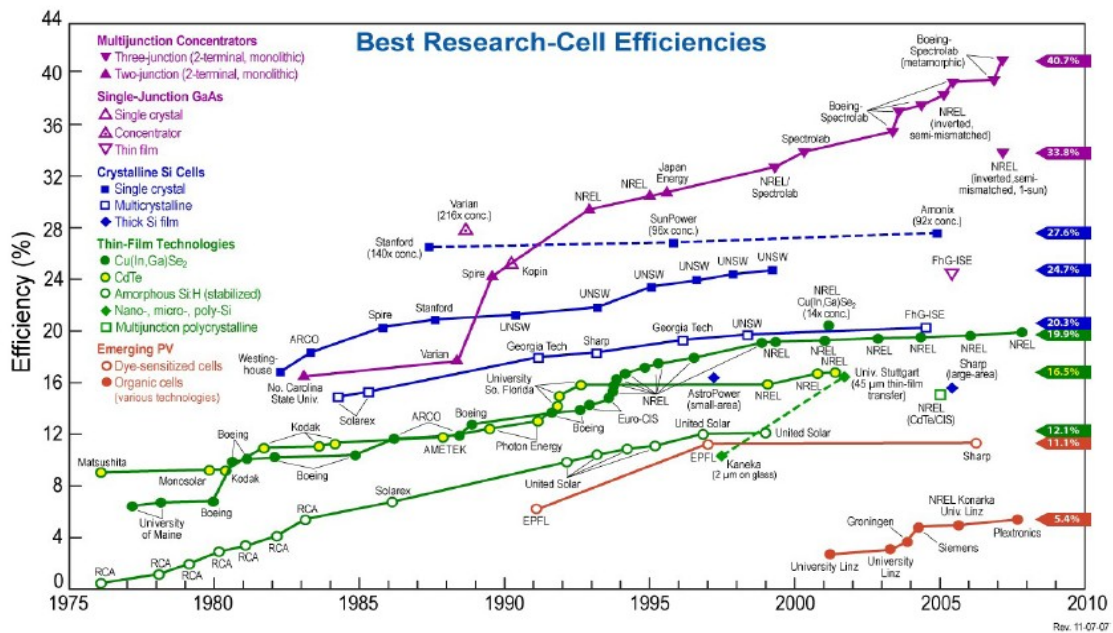


Figura 1.11: È rappresentata una cronologia dell'efficienza ottenuta con varie tecnologie fotovoltaiche. I valori più alti sono registrati per le celle a multi giunzione associate a sistemi di concentrazione [14].

Figura 1: Efficienza di varie tipologia di celle solari [22].

La struttura di una tipica cella a tripla giunzione è mostrata in Figura 1. Le percentuali relative di indio e gallio nelle due giunzioni superiori assicurano il matching dei reticoli con il cristallo di germanio. Ogni giunzione è caratterizzata da una diversa energia di interbanda e quindi risulta sensibile a un particolare intervallo di lunghezze d'onda della luce. Partendo dal basso si trova la giunzione in germanio caratterizzata Germanio da un bandgap di 0.67 eV a cui corrisponde una lunghezza d'onda massima della luce $\lambda_{Ge} = 1855 \text{ nm}$, propria del lontano infrarosso[14]. La giunzione intermedia è del tipo GaInAs ed è caratterizzata da $E_{bg} = 1.4 \text{ eV}$ da cui segue $\lambda_{InGaAs} = 888 \text{ nm}$, lunghezza d'onda nell'infrarosso, ma più vicina al visibile [23].

La terza è composta di GaInP con un'energia di interbanda di InGaP 1.9 eV da cui si calcola $\lambda_{InGaP} = 654 \text{ nm}$ che rientra nella parte visibile dello spettro[23].

La disposizione delle tre giunzioni non è casuale, quella superiore di InGaP assorbe la luce con lunghezza d'onda tra circa 300nm e 650nm e lascia passare la luce a cui sono sensibili le altre due giunzioni. La giunzione di InGaAs assorbe la luce con λ tra 600nm e 890nm e lascia passare quella con lunghezza d'onda nell'intervallo (850–1800) nm assorbita dalla giunzione in germanio.

In Figura 1 si riporta un tipico spettro di efficienza quantica di celle a tripla giunzione.

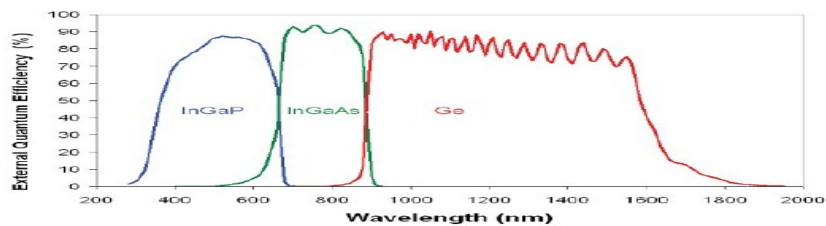


Figura 1.8: Efficienza quantica delle celle a tripla giunzione [6].

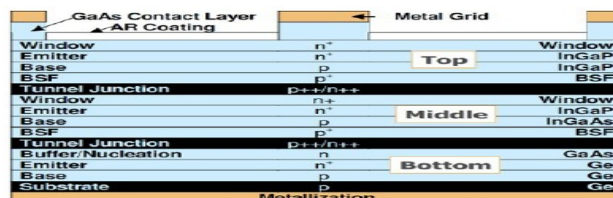


Figura 1.9: Cella a tripla giunzione metamorfica: si può vedere il buffer di raccordo tra il reticolo di germanio e quello di InGaAs [7].

Figura 1: Efficienza quantica delle celle a tripla giunzione.

I **contatti** sono realizzati a forma di griglia nella parte superiore e a “placca” in quella inferiore, e sono ottenuti mediante dei diodi monolitici.

Il **substrato** su cui poggia l’ultima giunzione, di norma costituita dal germanio, è realizzato in Ge drogato-p, il quale facilita il passaggio degli elettroni prima del contatto inferiore.

Un sottile strato di ZnS viene realizzato sopra la cella, lasciando liberi i contatti, al fine di proteggerla, ma allo stesso tempo di svolgere una **funzione di antiriflesso**. Questo strato, infatti, per le sue elevate caratteristiche antiriflesso, viene denominato AR o ARC (*Anti Reflective Coating*).

Infine è necessario sottolineare gli aspetti relativi ai costi di tale tecnologia. Il prezzo del silicio cristallino è di circa 180 \$/m² mentre quello delle celle a tripla giunzione, utilizzate per questo prototipo, di 60 000 \$/m². Il costo del silicio usato per un modulo tradizionale eguaglia il costo delle celle a tripla giunzione usato in un sistema a concentrazione se $C = 60000/180 = 333$. Da qui il motivo per cui le celle multi giunzione risultano convenienti e vengono utilizzate sono per sistemi con fattori di concentrazione superiori a 500X.

4 Tecnologia Chip on Board

La tecnologia Chip On Board (COB), prevede il montaggio di componenti elettronici in forma di die direttamente sul circuito stampato. Il COB [24][25] è il risultato di una continua evoluzione delle tecnologie per il montaggio di componenti tutt'ora in uso, come:

- pin-in-hole in cui i componenti possiedono piedini metallici che vengono inseriti in fori passanti del circuito stampato e vengono successivamente saldati.
- SMT (Surface Mounted Technology) che prevede la saldatura dei componenti direttamente sulle piazzole della PCB (Printed Circuit Board)
- BGA (Ball Grid Array) nella quale i piedini dei componenti sono sostituiti da pad poste sulla superficie inferiore del package e connesse alla PCB mediante microsfere.

Nel settore dei sistemi fotovoltaici a concentrazione il COB è la tecnologia più idonea e diffusa per il montaggio di celle fotovoltaiche su ricevitori solari, per i seguenti motivi:

- accuratezza di posizionamento (5 microns);
- diretto contatto del die al sottostrato, garantendo un miglior smaltimento del calore;
- possibilità di creare anche matrici di celle, necessarie per sistemi dense array;
- possibilità di prelavare le celle direttamente da blue foil.

Gli step fondamentali del processo di Chip on Board, utilizzati in questa tesi per la realizzazione di ricevitori solari sono:

- **Die Attach** per il posizionamento del chip:
 - deposizione del punto colla,
 - pick&place del componente,
 - curing della colla.
- **Wire Bonding** per i collegamenti elettrici:
 - creazione delle connessioni tra chip e PCB.

I ricevitori realizzati nell'ambito di questa tesi sono stati implementati presso la linea di packaging in CRP, riportata in Figura 2 .



Figura 2: linea COB e SMT presso i laboratori CRP

4.1 Die Attach

Nell'ambito della tecnologia COB, il processo denominato Die Attach si occupa del fissaggio del chip semiconduttore, sottoforma di die, al sottostrato ed è totalmente automatizzato in tutte le sue fasi. La scheda sulla quale vanno montati i chip viene posizionata e fissata, mediante vuoto, nell'apposita Die Bonder (Figura 2). Il posizionamento viene eseguito in maniera automatica via software come anche l'allineamento dei tools per gli step successivi, in quanto la macchina è dotata di una telecamera in grado di rilevare i riferimenti presenti sulla board ed in funzione di questi regola il posizionamento dei tools.



Figura 2 Die Bonder Datacon presso i laboratori CRP.

I passi che si seguono nel processo sono i seguenti:

1. **Stamping**

Lo stamping prevede che il collante, venga prelevato attraverso dei tools appropriati i quali possono essere in gomma oppure in acciaio e successivamente rilasciata sulla piazzola attraverso una vera e propria timbratura. A seconda di come sono fatti i tools, si possono generare diverse forme del punto colla: a matrice puntiforme, a croce, rettangolari, a stella ecc. La scelta del tipo di forma è dipendente dalle necessità applicative. I tool in gomma sono spesso utilizzati qualora si voglia incollare die di piccole dimensioni mentre quelli in acciaio per die di medio-grandi dimensioni.



(a) Tool in gomma



(b) Tool in acciaio

Figura 2: Alcuni esempi di tool per stamping.

2. **Pick&Place**

La fase successiva allo stamping della pasta saldante è la fase di Pick&Place, ossia il prelevamento del componente dal Blue Foil ed il suo successivo piazzamento sopra il punto colla.

I blue-foil devono essere montati manualmente in appositi alloggi, frame, che poi automaticamente si posizionano nel punto in cui avverrà il pick-up del componente. Il pick-up del componente dal blue-foil avviene in maniera automatica attraverso degli appositi tools, scelti in base alle dimensioni e alla forma del die da prelevare. La procedura di pick-up del componente è guidata da una telecamera, la quale ha il compito di riconoscere i chip sul blue-foil. Il tool si posiziona in corrispondenza del die rilevato ad un'altezza radente impostata via software, a questo punto si crea il vuoto ed il chip viene prelevato restando attaccato alla punta del tool. Una volta avvenuto il pick-up del componente si passa alla fase di place. Il tool si porta in corrispondenza del punto colla e rilascia il componente esercitando una pressione su di esso.

3. **Curing**

Una volta piazzato il componente si ha la necessità di far reticolare il collante in modo da ancorare definitivamente il chip alla board. Il curing avviene sottoponendo l'intera board ad una temperatura elevata o ad un profilo di temperatura per un certo tempo, entrambi questi parametri sono stabiliti nei datasheet poiché dipendono dalle caratteristiche del collante che si utilizza. Tipicamente la maggior parte delle resine epossidiche adesive vengono fatte reticolare in forno per circa 15 minuti a 150°C, invece le paste saldanti hanno tipicamente un profilo di temperatura che raggiunge picchi di 250°C.

Materiali per il die attach

Si distinguono due tipologie di Die Attach: Adhesive Die Attach e Eutectic Die Attach. La differenza sostanziale tra le due procedure risiede nel materiale impiegato come collante. In entrambi i casi è importante, a seconda delle esigenze, che i materiali utilizzati garantiscano le seguenti proprietà:

- la non trasmissione di sforzi distruttivi al chip;
- buon contatto ed adesione tra il chip e il materiale di substrato;
- resistenza agli estremi di temperatura senza degrado;
- buona conducibilità termica per rimuovere il calore generato nel chip;
- buona conducibilità elettrica o buona capacità di isolamento elettrico a seconda dell'applicazione specifica.

Fanno parte dei materiali per **Adhesive Die Attach**: resine epossidiche adesive, paste saldanti, e materiali vetrosi con elevato contenuto di argento.

Le **resine epossidiche adesive** [26], sono costituite da una miscela di particelle metalliche, tipicamente d'argento, disperse in una resina epossidica adesiva. Le particelle metalliche hanno diametri tipici di qualche decina di μm e, una volta fatto il curing della resina, garantiscono una buona conducibilità elettrica; la resina epossidica funge da collante che garantisce adesione e coesione di tutte le parti. Esistono sul mercato differenti tipologie di resine, la proprietà che più le differenzia è la conducibilità termica. Resine "normali" hanno conducibilità termica di qualche W/mK, invece i prodotti ad alta conducibilità raggiungono i 30 – 40W/mK.

Le **paste saldanti** sono tipicamente costituite da leghe aventi una gran percentuale di stagno ed altri materiali. La peculiarità di questo materiale è l'elevata temperatura di fusione la quale viene raggiunta solo nel momento del curing della pasta. Essendo però una lega metallica si presenta un problema di difficile soluzione ovvero l'ossidazione dei contatti. Le paste saldanti sono ampiamente diffuse per il montaggio dei componenti SMD, ma meno utilizzate nel COB.

I **materiali vetrosi ad alto contenuto d'argento** sono utilizzati principalmente quando si vuole costituire un package di tipo ermetico con caratteristiche di tipo ceramico o vetroso. Tale materiali essendo costituiti da una matrice vetrosa caricata in maniera significativa di particelle di argento ha una notevole capacità nel trasferire corrente e temperatura.

Nel processo di **Eutectic Die-Attach** il materiale che permette la saldatura è già presente, sottoforma di layer, nella parte inferiore del die. La saldatura eutettica ha il vantaggio di garantire una tenuta ermetica del package che si costituisce. Caratteristica principale di questo metodo di incollaggio è che la saldatura è ottenuta mediante la diffusione del materiale eutettico attraverso la superficie in oro del pad e la superficie del semiconduttore del chip il quale è riscaldato e tenuto in stretto contatto al momento dell'incollaggio.

In questo lavoro di tesi sono utilizzate è utilizzato resine epossidiche adesive per l'incollaggio delle celle al sottostrato tramite processo di adhesive die attach. Tali materiali hanno garantito una buona adesione al sottostato ed al contempo un buona dissipazione termica.

4.2 Wire bonding

Il processo di Wire Bonding può essere sviluppato secondo due tecniche:

- Wedge Bonding;
- Ball Bonding.

La differenza sostanziale tra queste due tecniche è la realizzazione del primo contatto. Entrambi si avvalgono di una macchina automatica (Wire Bonder) per la realizzazione delle interconnessioni. La tecnica usata per le interconnessioni di celle fotovoltaiche è la **Wedge Bonding**, la strumentazione utilizzata è una Wedge Bonder della Hesse&Knippes (Figura 2).

Nel caso del Wedge Bonding, la macchina è dotata di un utensile (Wedge) che permette di effettuare la saldatura. Il principio su cui si basa il Wedge Bonding è il trasferimento di energia mediante ultrasuoni. Questo permette di creare una connessione duratura e affidabile. Il trasferimento di energia avviene grazie all'accoppiamento dell'utensile con un trasduttore ultrasonico. L'irradiazione di un metallo con ultrasuoni, infatti, comporta elongazioni dello stesso, paragonabili a quelle ottenute con un incremento sostanziale di temperatura, a parità di pressione applicata.



Figura 2: Wedge bonder Hesse&Knippes presso i laboratori CRP.

Il bonding si ottiene come combinazione di quattro parametri:

- intensità degli ultrasuoni,
- pressione esercitata,
- tempo di applicazione,
- deformazione del filo al momento della saldatura.

Il meccanismo per la generazione del bonding è illustrato in Figura 2 :

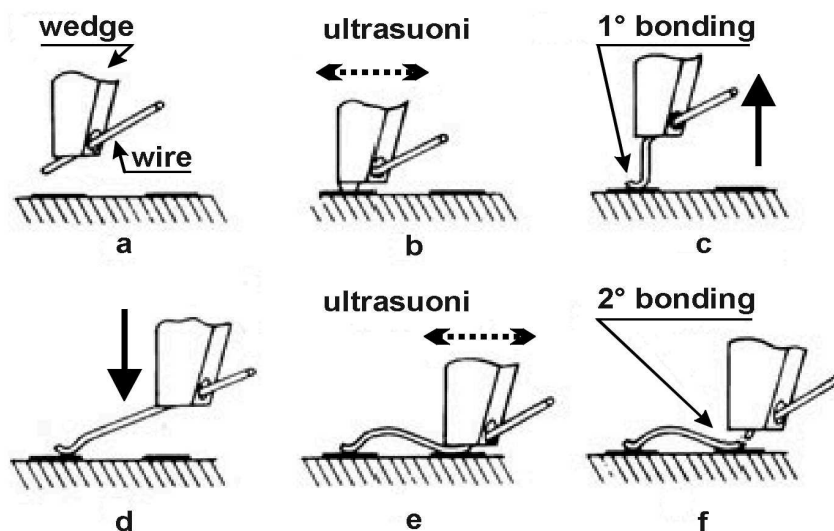


Figura 2: Procedura per Wedge Bonding

4.5.1 Materiali per il wire bonding

I fili con i quali si effettuano le bondature possono essere di diverso materiale: oro, argento, alluminio e rame. La scelta di quale tra questi materiali sia il migliore va fatta in base alle seguenti proprietà:

- Tipo di package. Per package ermetici, ad esempio, l'oro non può essere utilizzato in quanto non resiste alle temperature che si raggiungono quando si deve sigillare il dispositivo. Per questo tipo di package vengono utilizzati fili in alluminio. Per package plastici invece il più utilizzato è il filo d'oro.
- Resistenza alla trazione. I fili subiscono diversi stress di trazione durante il loro periodo di vita (es: durante il wire bonding, l'incapsulamento, montaggio della PCB, . . .) quindi si deve tener conto di questo fattore per la scelta del filo.
- Proprietà di elongazione. I fili aventi elevata elongazione sono difficilmente controllabili durante il processo di formazione del bonding. Pertanto si prediligono fili avente elongazione ridotta.

Un'altro parametro importante che condiziona la scelta del filo, ma non più in termini di materiali, è il **diametro**.

In circuiti in cui le piazzole di saldatura sono piccole o che comunque non devono trasportare correnti eccessive vengono utilizzati fili di diametro abbastanza sottile (decine di μm), mentre per circuiti in cui le correnti in gioco sono molto elevate o che devono garantire un'elevata robustezza termo-meccanica si utilizzano fili di diametro abbastanza spesso (centinaia di μm).

In questo lavoro di tesi, per il montaggio delle celle sono stati utilizzati fili d'oro con diametro $25\mu\text{m}$ e $50\mu\text{m}$. Le pad delle celle su cui si è andato a salare il filo sono con finiture alcune in Au ed alcune in Cu, mentre le pad delle schede sono con finitura Ni/Au per i ricevitori con celle III-V e Ag per quelli con celle al silicio.

4.3 Die Shear test e wire Pull test

Die Shear Test

Il Die Shear-Test consente di determinare la forza di adesione del chip al sottostrato. Attraverso l'applicazione di uno stress parallelo al piano del substrato, si induce uno sforzo condiviso tra:

- die \Rightarrow die-attach material;
- die-attach material \Rightarrow substrate.

La normativa più utilizzata che regola questo genere di test è la [Mil-Std-883 Method 2019](#) [27]. Lo scopo generale di questo test è assicurare la qualità del processo di die-attach, determinando l'integrità dei materiali utilizzati e verificando la procedura di incollaggio dei die al sottostrato.

L'apparato di misura consiste di:

- uno strumento in grado di applicare la forza con un'incertezza di $\pm 5\%$ su tutta la scale delle forze applicabili oppure un'incertezza di 50g, laddove è richiesta una maggiore accuratezza;
- un tool che viene posto a contatto con un lato del die che ha la funzione di ariete (Figura 2), il quale spinge il chip applicando la forza gradualmente da zero fino al valore specificato nel programma di comando oppure fino a che non si verifica il distacco del chip dal sottostrato. Qualora il distacco non avvenisse il test si arresta ugualmente al valore massimo della forza applicabile.
- un microscopio binoculare con capacità di ingrandimento almeno di $10X$ in modo da facilitare l'osservazione del die e del tool di contatto durante il test.

Il test viene condotto secondo una procedura che prevede:

1. fissaggio del sottostrato, sul quale è incollato il chip, allo strumento in modo da evitare rotazioni durante l'applicazione della spinta;
2. programmazione della forza massima applicabile;

3. allineamento del tool di contatto ad un lato del die, come illustrato in figura, assicurandosi che il contatto avvenga su tutto il lato del die e che la superficie inferiore del tool sia parallela al sottostrato, di modo che la forza applicata sia uniforme su tutta la superficie di contatto;
4. avvio del test;
5. registrazione del tipo di guasto in base alla forza a cui si è verificato il fallimento.

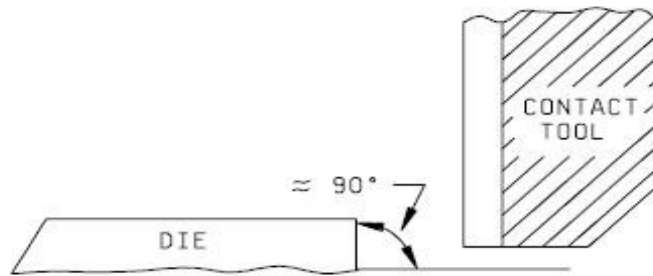


Figura 2: Posizionamento del tool di contatto

La norma MIL sopracitata prevede i seguenti criteri di fallimento:

- non vengono rispettati i requisiti (1.0X) di Figura 2 ;
- distacco (chip \Rightarrow pasta oppure chip + pasta \Rightarrow sottostrato) con meno di 1.25 volte la minima forza (1.0X) specificata in Figura 2 e un'evidenza di adesione minore del 50%;
- distacco (chip \Rightarrow pasta oppure chip + pasta \Rightarrow sottostrato) con meno di 2.0 volte la minima forza (1.0X) specificata in Figura 2 e evidenza di adesione minore del 10%.

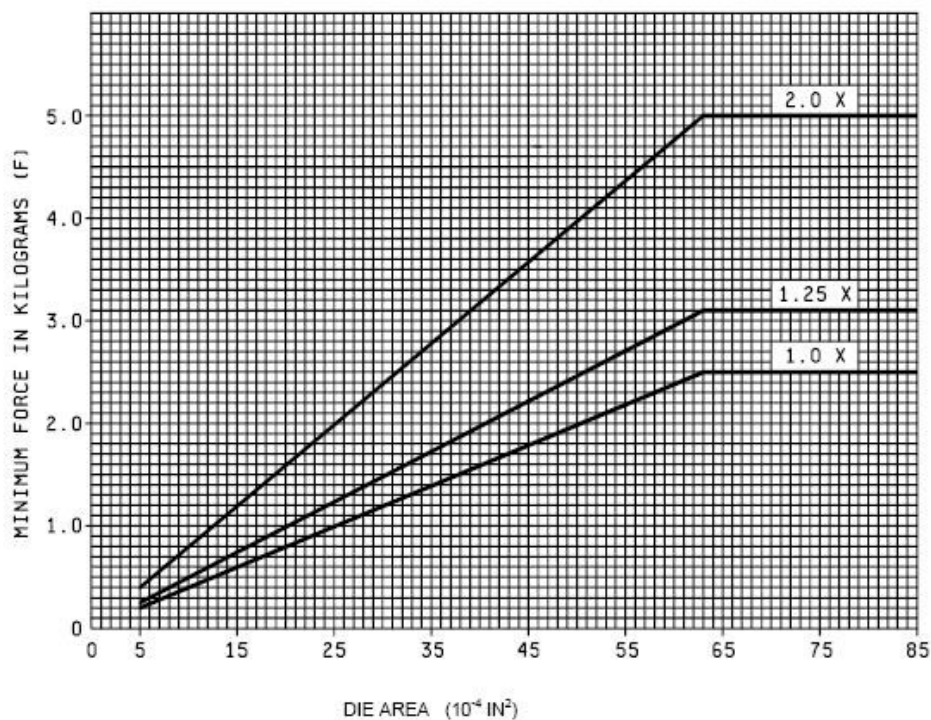


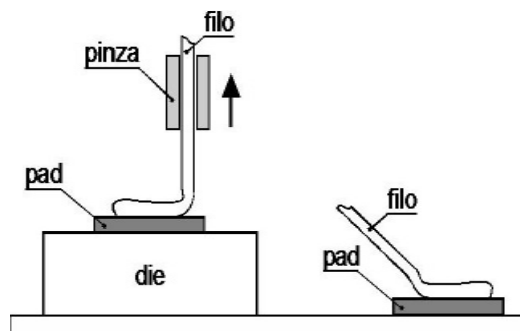
Figura 2: Curve di forza secondo la normativa Mil-Std-883 Method 2019 (Die Shear test).

1.5.6 Wire pull test

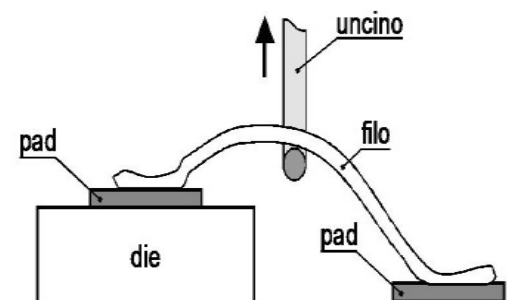
Una volta effettuati i bonding si passa alla fase di test, che verifica la bontà dei collegamenti. I bonding vengono sottoposti ad un test di rottura chiamato wire-pull test.

Questo tipo di test consiste nel rompere il filo attraverso l'uso di una macchina denominata Pull Tester secondo il procedimento sotto descritto. La PCB avente i chip bondati viene posizionata su di un supporto mobile e manovrabile attraverso un joystick nelle direzioni x-y. La macchina è dotata di una cartuccia mobile e manovrabile attraverso un altro joystick nella sola direzione z sulla quale va montato un uncino che può essere ruotato con l'uso dello stesso joystick che fa muovere la cartuccia. Il test può essere eseguito in due modalità (Figura 2):

- “single bond wire pull”: il filo è già spezzato e le estremità sono sottoposte a trazione sino alla rottura,
- “double bond wire pull”: il filo è agganciato centralmente da un uncino e teso sino alla rottura.



-Wire Pull Test single bond



-Wire Pull Test double bond

Figura 2: Modalità di esecuzione del Wire Pull Test

Le prove che sono state effettuate in questo lavoro sono state eseguite in modalità “double bond wire pull”. In questa modalità, una volta fissata la PCB sul supporto, osservando al microscopio ottico, si abbassa l’uncino fino a porlo sotto il bonding da testare dopo di che si avvia il test. Una volta avviato il test l’uncino si alza tirando il filo fino a portarlo alla rottura. Le forze di rottura di ogni bonding vengono memorizzate per poi poter essere elaborate. Un’altra elaborazione di tipo statistico può essere fatta sul tipo di rotture che si verificano poiché anch’esse vengono memorizzate.

Le normative MIL in materia di semiconduttori stabiliscono [28] le condizioni per la determinazione della forza di rottura minima cui deve resistere un bonding. Per stabilire il valore di soglia della forza di rottura, si deve tener conto del tipo di filo che viene impiegato e delle dimensioni. Il filo utilizzato è d’oro e di diametro $25\text{-}50\mu\text{m}$. Secondo le norme MIL sono da considerarsi fallimenti, e quindi non a norma, i collegamenti che non garantiscono una forza di rottura di almeno 3g per il filo da $25\mu\text{m}$ e 7g per quello da $50\mu\text{m}$. Il limite imposto dalle norme è poco restrittivo, tant’è vero che nel processo chip-on board, si è cercato di imporre come limite minimo della forza di rottura 7g per fili in oro da $25\mu\text{m}$. In Figura 2 sono riportate le curve imposte dalle normativa da cui ricavare i valori della forza di rottura minima.

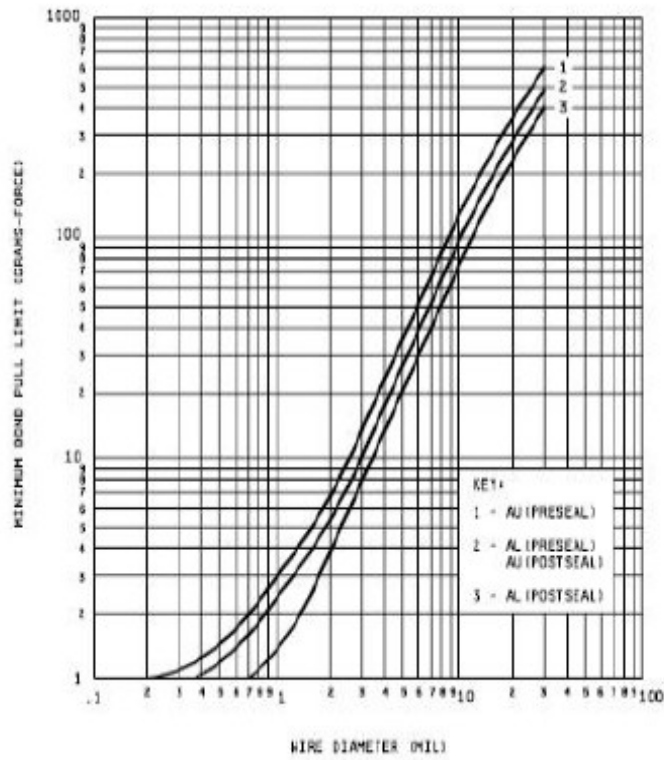


Figura 2: Curve di forza secondo la normativa Mil-Std-883 Method 2019 (Wire pull test)

I test realizzati in questa tesi sono stati effettuati mediante un Pull Tester Dage mostrato in Figura 2 .



Figura 2: Pull tester DAGE presso i laboratori CRP.

5 Design e realizzazione di ricevitori solari per sistemi ad alta concentrazione

In questo capitolo si descrive la progettazione e lo sviluppo di ricevitori per sistemi ad alta concentrazione ricevitori con tecnologia Chip on Board (COB). I ricevitori sono stati realizzati utilizzando differenti tipologie di celle multi giunzione; i parametri di processo sono stati poi testati con metodologie specifiche per il processo COB.

In particolare sono stati sviluppati ricevitori con celle multigiunzione (doppia e tripla), con dimensioni di circa $2 \times 2 \text{ mm}^2$. Le celle sono state montate su ricevitori di $4 \times 4 \text{ cm}^2$ che possono essere accoppiate ad una lente che concentra circa 500 volte la radiazione solare.

I ricevitori assemblati sono stati caratterizzati utilizzando un simulatore solare, per valutarne le proprietà elettriche. Sono stati eseguiti test di affidabilità del processo COB (secondo le normative vigenti) e test di vita accelerati per studiare il comportamento a lungo termine. Infine i ricevitori realizzati sono stati testati anche su un modulo ad alta concentrazione in outdoor.

5.1 Tipologie di Celle

Sono state testate 2 differenti tipologie di celle a tripla giunzione fornite dai seguenti produttori:

- CESI – Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano: unico produttore in Italia di celle multi giunzione;
- AZUR Space Solar Power: leader mondiale nella produzione di celle multi giunzione.

Sono inoltre state testate celle doppia giunzione di:

- ENE – Energies Nouvelles et Environment: centro di ricerca del Belgio specializzato in energie rinnovabili.

E' da sottolineare che nel caso di CESI e ENE le celle utilizzate sono dei campioni ingegneristici, a differenza di quelle Azur che sono già presenti sul mercato.

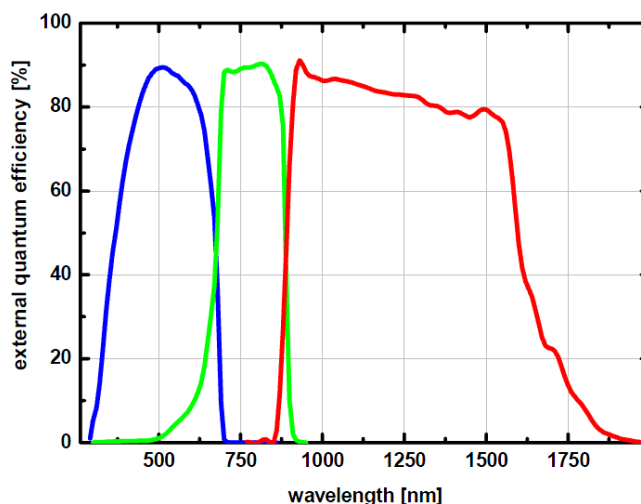
Celle tripla giunzione - AZUR

Caratteristiche

Le celle sono in forma di chip ed hanno dimensioni $2,17 \times 2,17 \text{ mm}$. L'area attiva è di forma circolare e misura 1mm di raggio. L'area attiva è coperta da una griglia atta a raccogliere le cariche; tale griglia è ottimizzata per lavorare in condizioni di concentrazione (più la concentrazione è alta in la griglia va infittita al fine di raccogliere tutti le cariche generate). Sugli angoli del chip si possono osservare le pad su cui si possono realizzare i bonding. La parte inferiore del chip è in contatto con l'anodo, mentre il catodo è in contatto con le pads disposte sul lato superiore.

Risposta spettrale

Le celle Azur sono formate una tripla giunzione GaInP/GaAs/Ge su substrato di germanio, sono quindi in grado di avere una risposta spettrale formata dalla sovrapposizione delle risposte spettrali data dalle giunzioni prese distintamente. La risposta spettrale è riportata in Figura 3 , la curva blu corrisponde alla giunzione GaInP, la curva verde alla GaAs e quella rossa alla Ge. Le curve sono normalizzate, ma la giunzione più efficiente è in generale quella di GaAs.



6

Figura 3: Risposta spettrale celle Azur

Per queste celle non è stato possibile avere da fornire la curva I-V.

Celle tripla giunzione – CESI

Caratteristiche

Le celle sono in forma di chip di dimensione 1.7×1.7 mm, con area attiva pari a 2.63 mm^2 . La griglia è progettata per raggiungere il massimo rendimento in condizioni di alta insolazione, superiori a 500 soli.

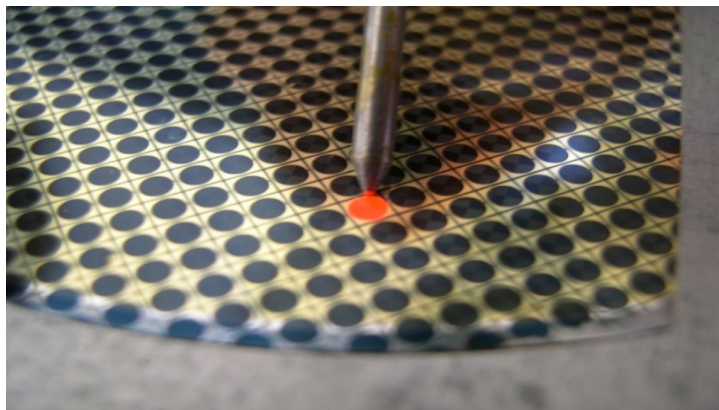


Figura 3: Immagine al microscopio del wafer.

Risposta spettrale

Anche in questo caso le celle sono costituite da tre giunzioni GaInP/GaAs/Ge su substrato di germanio. La risposta spettrale di differenti celle è riportata in Figura 3 .

2. Solar Cells Spectral Response

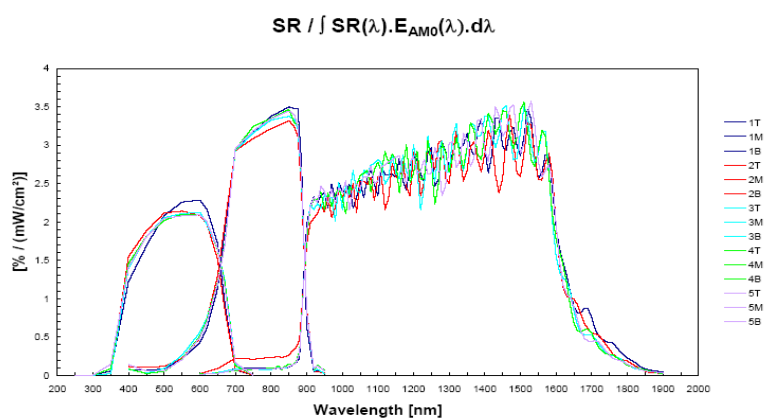


Figure 2.1. Normalized Spectral Responses of Test Sub-cells

Figura 3: Risposta spettrale celle TJ CESI.

Caratteristiche elettriche in concentrazione

Le caratteristiche delle celle in concentrazione a 500 soli, fornite da CESI e sono state misurate con un simulatore solare per la concentrazione. Come si osserva dalla curva in Figura 3 , la potenza massima è di circa 420 mWatt.

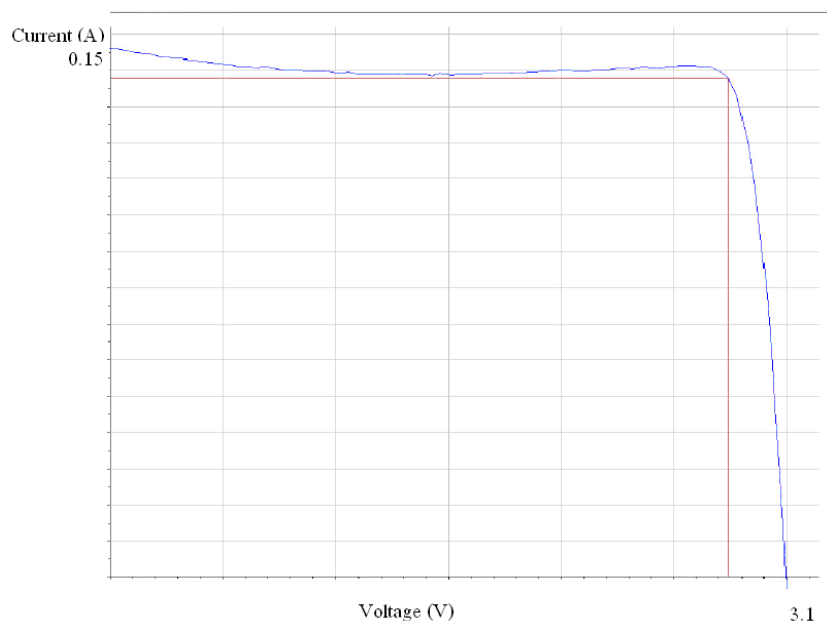


Figura 3: Curva I-V a 500 soli di cella CESI TJ

6.3.4 Cella ENE

Caratteristiche

A differenza delle altre tipologie di celle multi giunzione, le celle ENE sono a doppia giunzione. I materiali utilizzati per le due zone attive sono GaInP/GaAs. Le celle ricevute da ENE per questo esperimento sono ancora dei campioni ingegneristici, per cui non si dispone di molte informazioni.

Le celle sono in forma di chip di dimensione 1.95×1.95 mm, con area attiva pari a 2.27 mm². La griglia è a quattro settori, molto simile a quella delle celle TJ CESI, ed è progettata per raggiungere il massimo rendimento in condizioni di alta insolazione, superiori a 500 soli.

Caratteristiche elettriche in concentrazione

I principali parametri elettrici in concentrazione sono stati forniti da ENE e sono riportati in Tabella 3 :

Tabella 3: Parametri elettrici dichiarati a 750 soli di cella ENE-DJ

I _{cc} [mA]	V _{oc} [V]	P _m	FF	η
202	2,598	0,453	86,5%	26,6%

6.2 Design e realizzazione

Al fine di implementare il processo di montaggio delle celle solari, sono stati progettati e realizzati dei ricevitori basati su tecnologia IMS (*Insulated Metal Substrate*). Tali ricevitori sono stati utilizzati per l'ottimizzazione del processo COB e per i test di vita, ma costituiscono degli elementi che possono essere già utilizzati per la realizzazione del sistema a concentrazione.

Il ricevitore progettato (Figura 3) è composto da i seguenti elementi:

- **cella solare** sottoforma di die, descritte nel paragrafo Tipologie di Celle;
- **basetta**, realizzata con tecnologia IMS. Tale PCB (*Printed Circuit Board*) è costituita da uno strato di rame per la realizzazione delle piste conduttive, da uno strato di materiale dielettrico (tipicamente allumina) per l'isolamento elettrico e da uno strato di materiale detto di base (tipicamente alluminio), che ha il compito di dissipare il calore; gli strati sono schematizzati in Figura 3.

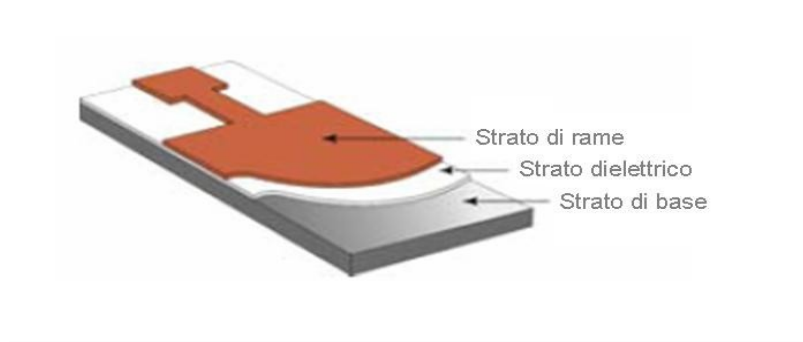


Figura 3: Substrati termici IMS

- **diodo di bypass**: solitamente i ricevitori solari vengono montati elettricamente in serie per cui se una cella dovesse venire oscurata, ne risentirebbero anche le altre, con il diodo di bypass, invece, la cella oscurata viene “saltata” automaticamente.

Design del ricevitore

Il ricevitore è stato progettato in modo tale da allocare la cella al centro, il diodo di by bass in posizione laterale assieme a delle pad per contatti verso l'esterno. Il layout del circuito è riportato in Figura 3.

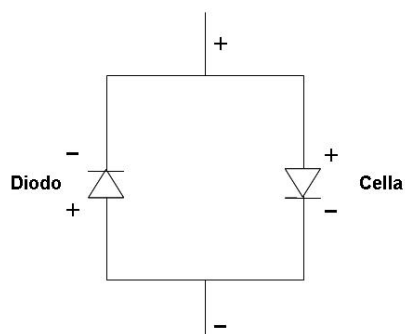


Figura 3: Schematico di collegamento del diodo di bypass (sx) .

Le dimensioni di pad e piste sono state disegnate tenendo conto delle specifiche per la tecnologia Chip on Board.

Realizzazione del ricevitore

Il ricevitore è stato realizzato da un fornitore esterno, le principali caratteristiche sono le seguenti:

- materiale IMS con base di Alluminio e dielettrico in ceramico;
- layer di Cu di 35 μm ;
- finitura superficiale delle pad Ni-Au, di spessore 1 μm .

In Figura 3 si riporta uno dei ricevitori realizzati.

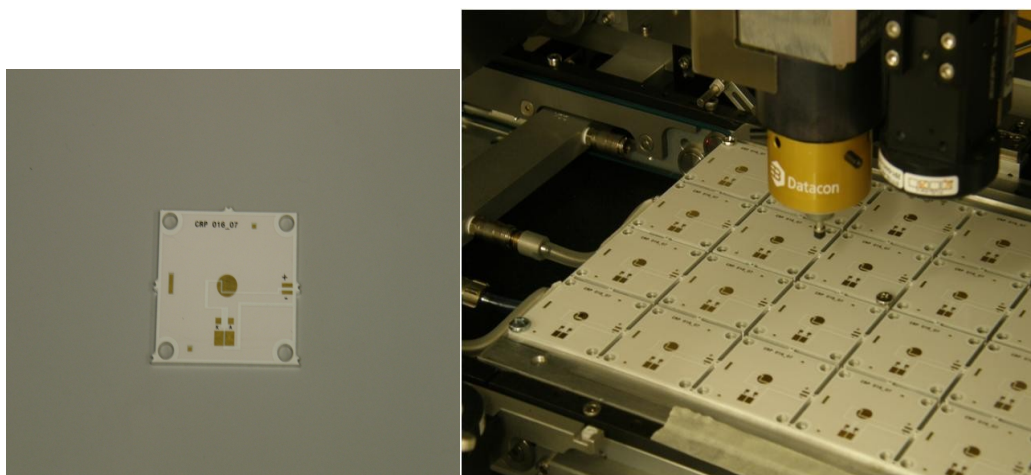


Figura 3: Ricevitore (sx) e processo di stamping (dx).

Le celle sono state montate sulla PCB mediante processo di Chip on Board, ampiamente descritto nel capitolo Tecnologia Chip on Board, secondo i seguenti step:

- Stamping del materiale collante sulla basetta, sul quale viene posizionata la cella e fatta aderire con una leggera pressione, il processo è completamente automatizzato e descritto nel paragrafo Die Attach. Il materiale utilizzato come collante è una resina epossidica

conduttiva contenente particelle micrometriche di argento. La resina è della Epoxy Technology (H20E) e presenta una conducibilità termica di 29 W/mK.

- *Pick* della cella, direttamente da blue foil, *and place* su la piazzola dedicata. Si è lavorato con la die bonder automatica descritta al paragrafo Die Attach in *accuracy mode*, che consente una precisione di posizionamento di 5 μm .
- Alcuni ricevitori sono stati preparati anche con diodo di bypass per la caratterizzazione outdoor su modulo a concentrazione. In Figura 3 si può osservare la pad l'alloggiamento per il diodo di bypass che viene connesso elettricamente secondo lo schema elettrico riportato a fianco. Il diodo utilizzato per la realizzazione di questi ricevitori è SOD323, diodo Schottky per alte correnti con montaggio SMD.
- Una volta posizionata la cella, è stato eseguito il curing della resina conduttiva posizionando la scheda in forno per 30 minuti a 150°C.
- A questo punto sono stati realizzati i bonding tra i contatti superiori della cella, (possono essere l'anodo oppure il catodo, a seconda della tipologia) e la basetta. I bonding sono stati realizzati mediante wedge bonder automatica con il processo descritto al paragrafo Wire bonding utilizzando filo in oro con diametro 25 μm e 50 μm . In tutte le celle testate sono stati realizzati tre bonding. Come illustrato in Figura 3, il contatto inferiore della cella è già connesso elettricamente al ricevitore una volta piazzata (il collante è sia termo che elettro-conduttivo), mentre il contatto superiore è da connettere con la seconda piazzola.

I parametri utilizzati per il die attach e wire bonding sono riportati in Tabella 3 e Tabella 3-3.

Tabella 3: Parametri di processo utilizzati per wire bonding per il montaggio delle celle multi giunzione.

Cella

Deformazione= 55% del diametro del filo.

	Fase 1	Fase 2
Tempo	50 ms	500 ms
Energia ultrasuoni	10%	50%
Forza	5 cN	45 cN

Sottostrato

Deformazione= 45% del diametro del filo.

	Fase 1	Fase 2
Tempo	50 ms	500 ms
Energia ultrasuoni	10%	45%
Forza	5 cN	45 cN

Tabella 3: Parametri di processo utilizzati nel die attach per il montaggio delle celle multigiunzione.

STAMPING (stamping tool 2x2 mm a matrice di punti 3x3)

Parametri:

Tempo nella squeegee unit: 250 ms

Tempo sul sottostrato: 250 ms

Pressione sul sottostrato: 1 g

PICK&PLACING (Pick up tool 2x2 mm)

Parametri:

Placing delay: 250 ms

Placing force: 1 g

I parametri di placing delay e di placing force sono due parametri importanti in quanto determinano la bond line thickness (spessore di pasta sotto al componente) e quindi influiscono direttamente sulla resistenza termica

6.3 Wire pull test

Il wire pull test viene eseguito come indicato nel paragrafo Die Shear test e wire Pull test al fine di testare la bontà dei bonding. Il test è stato eseguito su tutte le tipologie di celle analizzate e per entrambe le tipologie di fili usati (25 e 50 μm). Inoltre per le celle CESI sono stati testati anche alcuni campioni post-invecchiamento (20 anni). Le prove eseguite sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 3: Prove wire-pull test celle multigiunzione

Tipologia di cella	Numero di campioni	Filo	Forza minima (secondo normativa)	Condizioni
TJ CESI	13	25 μm	3 g	Non invecchiate
TJ CESI	20	25 μm	3 g	Post-invecchiamento 20 anni
TJ AZUR	4	25 μm	3 g	Non invecchiate
DJ ENE	12	25 μm	3 g	Non invecchiate
DJ ENE	6	50 μm	7 g	Non invecchiate

Wire pull test: Cella CESI

In questa pagina si riportano i risultati per ricevitori con celle CESI tripla giunzione: istogramma che riporta i valori misurati di rottura del filo e esito delle prove:

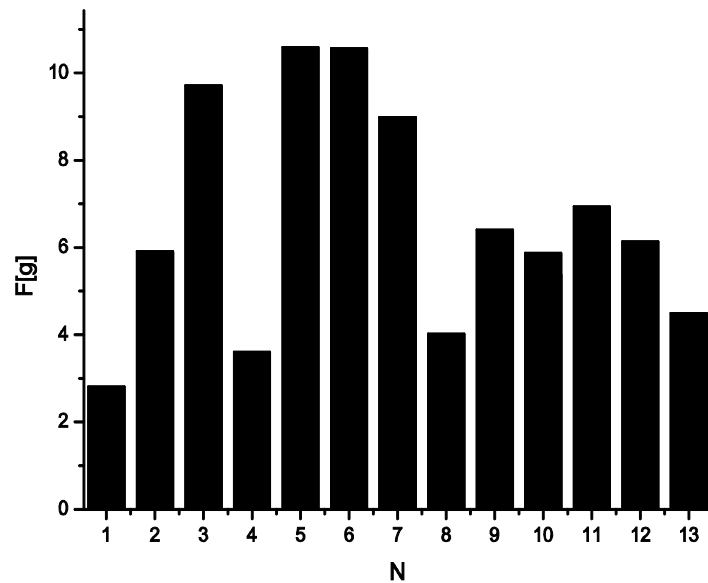


Tabella 3: Valori di rottura WPT celle CESI – filo 25 μ m

Numero di prove:	13
Media forza di rottura:	6,53g
Deviazione standard:	2,545g
Superato il test:	12
Non hanno superato il test:	1

Figura 3: Wire pull test su celle CESI con filo in oro da 25 μ m

Dopo aver subito test di vita accelerati per una durata simulata di 20 anni, le celle sono state ri-testate per valutare l'eventuale calo di forza media. Seguono i risultati:

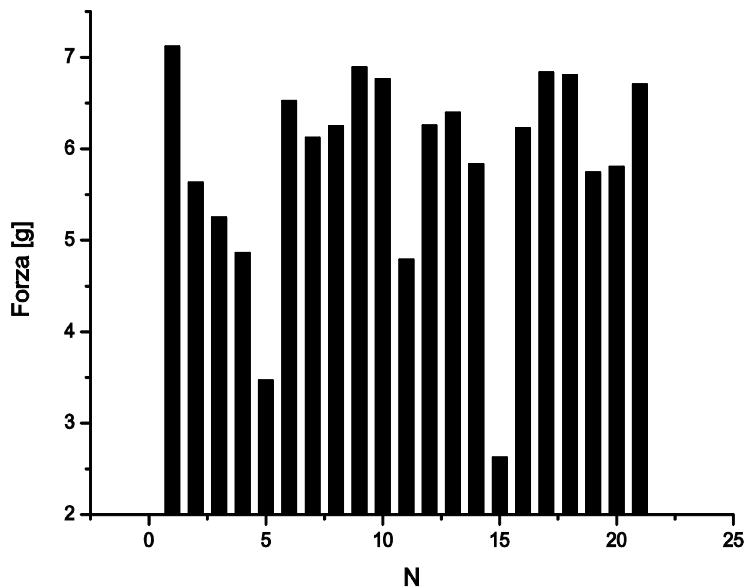


Figura 3: Wire pull test per bonding su celle CESI con filo da 25 μ m dopo 20 anni di invecchiamento.

Tabella 3: Valori di rottura celle CESI post-invecchiamento

Numero di prove	20
Forza media di rottura	5,853g
Deviazione standard	1,141g
Superato il test	19
Non hanno superato il test	1

5.1.5 Wire pull test: Cella Azur

In questa pagina si riportano i risultati per ricevitori con celle AZUR tripla giunzione: istogramma che riporta i valori misurati di rottura del filo e esito delle prove:

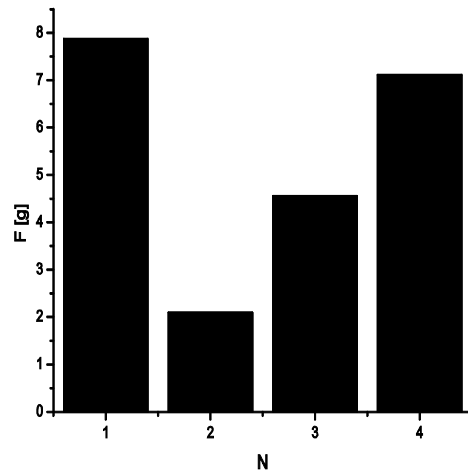


Tabella 3: Valori di rottura WPT celle AZUR

Numero di prove:	4
Media forza di rottura:	5,41g
Deviazione standard:	2,626g
Superato il test:	4
Non hanno superato il test:	0

3 Wire pull test su celle AZUR con filo da 25 μ m

Wire pull test: Celle ENE

Nel caso delle celle ENE a doppia giunzione sono stati eseguiti bonding con filo sia da 25 μ m che da 50 μ m. In questa pagina si riportano i risultati per ricevitori con celle ENE doppi giunzione bondate con filo da 25 μ m: istogramma che riporta i valori misurati di rottura del filo e esito delle prove:

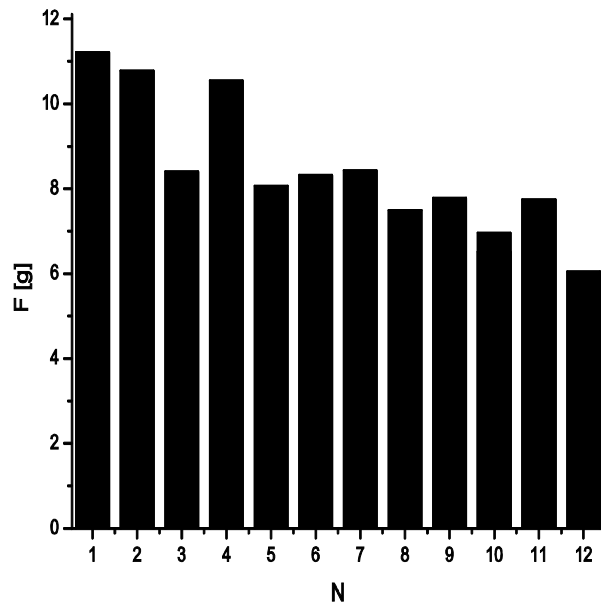


Tabella 3: Valori di rottura WPT celle ENE

Numero di prove:	12
Media forza di rottura:	8,33g
Deviazione standard:	1,608g
Superato il test:	12
Non hanno superato il test:	0

Figura 3 Wire pull test di celle ENE con filo da 25 μ m

In questa pagina si riportano i risultati per ricevitori con celle ENE doppi giunzione bondate con filo da 50 μ m: istogramma che riporta i valori misurati di rottura del filo e esito delle prove:

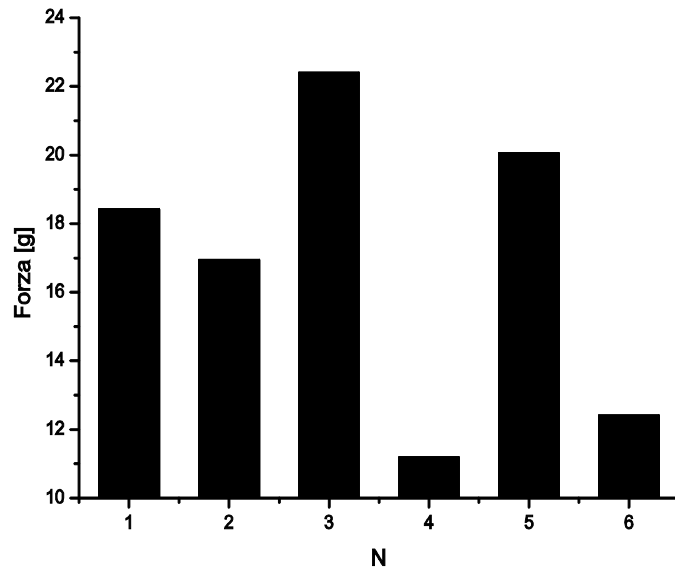


Tabella 3: Valori di rottura celle ENE

Numero di prove:	6
Media forza di rottura:	16,904g
Deviazione standard:	4,367g
Superato il test:	6
Non hanno superato il test:	0

Figura 3: Wire pull test celle ENE 50 μ m

7.1 Wire pull test: conclusioni

A seguito delle prove di wire pull test si può concludere che:

- Per tutte le celle analizzate la qualità del bonding è sempre soddisfacente in quanto i valori di forza di rottura sono sempre superiori alle normative (tranne che per 2 campioni, entrambi CESI, su 55, in cui la rottura è comunque avvenuta sulla pad della PCB).
- Facendo il confronto tra i ricevitori con celle CESI prima e dopo l'invecchiamento si può notare come la forza media di rottura sia calata di circa 11%, pertanto si può dire che il ricevitore cali le sue prestazioni anche da un punto di vista "meccanico", non solo da un punto di vista elettrico. Comunque anche dopo 20 anni di invecchiamento la forza del bonding risulta al di sopra del valore consentito dalla norma.
- La bontà del bonding dipende anche dalla tipologia di finitura utilizzata. Quindi le informazioni ottenute da questo esperimento possono essere utili anche per i fornitori di celle. Tra le celle in esame, i contatti delle ENE sono quelli che hanno risposto meglio in termini di forza di rottura, seguiti da quelle CESI ed AZUR.
- A parità di cella (ENE) e facendo un confronto in termini di diametro del filo utilizzato per il bonding si può fare la seguente osservazione. La resistenza del filo da 50 μ m è decisamente migliore del filo da 25 μ m, come ci si sarebbe aspettati la forza media di rottura sullo stesso tipo di celle è raddoppiata, passando da 8,33g a 16,90g.

7.2 Die shear test

Il die shear è stato eseguito sui seguenti ricevitori:

Tabella 3: Prove die shear test celle multigiunzione

Tipologia di cella	Numero di campioni	Forza minima (secondo normativa)	Condizioni
TJ CESI	5	2,5kg	Non invecchiate
TJ CESI	9	2,5kg	Post-invecchiamento 20 anni
TJ AZUR	4	2,5kg	Non invecchiate
DJ ENE	6	2,3kg	Non invecchiate

La forza minima è stata calcolata secondo la normativa di riferimento [27].

Il fondo scala della macchina è di 5kg ed in tutte le prove, salvo due, la macchina lo ha raggiunto senza potersi notare distacco di alcun tipo oppure rottura della cella. Nei due casi citati, la cella si è sbriciolata ed i due casi sono riportati nella figura sottostante.

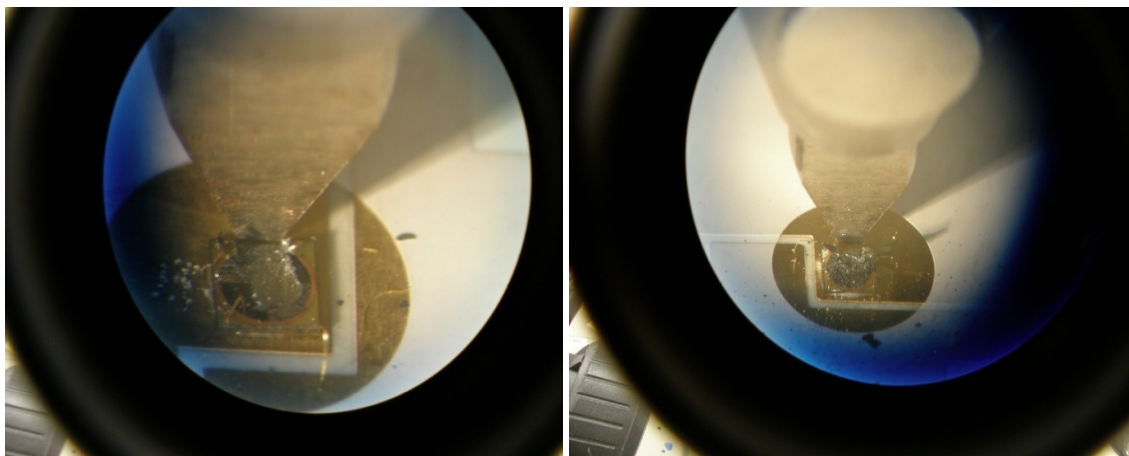


Figura 3: Rottura di due celle ENE in seguito a Die Shear Test

Nelle due prove in cui si è notata la rottura del die, la forza di rottura è stata di 4529,1g e 2105,9g, in questo caso, quindi la prova si può considerare superata.

Le conclusioni per questo tipo di test sono che:

- i parametri di processo utilizzati, la tipologia di collante ed il curing effettuato sono stati soddisfacenti al punto di vista dell'adesione della cella al substrato;
- il test è stato superato da tutte le celle;
- non si è notata differenza tra le celle CESI in pre-post invecchiamento.

7.3 Caratterizzazione elettrica

Dopo l'assemblaggio delle celle su ricevitore si è eseguita una caratterizzazione elettrica completa: misura di curva I-V, determinazione di efficienza (η), fill-factor (FF) e corrente di cortocircuito (I_{cc}) e tensione di circuito aperto (V_{oc}). Per la caratterizzazione elettrica è stato utilizzato un simulatore solare ABET sun 2000, disponibile presso i laboratori del CRP Figura 3 .

Tale strumento è equipaggiato con una lampada allo Xenon il cui spettro è riportato in Figura 3 , l'intensità massima è di circa 1400 W/m^2 e la divergenza è di $\pm 3,4^\circ$.



Figura 3: Simulatore solare ABET Technologies Sun 2000 utilizzato per la caratterizzazione delle celle.

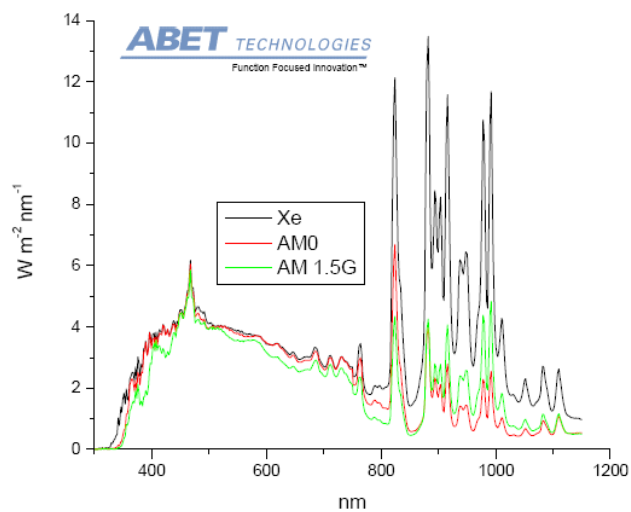


Figura 3: Spettro del simulatore solare utilizzato

Le celle sono state caratterizzate a $850 W/m^2$ (quindi ad 1 sole) e non è stato possibile eseguire una caratterizzazione in concentrazione, seppur disponendo di opportune lenti a concentrazione, in quanto la divergenza intrinseca della sorgente non ha consentito la corretta focalizzazione sulla cella. Si consideri infatti che la divergenza solare $\pm 0,27^\circ$ e quindi le lenti a concentrazione sono progettate per lavorare in queste condizioni. In ogni caso la caratterizzazione ad un sole è stata

fondamentale per avere delle misure comparative per i test di vita, come descritto al paragrafo Test di vita accelerati.

Per la misura della curva I-V e dei parametri di maggior interesse è stato implementato uno strumento virtuale con LabView. Il programma utilizza un alimentatore da banco (Agilent E3631A) per effettuare lo sweep in tensione ed un amperometro (HP 34401A) per misurare la corrente uscente. Da notare che la misura viene eseguita a 2 terminali ed utilizzando un alimentatore funzionante solo nel primo quadrante. Siccome la corrente in gioco è molto bassa, ($\approx 500\mu\text{A}$) l'errore dovuto alla caduta di tensione sui cavi è trascurabile, inoltre l'alimentatore è ancora in grado di impostare tensione nonostante la corrente sia negativa. In Figura 3 è riportato uno schematico dell'allestimento di misura.

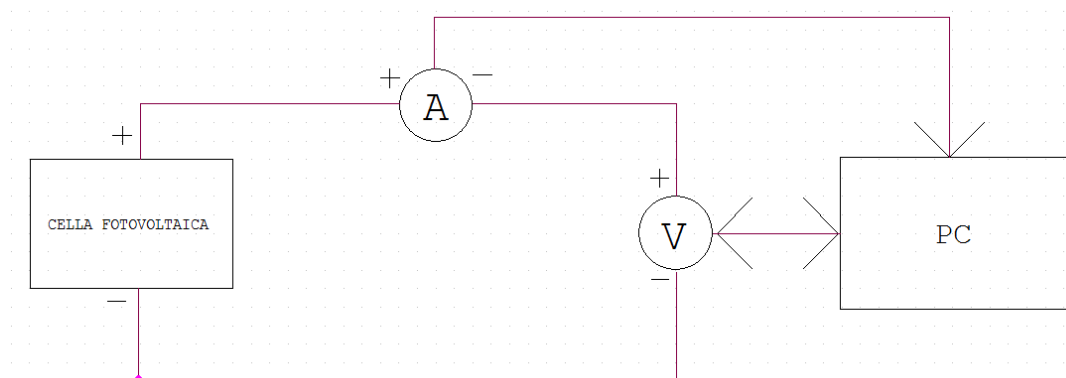


Figura 3: Setup di acquisizione curva I-V

Il programma implementato su LabView richiede l'impostazione di cinque parametri:

- inizio sweep tensione;
- fine sweep tensione;
- V_{knee} : tensione di ginocchio;
- V_{step} : intervallo di tensione tra due passi.
- parametro di sicurezza per il limite di corrente.

Lo strumento virtuale (VI):

- acquisisce e visualizza in tempo reale la curva I-V, e calcola:
- efficienza (η),
- fill-factor (FF),
- corrente di cortocircuito (I_{CC}),
- tensione di circuito aperto (V_{OC}), e

- potenza massima (P_M), e corrispondenti corrente I_M e tensione V_M

L'acquisizione dei punti per la caratteristica I-V viene eseguita in modo che i punti vengano infittiti in prossimità del ginocchio. Infatti, una volta raggiunta la tensione di ginocchio, il sistema riduce ad un quinto il V_{step} , in modo che la determinazione del punto di massima potenza, sia il più vicino possibile al punto reale. I dati della curva vengono salvati in un file di testo per archivio ed eventuali analisi. Uno screenshot dell'interfaccia è illustrata in Figura 3 .

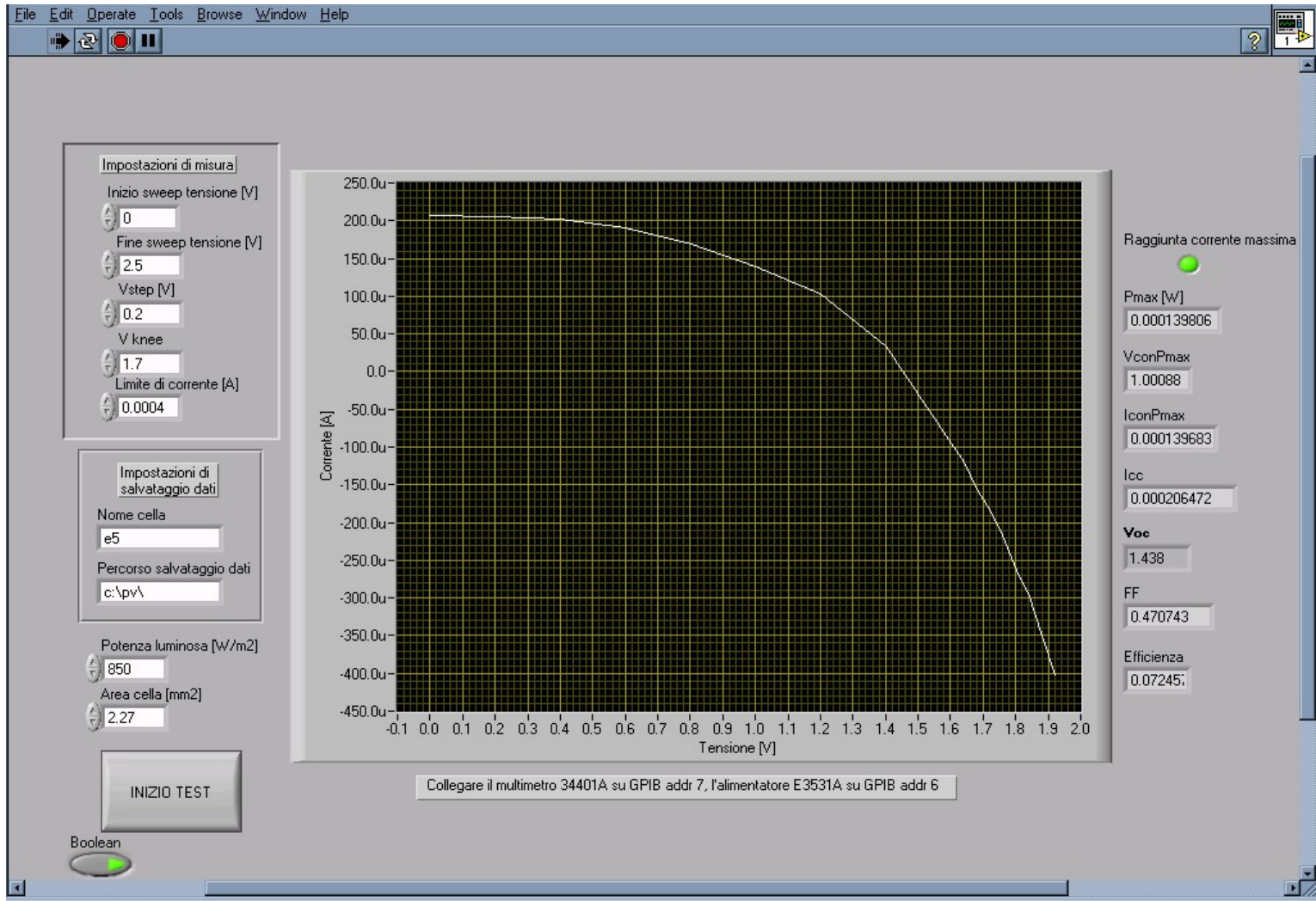


Figura 3: Interfaccia strumento virtuale per la caratterizzazione delle celle fotovoltaiche

Le curve I-V ottenute sono state ricavate per i 3 tipi di celle multigiunzione a 850 W/m². Sono state testate 20 celle per tipo montate su ricevitore solare. Per ogni tipologia di celle si riporta una curva I-V tipica e i valori medi (μ) dei parametri caratteristici e deviazione standard (σ).

Caratterizzazione elettrica: Celle TJ AZUR

Tabella 3: Valori relativi ad un campione di 20 celle AZUR.

	μ	σ
V _{OC} [V]	2,422	0,016
I _{CC} [μ A]	319,7	4,8
V _M [V]	2,126	0,022
I _M [μ A]	307,3	8,4
P _M [μ W]	653,3	22,3
FF	84,4%	2,3%
η	24,47%	0,84%

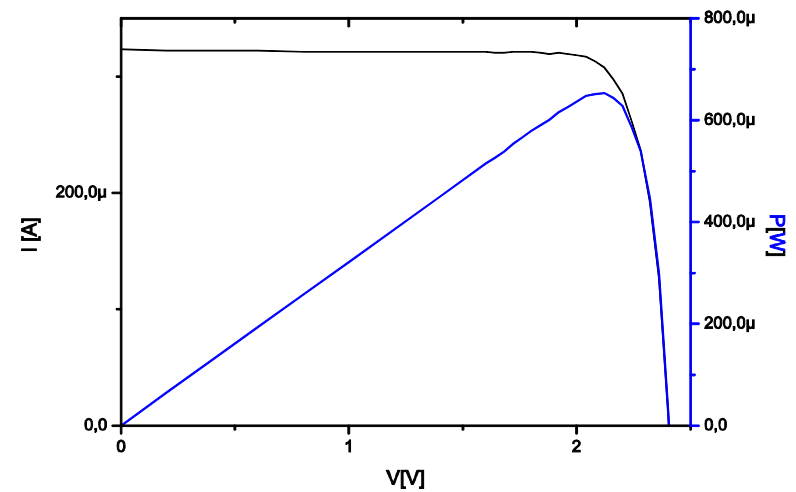


Figura 3: Curva I-V - cella AZUR @850w/m².

Tabella 3: Valori relativi ad un campione di 20 celle CESI.

	μ	σ
V_{OC} [V]	2,322	0,022
I_{CC} [μ A]	268,7	3,9
V_M [V]	2,011	0,043
I_M [μ A]	258,5	5,5
P_M [μ W]	520,0	17,0
FF	83,4%	1,9%
η	23,3%	0,8%

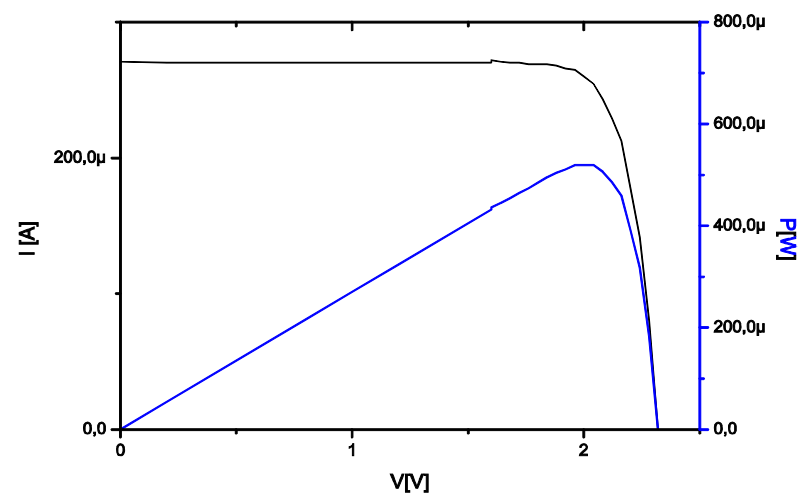


Figura 3: Curva I-V - cella CESI@850w/m².

Tabella 3: Dati relativi ad un campione di 20 celle ENE.

	μ	σ
V_{OC} [V]	2,044	0,097
I_{CC} [μ A]	207,2	3,3
V_M [V]	1,747	0,100
I_M [μ A]	193,0	6,2
P_M [μ W]	337,2	21,9
FF	79,6%	2,5%
η	17,4%	1,1%

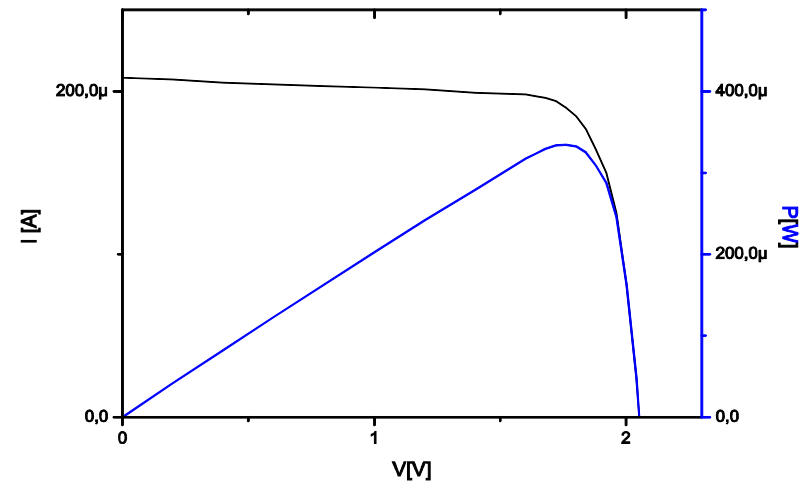


Figura 3: Curva I-V - cella DJ ENE@850w/m².

Da un confronto tra le caratterizzazioni elettriche si osserva che:

- Il valore di rendimento più alto è misurato per i ricevitori con celle AZUR, con il 24,47% di rendimento medio, seguito da quelli con celle CESI (23,3%) ed ENE (17,4%, celle doppia giunzione).
- La dispersione dei valori nel caso di celle ENE è più alta.
- In termini di potenza, le celle AZUR sono quelle che ne erogano di più. La V_{oc} è di 2.32 e 2.42 V per le celle TJ (rispettivamente CESI ed AZUR) e di circa 2 V per le celle DJ dell'ENE. La I_{cc} raggiunge 320 μA per le celle AZUR e 210 μA per le celle doppia giunzione ENE.
- Si ricorda che le celle testate sono ottimizzate per lavorare in concentrazione a 500 soli. In queste condizioni di misura il rendimento non è alto in quanto la struttura della cella e la griglia è ottimizzata per valori di irraggiamenti molto più elevati.

7.4 Calcolo della resistenza termica

Uno degli aspetti fondamentali nella realizzazione dei ricevitori solare per sistemi a concentrazione è la dissipazione del calore. L'innalzamento della temperatura del dispositivo, a causa della luce concentrata e dal calore prodotto dallo stesso, si ripercuote come calo di tensione ai capi del chip. Questo incremento di temperatura è la causa di due importanti problemi:

- perdita di efficienza: si stima una perdita di efficienza dell'ordine di (0.05–1)% per °C per le celle a tripla giunzione e tre volte più grande per quelle in silicio.
- riduzione del tempo di vita del dispositivo.

La dissipazione del calore in questi dispositivi avviene per via verticale, ovvero sia la resina epossidica adesiva applicata sotto al chip nella fase Die-Attach sia il sottostrato in alluminio sono stati scelti con caratteristiche tali da dissipare più calore possibile, ottimizzando lo smaltimento del calore. Inoltre, a volte è necessario accoppiare al ricevitore un ulteriore dissipatore per giungere a temperature di lavoro ottimali che per celle multi giunzioni sono dell'ordine i 60-70 °C, per celle al silicio, inferiori ai 50 °C.

Uno dei parametri di interesse per la comprensione delle proprietà termiche di un certo sistema è la resistenza termica. E' noto che per sorgenti LED, la cui analogia con celle multigiunzione è nota, esistono differenti metodi per determinazione di questo parametro [29], [30]. I valori di resistenza termica per sorgenti LED da 1 Watt su sottostrato di alluminio (sistemi con molte analogie rispetto ai ricevitori realizzati in questa tesi) mostrano valori di resistenza termica intorno ai 8-10 °C/W. In letteratura non si trovano risultati per celle multigiunzione: in questa tesi si vuole dare un esempio di determinazione della resistenza termica anche per ricevitori solari con celle multigiunzione.

La resistenza termica è la capacità di un materiale di opporsi al flusso di potenza termica e viene definita come:

$$R_{th} = \Delta T / P$$

Più piccola è la resistenza termica R_{th} migliore è la capacità del sistema di dissipare la potenza P , ove ΔT è la differenza di temperatura tra il semiconduttore e l'ambiente.

In analogia con i modelli elettrici, si può descrivere il flusso di potenza termica come una corrente, le temperature come delle tensioni e le resistenze termiche come delle resistenze elettriche. Il circuito equivalente elettrico di una cella fotovoltaica su PCB è rappresentato in Figura 3.

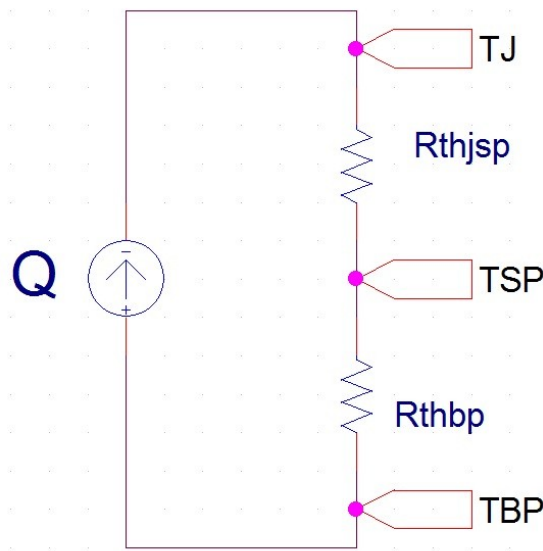


Figura 3: Circuito equivalente elettrico di modello termico

In base a dove si misura la differenza di temperatura, si definiscono i vari tipi di resistenza termica, i punti più interessanti in elettronica sono i seguenti:

- tra giunzione e *solder point*, cioè i terminali dove vengono effettuate le saldature: la resistenza termica tra questi due punti prende il nome di R_{thsp} . Nel caso del COB, in cui il die viene fatto aderire alla basetta appoggiandolo in una pad cosparsa di collante, il lato inferiore a contatto con la basetta è il solder point.
- tra *solder-point* e *backplate*, ossia la parte posteriore della basetta, opposta al die saldato. La resistenza in tal caso viene definita R_{spbp} ;
- tra giunzione e ambiente, che è la più facilmente misurabile e riproducibile, e per questo la più interessante. La resistenza termica è chiamata R_{thja} . Da un punto di vista di modello matematico, è dato dalla serie di tutte le resistenze tra giunzione ed ambiente:

$$R_{thja} = R_{thsp} + R_{spbp}$$

Resta da definire un modo per misurare le temperature in gioco [31]:

- La **temperatura al solder point** è difficilmente determinabile perché il punto può non essere affatto raggiungibile. Ad esempio, consideriamo una cella fotovoltaica saldata su basetta mediante tecnologia COB, il solo modo di misurare la temperatura sul lato inferiore della cella sarebbe di creare un interstizio fresando la basetta in modo da liberare uno spazio in cui alloggiare la termocoppia. Con questo sistema si modificherebbero le condizioni di un normale funzionamento e la misura sarebbe poi falsata dal fatto che la termocoppia non sarebbe più al solo contatto del solder point, ma di tutto il materiale di cui è realizzata la basetta.
- La **temperatura al backplate** può essere misurata mettendoci in contatto una termocoppia con un nastro adesivo termoconduttivo oppure misurando la temperatura mediante termocamera. La prima di queste due soluzioni è da evitare perché la termocoppia funge da dissipatore e pertanto la misura sarà falsata, un altro problema è che nel caso in cui il punto fosse esteso, non sarebbe possibile o quantomeno sarebbe complicato, definire un punto valido per tutte le misure e per tutti i tipi di componenti. La seconda soluzione è la migliore ma richiede apparecchi particolari e non è comunque detto che il punto da misurare sia visibile.
- La **temperatura ambiente**, viene semplicemente misurata con una termocoppia, con la sola attenzione di stare in un sistema in cui non ci siano perturbazioni. La misura viene eseguita mettendo sia il dispositivo da misurare che la termocoppia in un forno, in modo che non ci siano sbalzi di temperatura dovuti a correnti d'aria o quant'altro.

Il modo di misurare la **temperatura di giunzione**, invece, richiede un metodo più complesso, ma accurato. Questo tipo di misura risolve i problemi citati per gli altri punti di interesse, ma è possibile solo in questo caso, in quanto si sfrutta la proprietà di dipendenza della tensione in diretta di una giunzione percorsa da corrente nota dalla sua temperatura. Si può quindi misurare la temperatura di giunzione tramite la giunzione stessa, attraverso il processo di mappatura termica della cella. Il metodo proposto ricalca esattamente il metodo impiegato per i LED [29], [30].

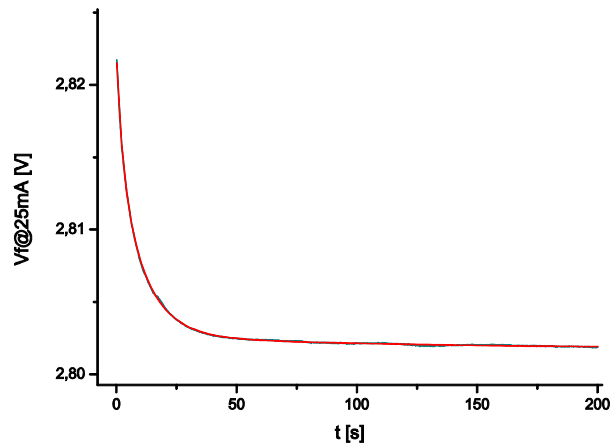
Si può dimostrare [32] che la tensione ai capi di una giunzione polarizzata in diretta segue una relazione del tipo:

$$dV_f/dT = k \ln \left(\frac{N_D N_A N_C N_V}{N^3} e^{-\alpha T} (T + 2\beta) e^{-(T + \beta)/2} \right) - 3k$$

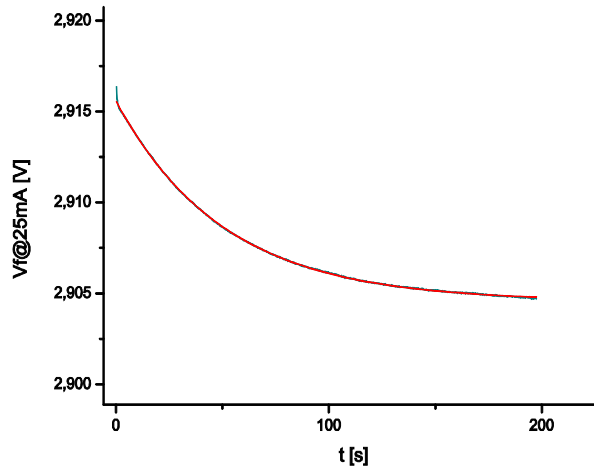
Dove:

- V_f è la tensione in diretta ai capi della giunzione;
- N_D è la concentrazione degli accettori;
- N_A è la concentrazione dei donatori;
- N_V concentrazione di stati in banda di valenza;
- α, β parametri di Varshni, dipendono dal materiale;
- T è la temperatura di giunzione, espressa in K;
- e è la carica dell'elettrone;
-

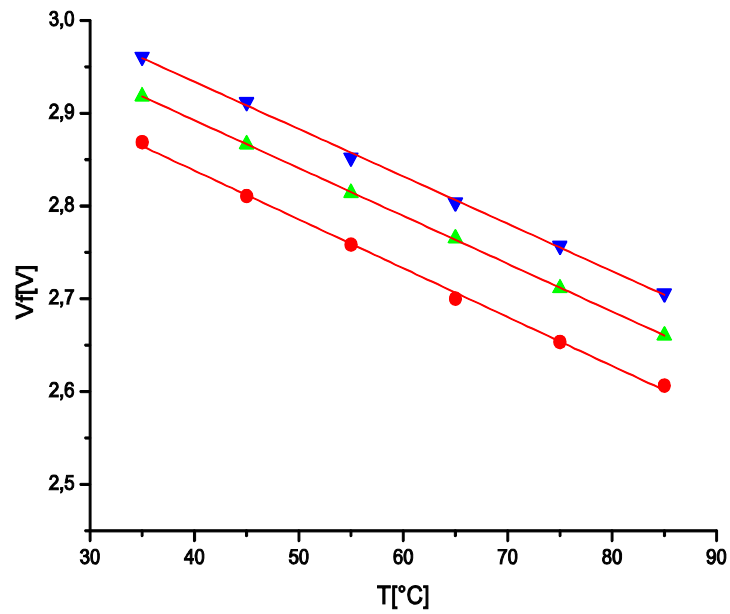
-
- L'equazione non è lineare rispetto alla temperatura ma è approssimabile con legge lineare. La legge quindi diventa:
- $V_f = A + BT$
- Al fine di determinare A e B si utilizza un processo di mappatura termica secondo i seguenti step:
 - si porta la cella ad una temperatura nota;
 - si applica un impulso di corrente ad una intensità nota e si misura la tensione corrispondente;
 - si modifica l'intensità di corrente per l'impulso di corrente per avere più caratteristiche;
 - si modifica la temperatura della cella e si ripete, finché non vengono testate le temperature di interesse.
-
- In questo esperimento è stata determinata la resistenza termica per le celle CESI tripla giunzione. Non stati trovati altri esperimenti in letteratura a questo riguardo.
- Per portare la cella a temperatura nota si utilizza un forno, e si suppone che la temperatura della cella sia la stessa della giunzione. Per la mappatura termica è necessario che l'impulso di misura sia il più breve possibile, altrimenti ci sarebbero problemi di auto riscaldamento, e la misura verrebbe falsata. Come sopra indicato, questa metodologia di misura deriva dalla procedura utilizzata per sorgenti LED [33], presupponendo un comportamento elettro-termico analogo a quello delle celle multigiunzione. Durante l'esperimento, si è notato che le celle fotovoltaiche hanno una risposta più lenta all'autoriscaldamento rispetto ai LED, quindi l'impulso per la mappatura può essere più ampio. Questo comportamento si può osservare dalle misure effettuate tensione vs tempo riportate in Figura 3 e Figura 3 , dove si riportano i grafici per un LED DRAGON della Osram (1 Watt) e una cella TJ CESI.
-
-



-
- Figura 3 Andamento della tensione diretta in funzione del tempo per LED DRAGON..



-
-
-
-
- Si utilizza un sistema in cui la cella viene messa in un forno, la cui temperatura viene fatta variare a gradini. Per ogni temperatura, passato un tempo di assestamento termico, si alimenta la cella con un impulso di corrente nell'ordine dei 20 μ s durante il quale viene misurata la tensione ai suoi capi. Tutte le misure elettriche vengono prese a 4 terminali. Il valore dell'impulso viene fatto variare in modo che ad ogni temperatura testata, si abbiano i valori della tensione in diretta per 50 75 e 100 mA. Si ottengono così tre rette con pendenza negativa, illustrate in Figura 3 per una cella CESI TJ.
-



-
- Figura 3: Mappatura termica di cella fotovoltaica CESI a 50, 75 e 100mA da 35 a 85°C
-
- La mappatura in temperatura consente di ottenere il coefficiente angolare B e l'intercetta A della seguente equazione

- $V_f = A + BT$

-
- I valori determinati per le tre correnti sono:

-
- Tabella 3: Parametri di fitting ottenuti da mappatura termica di cella CESI TJ.

• I[m A]	• A	• B
• 50	• 3,01 454	• - 5,31 E- 03
• 75	• 3,06 969	• - 5,20 E-

		03
• 100	• 3,10 485	• - 5,04 E- 03

•

- In seguito, invertendo la formula si ottiene la temperatura di giunzione in funzione della tensione:
-
- $T = V_f B - AB$
-
- Si sottolinea che la resistenza termica non è una proprietà intrinseca di ogni porzione di dispositivo: non si può pensare di poter sostituire le resistenze termiche indicate in Figura 3 come se fossero delle resistenze elettriche.
- Il valore di ogni resistenza termica dipende da tutta la serie di resistenze: con la sostituzione di una sola di queste, è necessario ricalcolare anche le altre.
-
- Avendo quindi definito come misurare le temperature di interesse, bisogna ora definire una metodologia per poter fornire una potenza nota alla giunzione. Non essendoci a disposizione risultati in letteratura, una modalità sperimentata in questo lavoro consiste nel polarizzare la cella fotovoltaica con una corrente nota e dal calcolo della potenza elettrica trasmessa si ottiene la potenza termica, supponendo che il rapporto di conversione tra queste due potenze sia unitario. Questa assunzione è pressoché valida in quanto la parte di potenza elettrica trasformata in luce è trascurabile nelle celle fotovoltaiche (diversamente ai LED). La potenza dissipata in giunzione per questo tipo di test, non può superare quella generata in normale funzionamento.
- A questo punto si procede nel seguente modo:
- Si scalda la cella polarizzandola con correnti di valore uguale a quelli usati per la mappatura.
- Si aspetta un tempo di settling in modo che la tensione V_f cominci ad assestarsi intorno al suo valore finale. Per una maggiore precisione si sceglie di trovare la tensione di settling facendo un fit tri-esponenziale dei dati.

- Si calcola la potenza dissipata dal prodotto $V_f \times I_p$, con I_p corrente di polarizzazione.
- Si ripete il procedimento per tutte le correnti utilizzate in mappatura, al fine di ottenere un grafico temperatura su potenza. La resistenza termica tra giunzione e ambiente è il coefficiente angolare della retta di regressione del grafico.
- Come detto prima, per una corretta determinazione delle temperatura ambiente viene fatta mettendo la cella solare in forno a circa 30°C, in modo da mantenerla costante. Cercando il coefficiente angolare della retta non è importante la temperatura a cui si tiene il forno, ma è importante che questa temperatura sia il più costante possibile durante le prove.
- In Figura 3 si riporta il grafico temperatura vs potenza per la cella TJ CESI:

-

-

- Figura 3: Grafico della temperatura di giunzione in funzione della potenza dissipata.

-

- La misura della resistenza termica della cella CESI risulta quindi essere di $R_{thja}=14,1 \text{ }^\circ\text{C/W}$.
- Si può anche calcolare la resistenza termica giunzione-backplate, mettendo una termocoppia sul lato opposto del ricevitore sotto test e svolgendo la stessa prova fatta per trovare la R_{thja} , solo che in questo caso non si misura la temperatura ambiente ma il valore indicativo della temperatura sul backplate. Eseguendo la stessa procedura si ottiene come risultato: $R_{thbp}=7,4\text{C/W}$. In Figura 3 si riporta il grafico della differenza di temperatura tra giunzione e backplate in funzione della potenza dissipata.
- La resistenza ottenuta, è confrontabile con quella di LED in forma di chip montati tramite COB [34], in quanto la tecnologia costruttiva è sostanzialmente la stessa. Invece, è stato fatto un test con un led DRAGON, per tecnologia SMD. La resistenza termica ottenuta è di 29,7C/W. La differenza costruttiva, però, è notevole in quanto nel LED testato il calore deve attraversare uno strato supplementare rispetto alla tecnologia COB

-

-

- Figura 3: Grafico della differenza di temperatura tra giunzione e backplate in funzione della potenza dissipata.

-

-

7.5 Test di vita accelerati

-

- I test di vita accelerati vengono fatti per monitorare gli effetti di bias e di temperatura durante il tempo di vita. Chiaramente, non essendo possibile condurre questi test in condizioni normali, in quanto la durata di vita è nell'ordine delle decine di anni, si cerca di simulare il comportamento in condizioni accelerate. Uno dei metodi più utilizzati, anche per sorgenti LED [35] e diodi laser [36] è accelerare le condizioni di vita in temperatura. In letteratura sono presenti pochi lavori riguardanti i test di vita accelerati per celle multi giunzione[37], ma la maggior parte riguarda la metodologia di test[38] piuttosto che risultati sperimentali.
- E' importante ora definire un modello che legghi matematicamente le condizioni normali alle condizioni accelerate in alta temperatura, per poi calcolare il fattore di accelerazione che legghi la scala temporale durante il test (centinaia di ore) alla scala di vita in condizioni normali (decine di anni).
-
- Il legame tra condizioni di lavoro "normali" e condizioni accelerate è dato dalla legge di Arrhenius [32]:
- $t_f = A \exp\left(\frac{e_a}{kT}\right)$
- dove,
- t_f è la durata del dispositivo [h]
- A è un fattore di scala
- e_a energia di attivazione [eV]
- k è la costante di Boltzmann [8.617×10^{-5} eV/K]
- T è la temperatura [K]
-
-
- Per il calcolo dell'energia di attivazione un metodo viene suggerito dall'equazione stessa, prendendo il logaritmo della funzione si ottiene:
-

$$\ln t_f = \frac{e a}{k T} + \ln(A)$$

-
- che, con ovvie sostituzioni, si può esprimere come:
-
- $y = mx + q$
-
- Quindi, facendo un grafico di $\ln(t_f)$ contro $(1/kT)$ si ottiene una retta la cui pendenza è proprio l'energia di attivazione. Per un calcolo significativo dell'energia di attivazione pertanto è necessario calcolare il tempo di vita del dispositivo ad almeno tre temperature. Per trovare il

t_f è possibile condurre un test ad una temperatura T per un tempo in cui sia possibile fare

significativamente un fit esponenziale dei dati per estrapolare il t_f . Nel caso in cui le celle in

esame siano più di una, come è raccomandato, si determina il t_f vedendo quando il 50% dei

campioni è giunto a rottura. Da un punto di vista operativo questo tipo di determinazione è di difficile realizzazione: servono almeno tre camere climatiche disponibili per un periodo comunque lungo, nell'ordine dei mesi, per poter procedere in parallelo con le prove. Non avendo a disposizione le attrezzature necessarie, nel ambito di questa tesi si è scelto di utilizzare il valore dell'energia di attivazione di riferimento di 0,75eV, ampiamente utilizzato in letteratura [39].

-

- Una volta definita l'energia di attivazione, è possibile calcolare la durata del dispositivo a differenti temperature di funzionamento:
- Se

- $tf1 = A \exp(-E_a / (k T1))$ e $tf2 = A \exp(-E_a / (k T2))$

- allora:

- $tf2 = tf1 \exp(-E_a / k (1/T2 - 1/T1))$

- Dove:

- $tf1 = 8 \times 365 \times 10 = 29200h$. Volendo simulare un tempo di 10 anni, considerando una durata

media di funzionamento di 8 ore al giorno

- $k = 8,617 \times 10^{-5} \text{ eV/K}$ (costante di Boltzmann)

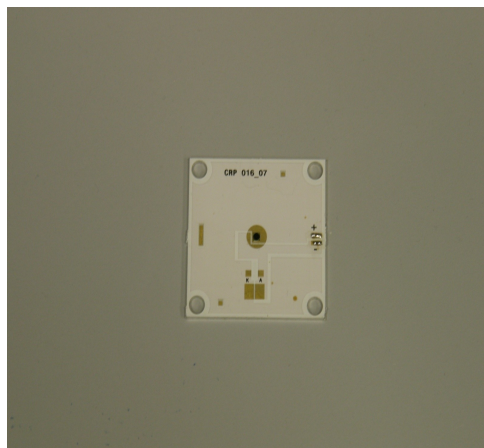
- $T1 = 343K$. E' la temperatura di normale utilizzo ($70^\circ C$)

- $T2 = 413K$. E' la temperatura di test ($140^\circ C$) che si è deciso di impostare.

- $E_a = 0,75 \text{ eV}$. E' l'energia di attivazione.

- Sostituendo i valori si ottiene il tempo di durata del test:

-
- $t_{f2}=395,9h$
- Al fine di condurre il test di vita il test è necessario determinare il criterio di guasto del dispositivo. La normativa vigente sui sistemi a concentrazione [4] non stabilisce ancora (infatti è in fase di ottimizzazione) un metodo per determinare la vita di un ricevitore solare. Si è deciso così di applicare la stessa regola utilizzata per i test di vita di sorgenti LED (NORMA), definendo una cella non funzionante quando il rendimento della cella è sceso al 70% del valore iniziale. Questo tipo di definizione è necessario in quanto le celle fotovoltaiche, come i LED, non hanno un comportamento a rottura di tipo on-off simili a lampadine a incandescenza, ma degradano con andamento esponenziale. Il parametro da misurare e monitorare è quindi il rendimento della cella, e viene misurato mediante la procedura descritta al paragrafo Caratterizzazione elettrica , e in realtà viene monitorata l'intera curva I-V di ogni cella nel caso che in futuro siano di interesse altri parametri.
- Per i test di vita sono stati preparati, secondo la procedura descritta al paragrafo Design e realizzazione, 20 ricevitori per ogni tipologia di celle:
 - cella AZUR TJ;
 - cella CESI TJ;
 - cella ENE.
- Uno dei ricevitori solari realizzati ed utilizzati per il test è riportato in Figura 3 :
-



-
- Figura 3: Ricevitori solari con celle multigiunzione realizzati per test di vita.
-
- Per condurre questi test, si seguono le normative [40] imposte dallo JESD22-A0108C riguardo alla conduzione di test di vita accelerati. I punti chiave della normativa sono:

- le condizioni di bias durante i test devono ricalcare quelle di un normale utilizzo,
- le condizioni di test non possono superare le condizioni di carico massimo imposte dal costruttore,
- la temperatura minima di giunzione per eseguire il test è di 125°C, a meno che il costruttore non specifichi una temperatura massima minore,
- una volta che i dispositivi da testare vengono rimossi dalla camera climatica, i test di parametri elettrici devono completarsi entro le 96 ore,
- per rimuovere i dispositivi sotto test dalla camera climatica, devono essere raffreddati a 55°C prima di spegnere il bias,
- la temperatura in camera climatica deve essere quanto più precisa ed omogenea entro un range di 5°C.
- Il set-up sperimentale utilizzato per questa tesi consiste nella collocazione delle celle in due supporti da trenta celle ciascuno (Figura 3). I cavi di ogni ricevitore vengono separati e fissati in modo da non coprire le celle adiacenti.
- Le celle vengono posizionate per il test in una camera climatica Challenge 600 dell'Angelantoni Industrie (Figura 3) e la temperatura viene impostata a 140 °C. Periodicamente le celle vengono estratte dal forno per eseguire la caratterizzazione elettrica sotto il simulatore solare.
-



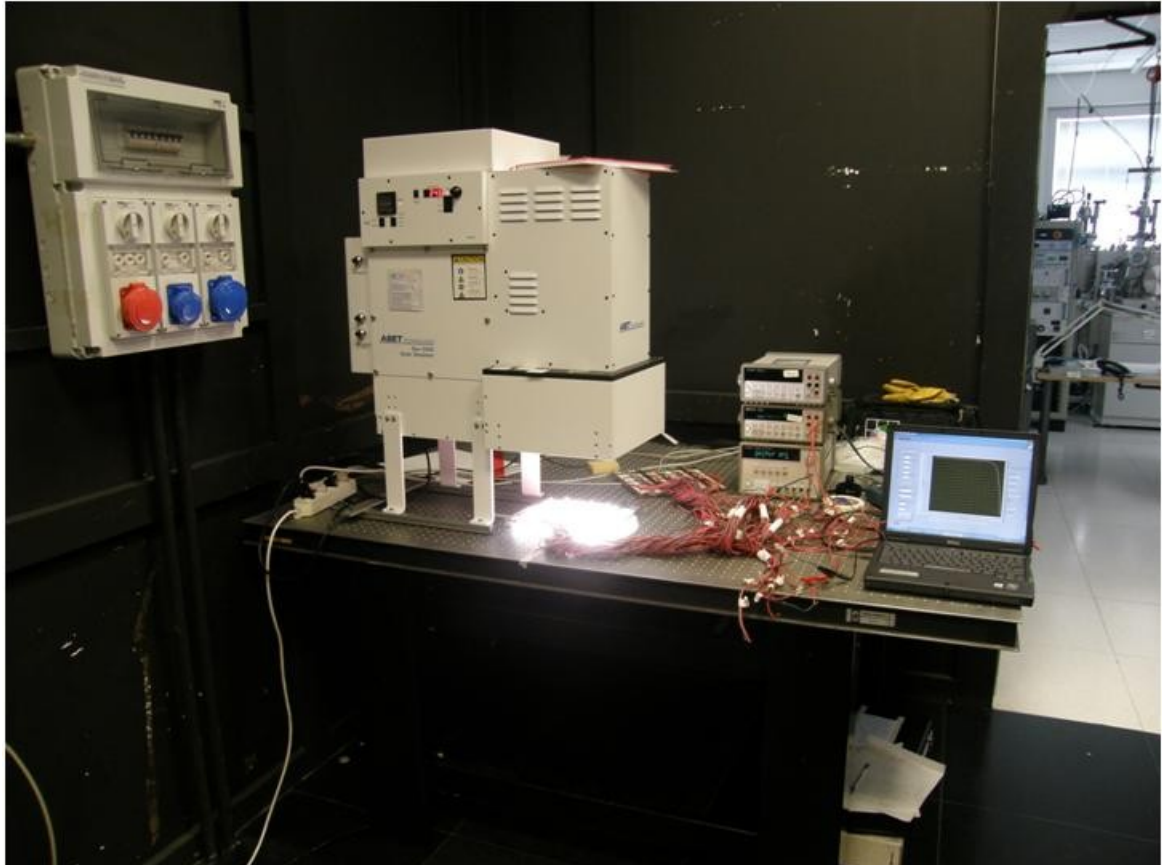
-



- Figura 3: Camera climatica utilizzata per i test (sx) e celle solari in camera durante i test (dx).
-
- Per fornire il bias durante il test di vita, si sono utilizzati dei regolatori di corrente TLE4242, utilizzati solitamente per polarizzare i LED a corrente costante. Nella scelta della corrente di polarizzazione, si è tenuto conto di non superare la corrente di corto circuito e di polarizzarle

in modo che la potenza dissipata fosse uguale alla potenza massima che la cella fornisce nelle condizioni operative.

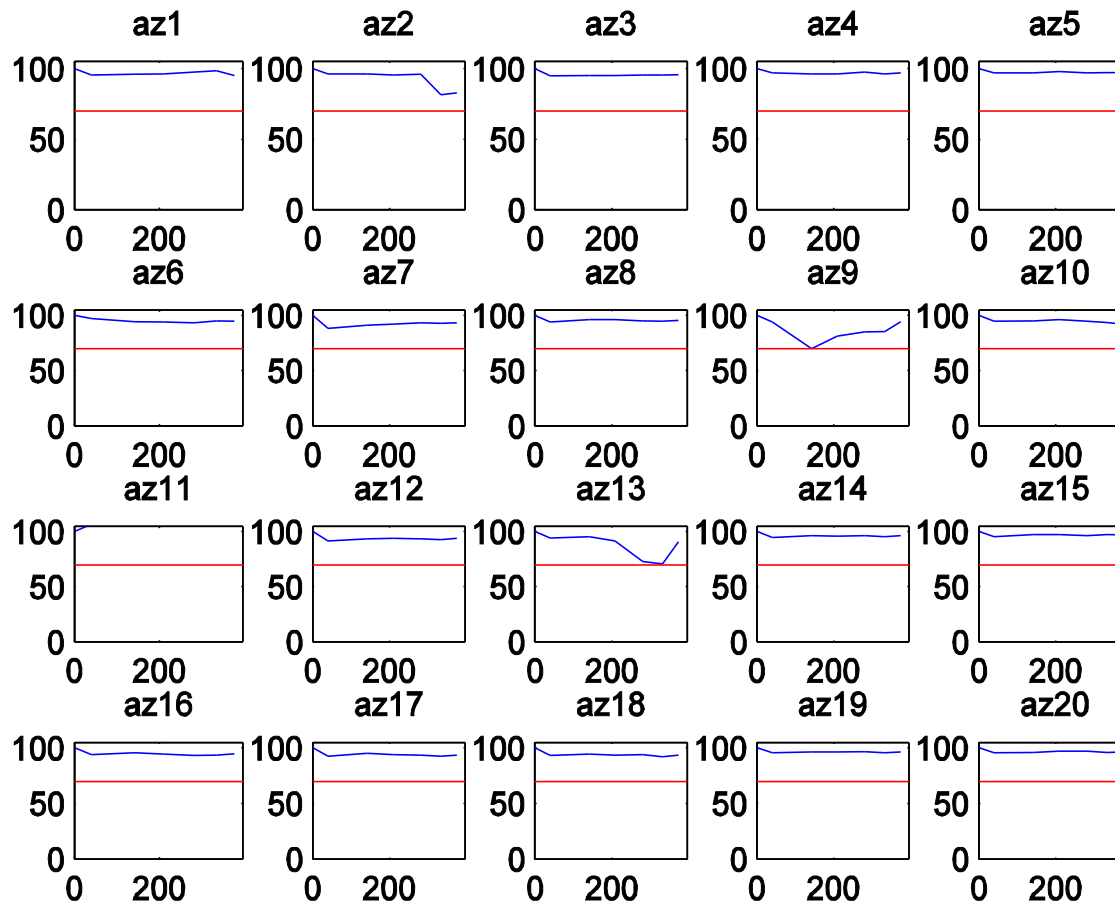
- Per la determinazione della corrente di bias, si è proceduto come segue:
- si sono inserite le celle in un forno la cui temperatura era uguale a quella di test di vita;
- è stata imposta una corrente bassa a scopo cautelativo;
- si è misurata la tensione in diretta, e dal prodotto corrente-tensione si è calcolata la potenza dissipata;
- si è ripetuto il procedimento aumentando di volta in volta la corrente di polarizzazione fino a che non fosse raggiunta la potenza generata dalla cella indicata nel datasheet oppure non si fosse raggiunta la corrente di corto circuito.
- Le correnti di bias trovate sono quindi:
- 190mA per le celle ENE;
- 145mA per AZUR e CESI.
-
- I ricevitori sono stati misurati prima dell'avvio del test. Le misure vengono eseguite sotto al simulatore solare senza che le celle siano rimosse dai supporti. Le curve I-V vengono prese mettendo la cella testata al centro dello spot di luce del simulatore, come indicato in .
-



- Figura 3: Set up di misura curve I-V per test di vita
-
-
-
-
- Nei grafici che seguono si riportano i risultati dei test di vita per le celle analizzate:
-

- **ANDAMENTO RENDIMENTO IN FUNZIONE DEL TEMPO:**

CELLE AZUR

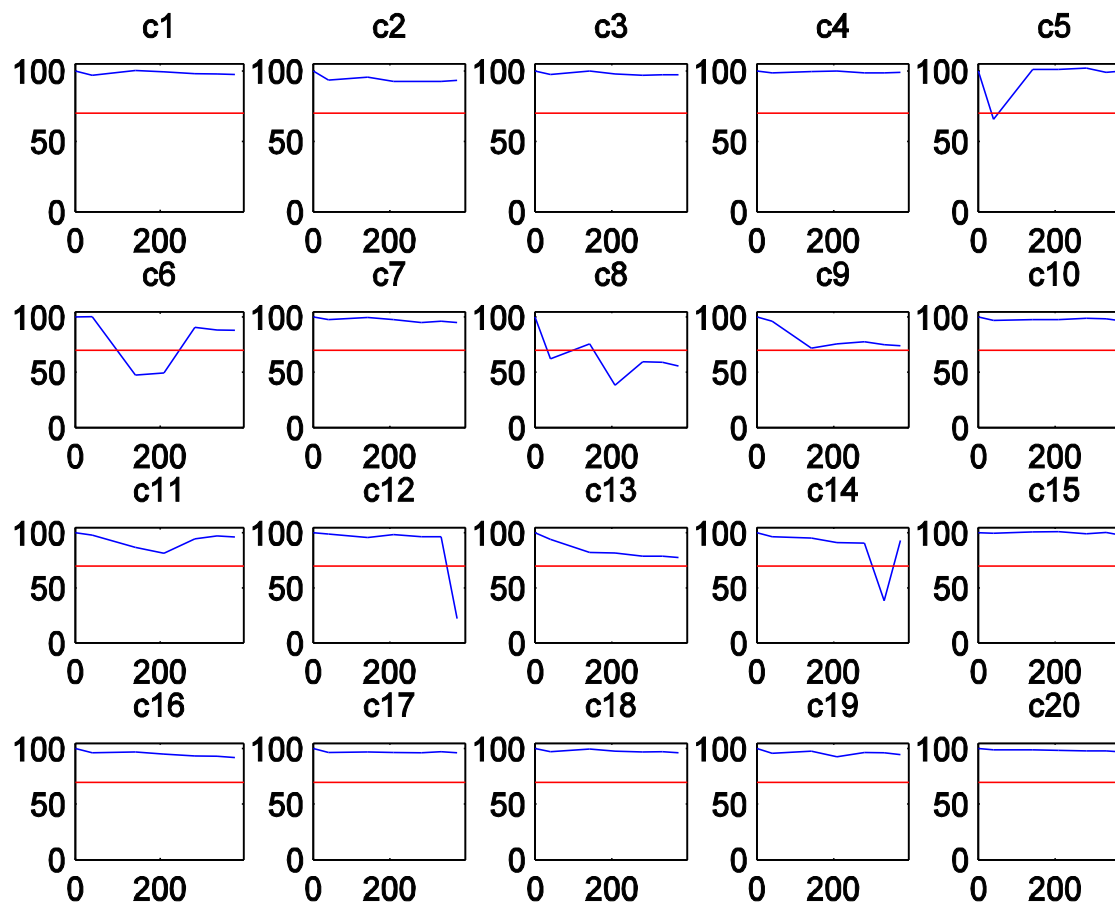


•

- Figura 3: Celle AZUR: andamento rendimento in funzione del tempo

-

CELLE CESI

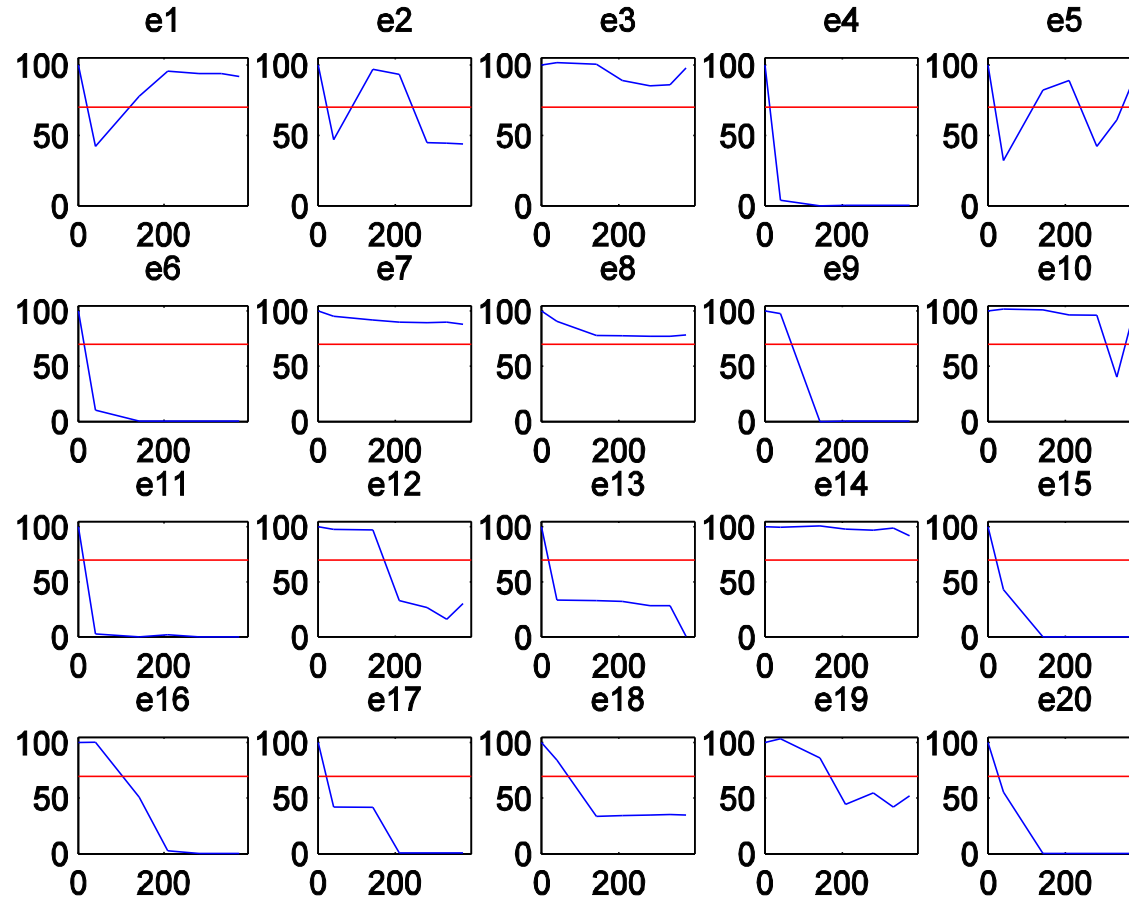


-

- Figura 3: Celle CESI: andamento rendimento in funzione del tempo

•

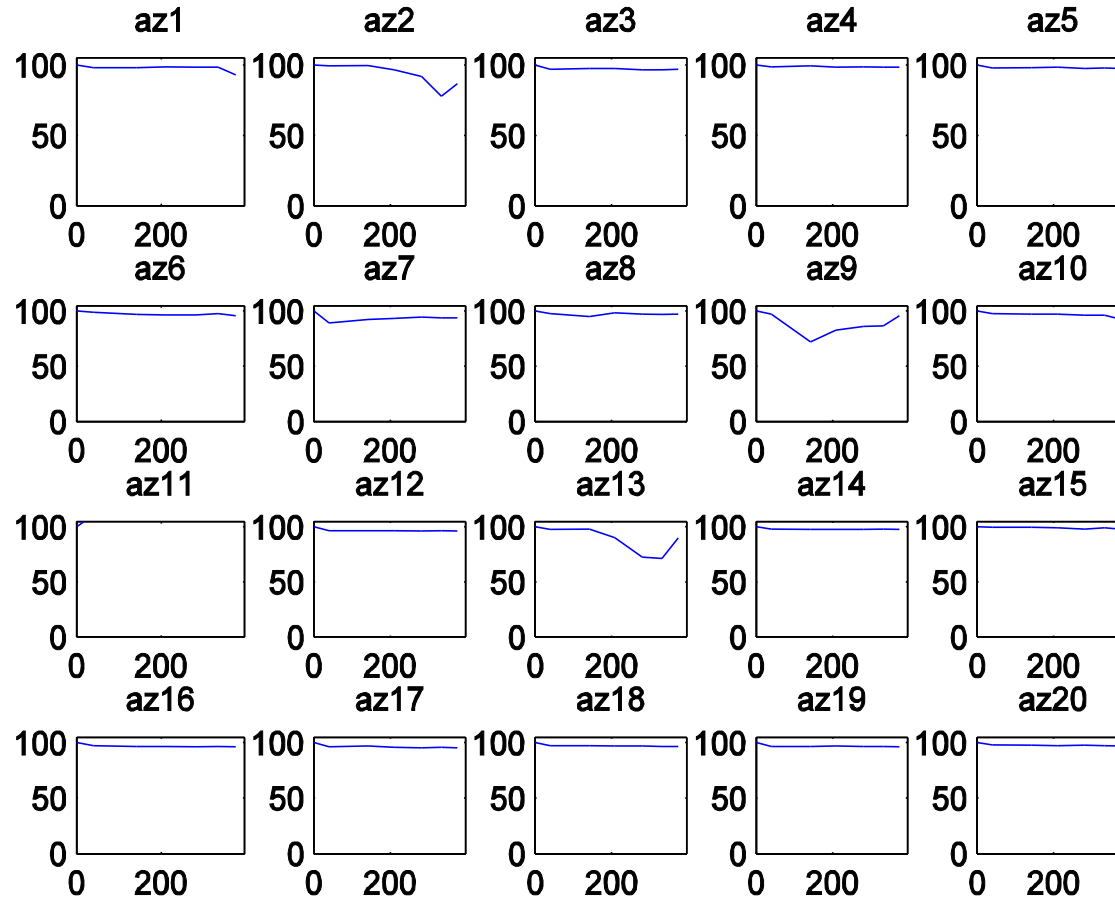
CELLE ENE



•

- Figura 3: Celle ENE: andamento rendimento in funzione del tempo
- **ANDAMENTO FILL FACTOR IN FUNZIONE DEL TEMPO:**

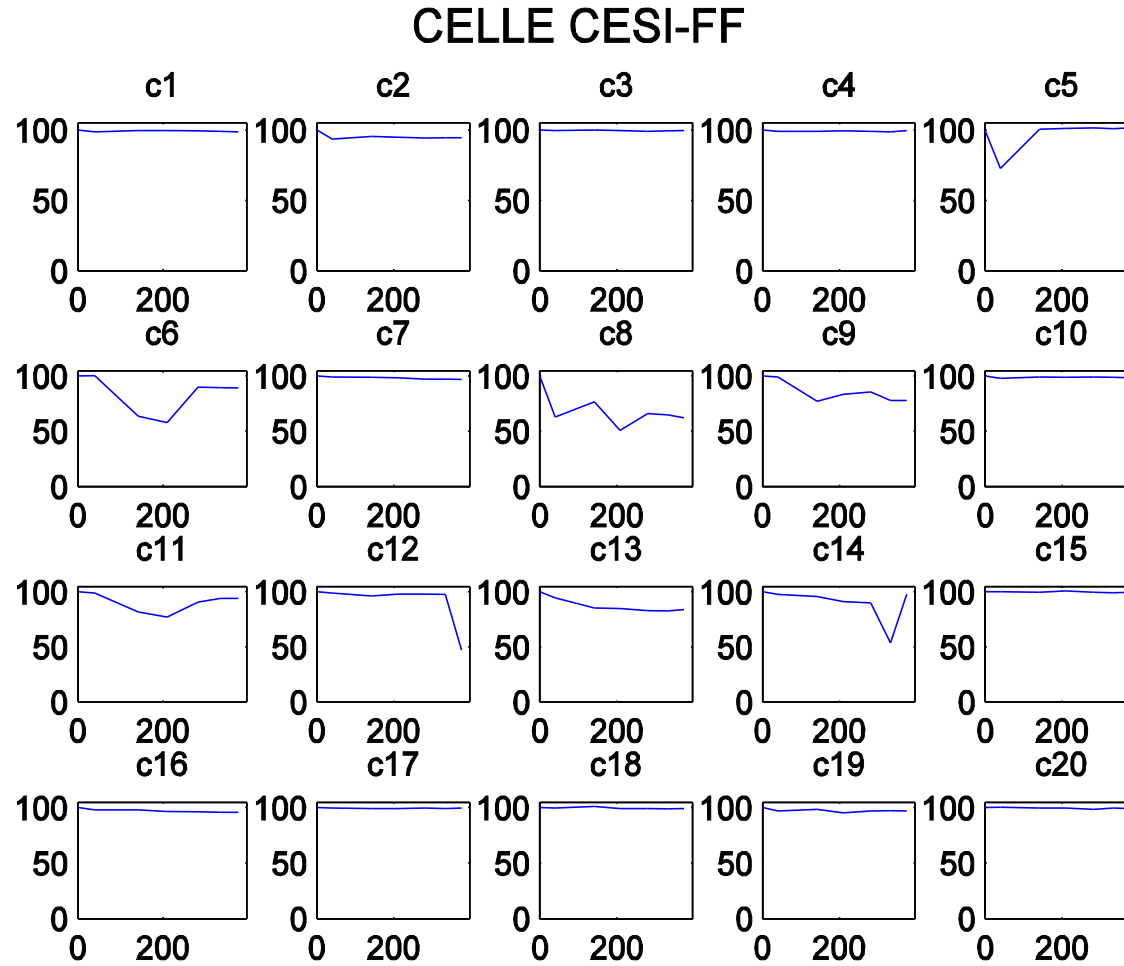
CELLE AZUR-FF



•

- Figura 3: Celle AZUR: andamento fill factor in funzione del tempo

-

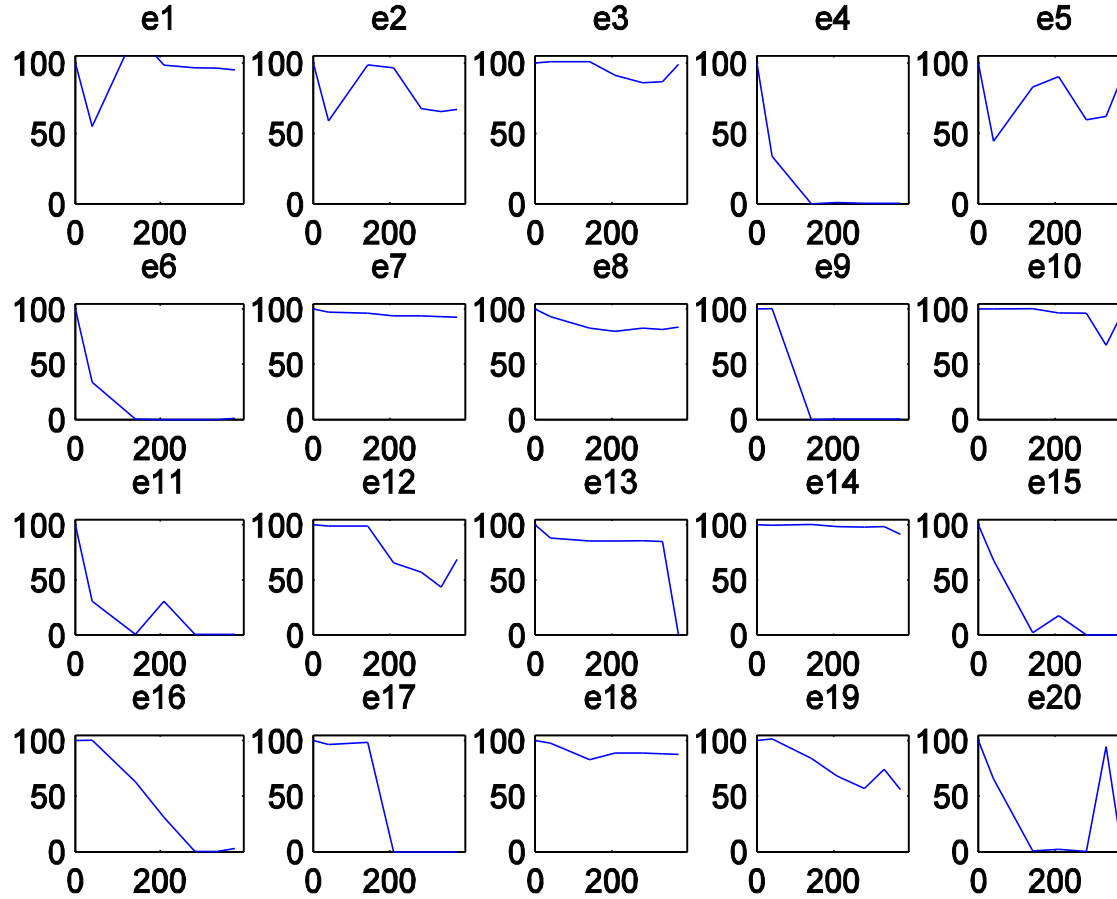


-

- Figura 3: Celle CESI: andamento fill factor in funzione del tempo

•

CELLE ENE-FF



•

- Figura 3: Celle ENE: andamento fill factor in funzione del tempo

-

- Sono stati condotti i test di vita accelerati in temperatura per un totale di 376 ore, corrispondenti a circa 10 anni. Dai risultati dei test di vita si può concludere che:
- I ricevitori con celle AZUR sono quelli che hanno risposto meglio al test, infatti in nessuno si è notato un calo dell'efficienza al 70% del valore iniziale e le variazioni di rendimento sono minori rispetto alle altre tipologie di ricevitori. Tutti i ricevitori dopo il test si attestano attorno ad un valore di efficienza di circa il 90% del valore iniziale.
- I ricevitori con celle CESI hanno superato il test, anche se in questo caso ci sono stati degli elementi che sono giunti a rottura, come indicato in Tabella 3 .
- I ricevitori con celle ENE non hanno superato il test, si è potuta notare anche una certa mortalità infantile, infatti 6 su 20 sono giunte a rottura soltanto dopo 40 ore.
-
- Tabella 3: Risultati dei test di vita per le tipologie testate

• Cella	• n° di celle funzionanti dopo 50 ore di stress	• n° di celle funzionanti alla fine del test (377 ore)
• AZUR	• 20	• 20
• CESI	• 19	• 18
• ENE	• 16	• 7

8

8.1 Misure outdoor

-
- Al fine di testare il ricevitore in condizioni outdoor è necessario disporre di un tracker molto accurato (precisioni del decimo di grado) per ottenere delle misure consistenti. Non essendo disponibile tale strumentazione presso CRP, le misure sono state svolte in un altro laboratorio.
- Il ricevitore solare è stato accoppiato ad una lente a concentrazione da circa 500X, sviluppata da CRP: una lente di Fresnel in plastica (PMMA) con dimensioni 4 x 4 cm (Figura 3) che concentra la radiazione su uno spot circolare di diametro 2 mm. La lente è stata utilizzata per testare in concentrazione uno dei ricevitori con cella AZUR TJ. Il sistema ricevitore/lente sono stati montati su un tracker di precisione (Figura 3) per la misura dei principali parametri elettrici.



- Figura 3: Ricevitore solare su tracker per la misura outdoor.

-

- La curva I-V misurata è riportata in Figura 3 .
- Si può osservare che la cella mantiene un valore di FF alto nonostante la concentrazione, questo è dovuto ad una resistenza serie di valore basso. Dal confronto della stessa cella con e senza concentratore, possiamo notare che il rendimento elettrico sia aumentato, questo perché la griglia è ottimizzata per lavorare un alta concentrazione.

-

-

- Figura 3: Misure outdoor: Curva I-V – ricevitore con cella AZUR.

-

-

- Tabella 3: Parametri elettrici cella AZUR ad 1 sole ed in concentrazione (500x).

•	• 1 sole	• In concentrazione
• V_{oc} [V]	• 2,42	• 3,02
• I_{cc} [mA]	• 0,319	• 160
• V_M [V]	• 2,126	• 2,52
• I_M [mA]	• 0,307	• 150
• P_M [mW]	• 0,653	• 378
• FF	• 84,4%	• 78,3%
• η (cella)	• 24,47%	• 32,27%

-

- E' interessante notare come l'efficienza della cella aumenti in concentrazione passando da 24,47% a 32,27%.

- Considerando l'efficienza totale del sistema (lente + ricevitore), questa è di circa 27%, che è molto buona se si considerano i dati in letteratura.
-

9 Design e realizzazione di ricevitori solari per sistemi a bassa concentrazione

-
- In questo capitolo si descrive la progettazione e lo sviluppo di ricevitori per sistemi a bassa concentrazione basati su celle al silicio e realizzati con tecnologia Chip on Board (COB). I ricevitori sono stati realizzati utilizzando due tipologie di celle al silicio monocristallino; i parametri di processo sono stati poi testati con metodologie specifiche per il processo COB.
- I ricevitori assemblati sono stati caratterizzati utilizzando un simulatore solare, per valutarne le proprietà elettriche e sono stati eseguiti test di affidabilità del processo COB (secondo le normative vigenti). Infine i ricevitori realizzati sono stati testati anche in un modulo a bassa concentrazione in outdoor, con un sistema di tracker con sistema di puntamento sviluppato nell'ambito di questa tesi.

9.1 Tipologie di celle

-
- Sono state utilizzate 2 differenti tipologie di celle fornite dai seguenti produttori:
 - Narec – *National Renewable Energy Centre*: il centro di ricerca nazionale del Regno Unito dedicato allo sviluppo ed implementazione delle energie rinnovabili
 - MET – *Modernios E – Technologijos*: una impresa della Lituania che si sta dedicando allo sviluppo di celle solari al silicio ad alta efficienza;
- E' da sottolineare che le celle utilizzate non sono ancora prodotti commerciali, ma sono dei campioni ingegneristici forniti da MET e Narec per l'implementazione del processo COB su celle di questo tipo. Attualmente infatti le celle al silicio presentano sul top della superficie una metallizzazione detta bus-bar che consente la contattatura tramite ribbon. La tecnologia del wedge-bonding è ancora in fase di implementazione, e questo lavoro ha dato un contributo significativo per la comprensione della possibilità di bonding in automatico con tecnologia wedge.

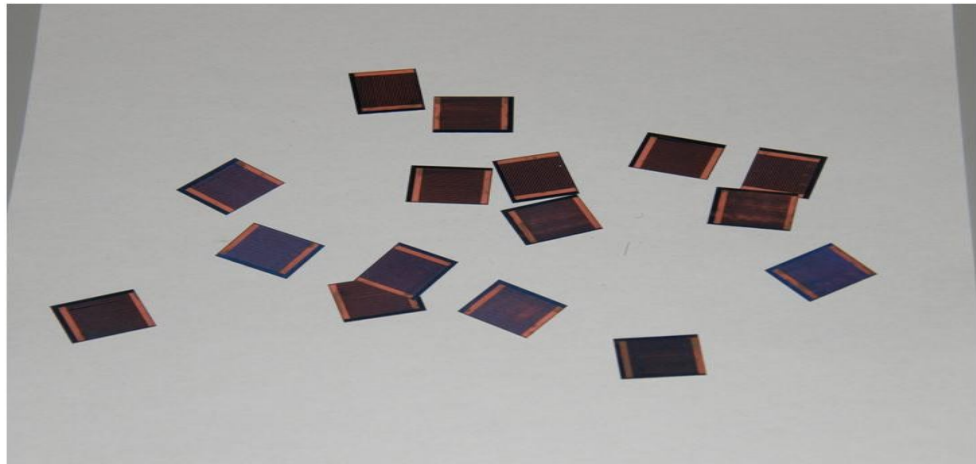
Celle Narec

-
- 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.

- Le celle fornite da MET sono i primi campioni sperimentali, realizzati per testare la possibilità di contattatura mediante tecnologia wedge-bonding. La MET non ha fornito la curva I-V, né valori di efficienza. Le celle ricevute per questi esperimenti sono di

dimensioni 11×13 mm, i contatti superficiali sono realizzati con finitura in rame. Le

immagini delle celle sono riportate in Figura 4 .



•
•
• Figura 4: Celle MET

- La MET ha fornito 3 lotti differenti di celle al silicio: 024-14, 034-05 e 034-35. Le differenze tra i vari lotti non riguardano né la struttura della cella, né dei contatti superiori, ma bensì del coating anti-riflesso. Le celle del lotto 024-14 appaiono molto ossidate sulla superficie, si è deciso comunque di procedere con i test.

9.2 Design e realizzazione dei ricevitori

- Anche in questo caso, come nel paragrafo Design e realizzazione, si è implementato il processo di montaggio delle celle in silicio su ricevitori solari. Al fine di implementare il processo di montaggio delle celle solari, sono stati progettati e realizzati dei ricevitori basati su tecnologia IMS (*Insulated Metal Substrate*).
- Il ricevitore progettato è composto dai seguenti elementi:
 - **cella solare** sottoforma di die, descritte nel paragrafo Tipologie di celle;
 - **basetta**, realizzata con tecnologia IMS. Tale PCB (*Printed Circuit Board*) è costituita da uno strato di rame per la realizzazione delle piste conduttive, da uno strato di materiale dielettrico (tipicamente allumina) per l'isolamento elettrico e da uno strato di materiale

detto di base (tipicamente alluminio), che ha il compito di dissipare il calore; gli strati sono schematizzati in Figura 3 . Le basette in alluminio misurano 244x56.50mm, le celle sono disposte al centro in modo da formare una striscia su cui le lenti focalizzeranno la radiazione solare con una concentrazione di circa 14X

- **diodo di bypass:** solitamente i ricevitori solari vengono montati elettricamente in serie per cui se una cella dovesse venire oscurata, ne risentirebbero anche le altre, con il diodo di bypass, invece, la cella oscurata viene “saltata” automaticamente.
-
- **Design del ricevitore**
- Il ricevitore è stato progettato in modo tale da allocare le celle lungo l’asse longitudinale della basetta ed il diodo di bypass in posizione laterale.
-
-
- Le dimensioni di pad e piste sono state disegnate tenendo conto delle specifiche per la tecnologia Chip on Board.
-
- **Realizzazione del ricevitore**
- Il ricevitore è stato realizzato da un fornitore esterno, le principali caratteristiche richieste sono le seguenti:
 - materiale IMS con base di Alluminio e dielettrico in ceramico;
 - layer di Cu di 35 μm ;
 - finitura superficiale delle pad in Argento, di spessore 1 μm .
-
- Le celle sono state montate sulla PCB mediante processo di Chip on Board, ampiamente descritto nel capitolo Tecnologia Chip on Board, secondo i seguenti step:
- Stamping: il materiale utilizzato come collante è una resina epossidica conduttiva contenente particelle micrometriche di argento. La resina è della Epoxy Technology (H20E) e presenta una conducibilità termica di 29 W/mK. La dispensazione del collante è avvenuta in modo differente a seconda della dimensione delle celle:
 - Celle 10 x 10 mm: Stamping del materiale collante sulla basetta, sul quale viene posizionata la cella e fatta aderire con una leggera pressione, il processo è completamente automatizzato e descritto nel paragrafo Die Attach.
 - Celle 61 x 10 mm: Dispensing con valvola pressione tempo utilizzando un dispenser automatico.
- *Pick* della cella *and place* su la piazzola dedicata. Si è lavorato con la die bonder automatica descritta al paragrafo Die Attach.

- Alcuni ricevitori sono stati preparati anche con diodo di bypass per la caratterizzazione outdoor su modulo a concentrazione. E' stato utilizzato un diodo SMD ES3A.
- Una volta posizionata la cella, è stato eseguito il curing della resina conduttiva posizionando la scheda in forno per 30 minuti a 150°C.
- A questo punto sono stati realizzati i bonding tra i contatti superiori della cella, (anodo o catodo, a seconda della tipologia) e la basetta. I bonding sono stati realizzati mediante wedge bonder automatica con il processo descritto al paragrafo Wire bonding utilizzando filo in oro con diametro 50µm. In tutte le celle sono stati realizzati due bonding. I parametri di bonding differiscono tra le tipologie di celle testate a secondo del materiale con cui è stata realizzata la pad sulla cella. Il contatto inferiore della cella è già connesso elettricamente al ricevitore una volta piazzata (il collante è sia termo che elettro-conduttivo), mentre il contatto superiore è da connettere con la seconda piazzola.
-
- I parametri utilizzati per il die attach e wire bonding sono riportati in Tabella 4 e Tabella 4 . Dal punto di vista del wire bonding i parametri sono differenti per celle con pad in rame (MET) ed argento (Narec).
-
- Tabella 4: Parametri di processo utilizzati nel wire bonding per il montaggio delle celle in silicio. (a) Celle con pad in argento e (b) Celle con pad in rame.

(a) Celle con pad in argento (Narec):

-
- **Cella**
 - Deformazione= 55% del diametro del filo.

•	• Fa	• Fas
• Tempo	• 50	• 500
• Energia ultrasuoni	• 10	• 55
• Forza	• 5	• 45

-
- **Sottostrato**
 - Deformazione= 45% del diametro del filo.

•	• Fa se	• Fa se
---	---------	---------

	1	2
• Tempo	• 50	• 500
• Energia ultrasuoni	• 10	• 45
• Forza	• 5	• 40

-
-

(b) Celle con pad rame (MET):

- **Cella**

- Deformazione= 65% del diametro del filo.

•	• Fa	• Fas
• Tempo	• 50	• 500
• Energia ultrasuoni	• 15	• 65
• Forza	• 5	• 55

-
-
-

- **Sottostrato**

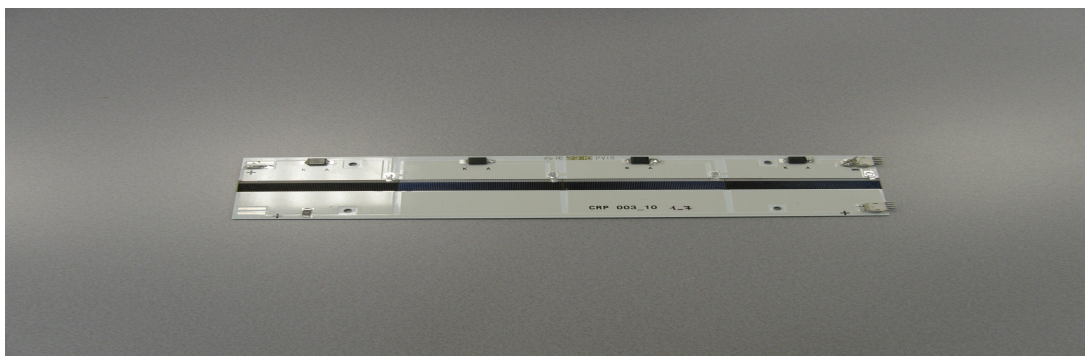
- Deformazione= 45% del diametro del filo.

•	• Fa se 1	• Fa se 2
• Tempo	• 50	• 500
• Energia ultrasuoni	• 10	• 45
• Forza	• 5	• 45

- - Tabella 4: Parametri di processo die attach per il montaggio delle celle in silicio.
 - **STAMPING** (stamping tool 2x2 mm a matrice di punti 3x3)
 - Parametri:
 - Tempo nella squeegee unit: 250 ms
 - Tempo sul sottostrato: 250 ms
 - Pressione sul sottostrato: 1 g
 - **DISPENSING** mediante dispenser volumetrico.
 - Parametri:
 - Tempo di dosaggio: 500 ms
 - Velocità di rotazione della vite: 30%
-
- **PICK&PLACING** (Pick up tool TL=9,50 X TW=24,50mm)
 - Parametri:
 - Placing delay: 500 ms
 - Placing force: 5 g
 - I parametri di placing delay e di placing force sono due parametri importanti in quanto determinano la bond line thickness ovvero lo spessore di pasta sotto al componente e quindi influiscono direttamente sulla resistenza termica.

-
- Una scheda con celle Narec è riportata in Figura 4 .
-

•



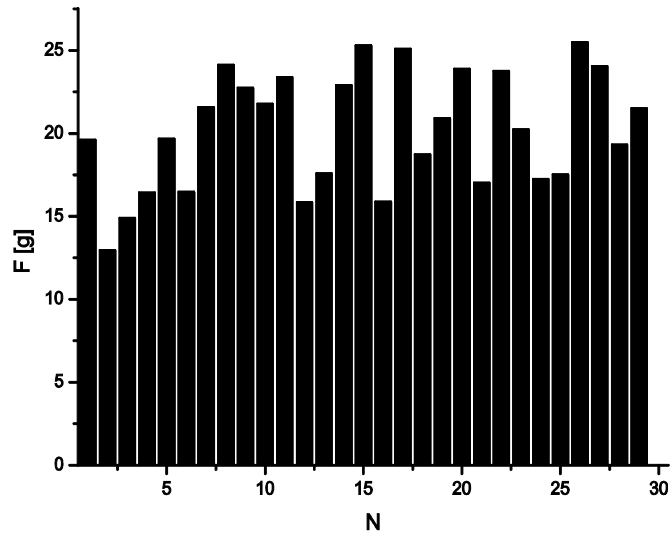
- Figura 4: PCB con celle Narec.
-

9.3 Wire pull test

-
- Il wire pull test viene eseguito come indicato nel paragrafo Die Shear test e wire Pull test al fine di testare la bontà dei bonding. Il test è stato eseguito su tutte le tipologie di celle, sia NAREC che MET; in quest'ultimo caso, si sono tenuti separati i differenti lotti di produzione, in modo da poter valutare quale tra questi ha le migliori proprietà. In tutti i casi i bonding sono stati effettuati con filo in oro da 50 μm , la normativa impone una forza minima di rottura di 7 grammi per il superamento del test.
-

0.2.1 **Wire pull test: celle Narec**

-
- In questa pagina si riportano i risultati per ricevitori con celle al silicio della Narec. I bonding sono stati eseguiti con con filo in oro da 50µm, le pad delle celle hanno una finitura di Ag così come le pad su PCB.
- L'istogramma riporta i valori misurati di rottura del filo e esito delle prove:
-



- La normativa impone una forza di rottura minima di 7g. in due casi la macchina per il test ha raggiunto il fondo scala (25g) e non è riuscita a rompere il filo.

-
-
- Tabella 4: WPT di celle NAREC

• Numero di prove:	• 3 0
• Media forza di rottura:	• 2 0 , 1 4 1 9
• Deviazione standard:	• 3 , 4 8 9

•

• Figura 4: Wire Pull Test di celle NAREC, filo in Au 50µm

•

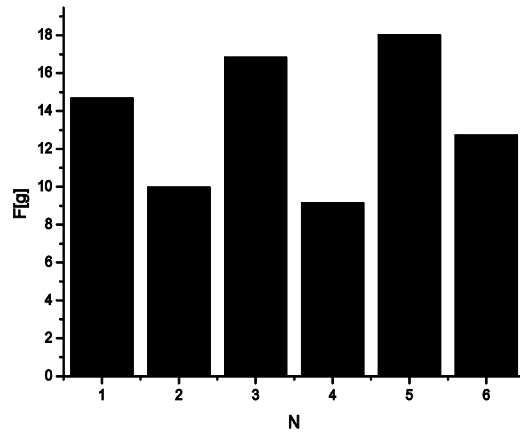
• Superato il test:	• 3
	0

• Non hanno superato il test:	• 0

029
2007

Wire pull test: Celle MET

-
- In questa sezione si riportano i risultati per ricevitori con celle al silicio della MET. Questo tipo di celle sono state fornite in diversi lotti. In tutti i casi i bonding sono stati eseguiti con con filo in oro da 50 μ m, le pad delle celle hanno una finitura di Cu e le pad su PCB hanno una finitura di Ag.
- Lotto 024-14
- L'istogramma riporta i valori misurati di rottura del filo e esito delle prove:
-
-



-
- Figura 4: Wire Pull Test di celle MET, filo in Au 50 μ m.
-

-
-
-
- Tabella 4: WPT di celle MET

• Numero di prove:	• 6
• Media forza di rottura:	• 13,55g
• Deviazione standard:	• 3,61g
• Superato il test:	• 6

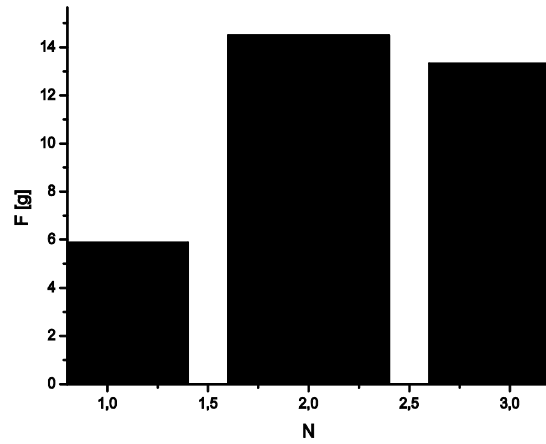
• Non hanno superato il test:	• 0
-------------------------------	-----

-
-
-
-
-
-
- Lotto 034-05

-
-
-
-

- L'istogramma riporta i valori misurati di rottura del filo e esito delle prove:

-
-



-
- Figura 4: Wire Pull Test di celle MET, filo in Au 50 μ m.

-
-

-

-

-

- Tabella 4: WPT di celle MET

• Numero di prove:	• 3
• Media forza di rottura:	• 11,23 g
• Deviazione standard:	• 4,68 g
• Superato il test:	• 2
• Non hanno superato il test:	• 1

-

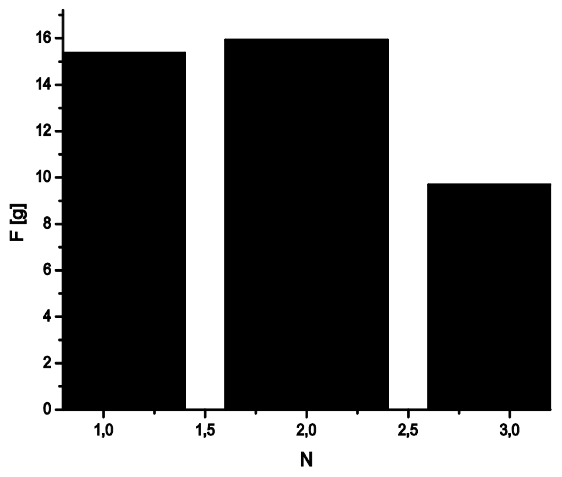
-

-

-

-

- -
 -
 -
 - Lotto 034-35
 - L'istogramma riporta i valori misurati di rottura del filo e esito delle prove:
 -
 -
- -



• Figura 4: Wire Pull Test di celle MET, filo in Au 50µm.

• Tabella 4: WPT di celle MET

• Numero di prove:	• 3
--------------------	-----

• Media forza di rottura:	• 13,679
• Deviazione standard:	• 3,459
• Superato il test:	• 2
• Non hanno superato il test:	• 1

- Dai risultati del wire pull test si può concludere che:
- Il risultato migliore è stato ottenuto con i ricevitori con celle NAREC, con una forza media di rottura di 20,14g. I ricevitori con celle MET, di cui si dispongono pochi dati a causa della difficoltà di eseguire i bonding, hanno comunque superato il test, anche se la forza media di rottura è nettamente inferiore.
- Tra i vari lotti disponibili di celle MET, il lotto 034-35 è risultato il migliore, quasi a pari merito con il lotto 024-14.
- La finitura in argento risulta avere le migliori proprietà meccaniche. Si può aggiungere anche che hanno anche la migliore risposta all'ossidazione: nelle celle in rame, infatti, si è dovuto togliere lo strato ossidato per poter effettuare i bonding.
- Ci sono stati 2 fallimenti su 12 per i ricevitori con celle MET e nessuno su 30 per quelli con celle NAREC.

-

-

9.4 Caratterizzazione elettrica

-

- Le celle al silicio sono state caratterizzate dal punto di vista elettrico secondo la procedura descritta nel paragrafo Descrizione modulo a bassa concentrazione. Seguono i risultati.

-

0.1.1
 9/11

Caratterizzazione elettrica: Celle Narec

-
- Viene testata al simulatore solare una cella NAREC al silicio per bassa concentrazione. La cella ha area attiva di 61×7 mm e viene esposta ad una radiazione solare di 850 W/m^2 . Seguono i risultati:

•

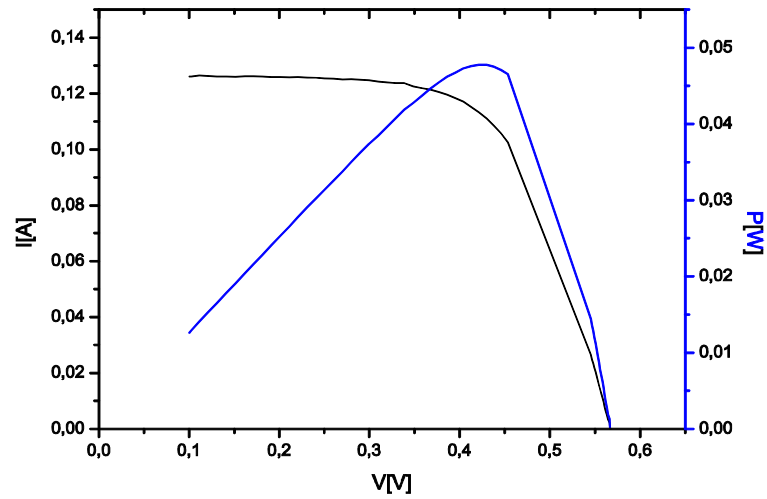
•

• Tabella 4: Valori relativi ad una cella Narec

• V_{OC} [V]	• 0,56 7
• I_{CC} mA]	• 0,12 6
• V_M V]	• 0,42 1
• I_M mA]	• 0,11 3
• P_M mW]	• 47,7 6
• FF	• 65,8 %

• η	• 13,1 5%
----------	--------------

•



• Figura 4: Curva I-V - cella Narec @850w/m²

•

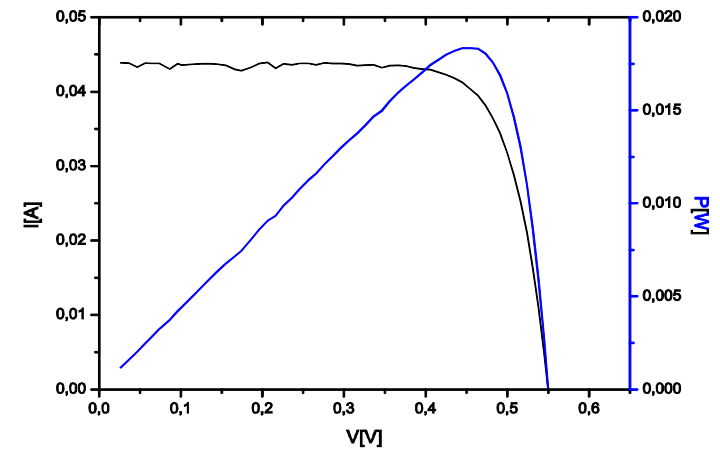
•

•

- Viene testata al simulatore solare una cella NAREC al silicio per bassa concentrazione. La cella ha area attiva di 24×8 mm e viene esposta ad una radiazione solare di 850W/m². Seguono i risultati:

-
-
- Tabella 4: Valori relativi ad una cella Narec

• V_{OC} [V]	• 0,55 0
• I_{CC} [mA]	• 43,8 6
• V_M [V]	• 0,44 5
• I_M [mA]	• 41,2 5
• P_M [mW]	• 18,3 6
• FF	• 76,1 %
• η	• 11,2 5%



- Figura 4: Curva I-V - cella Narec @850w/m²

-
-
-
-
-
-
-
-

5.1.5 **Caratterizzazione elettrica: Celle MET**

-

- Vengono testate al simulatore differenti tipologie di celle MET al silicio per bassa concentrazione. Le celle hanno area attiva attiva di 10×10 mm

e vengono esposte ad una radiazione solare di 850W/m². Seguono i risultati:

-

- LOTTO 024-14

-

-

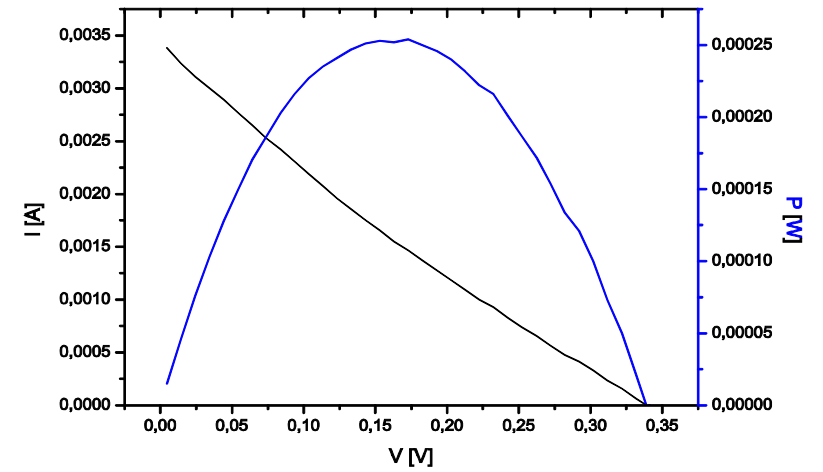
-

- Tabella 4: Valori relativi ad una cella MET

• V _{oc}	• 0,34
-------------------	--------

[V]	1
• I _{cc} [• 3,39

mA]	
• V_M [V]	• 0,17 3
• I_M [mA]	• 1,47
• P_M [mW]	• 0,25 4
• FF	• 22,0 %
• η	• 0,30 %

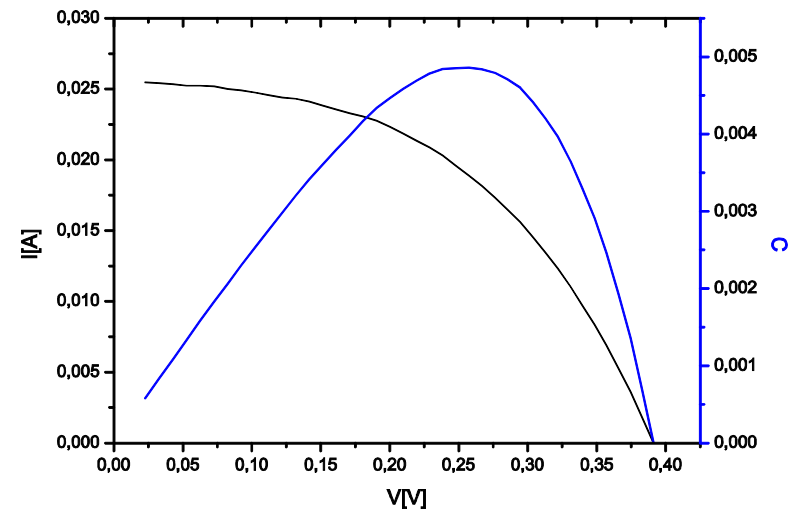


• Figura 4: Curva I-V cella MET 124-14@850w/m².

•
•
•
•
• LOTTO 034-05
•

-
-
-
- Tabella 4: Valori relativi ad una cella MET

• V_{OC} [V]	• 0,39 1
• I_{CC} [mA]	• 25,4 7
• V_M [V]	• 0,25 7
• I_M [mA]	• 18,8 8
• P_M [mW]	• 4,86
• FF	• 48,8 %
• η	• 5,72 %



- Figura 4: Curva I-V cella MET 034-05@850w/m².

-

-

- LOTTO 034-35

-

-

-

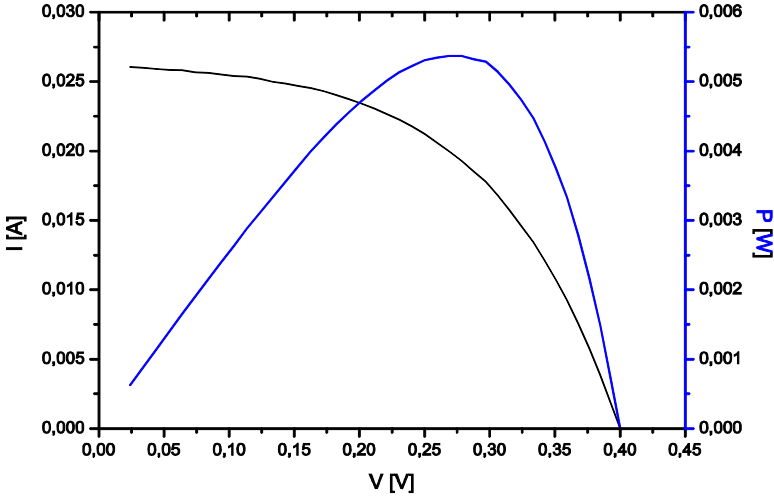
-

- Tabella 4: Valori relativi ad una cella MET

-

• V_{OC} [V]	• 0,40 0
• I_{CC} [mA]	• 26,0 5
• V_M [V]	• 0,26 879
• I_M [mA]	• 19,9 7
• P_M [mW]	• 5,37
• FF	• 51,5 %
• η	• 6,32 %

-



- Figura 4: Curva I-V cella MET 034-35@850w/m².

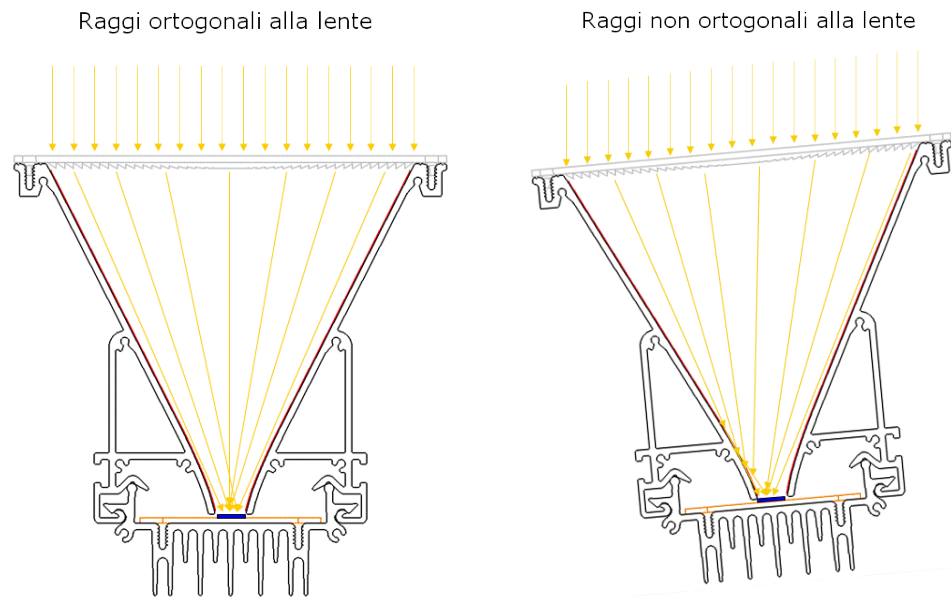
-
-
-
-
-

- Da un confronto tra le caratterizzazioni elettriche si osserva che:
- I ricevitori con celle NAREC di dimensioni 61×7 mm hanno il miglior rendimento tra le celle testate: 13,15%. C'è da considerare, però che la caratterizzazione è stata fatta ad 1 sole, quando la griglia è stata ottimizzata per lavorare in bassa concentrazione.
- I ricevitori con celle MET hanno rendimenti molto bassi, probabilmente perché i contatti in rame sono coperti di ossido, degradando notevolmente la resistenza serie, come indicato dal basso Fill-Factor.
- Il lotto MET 024-14 è da considerarsi non funzionante.
- In futuro sarà necessario ottimizzare il rendimento dei ricevitori con celle NAREC montate sul ricevitore, in quanto vengono fornite con efficienza teorica di circa 19%.
-

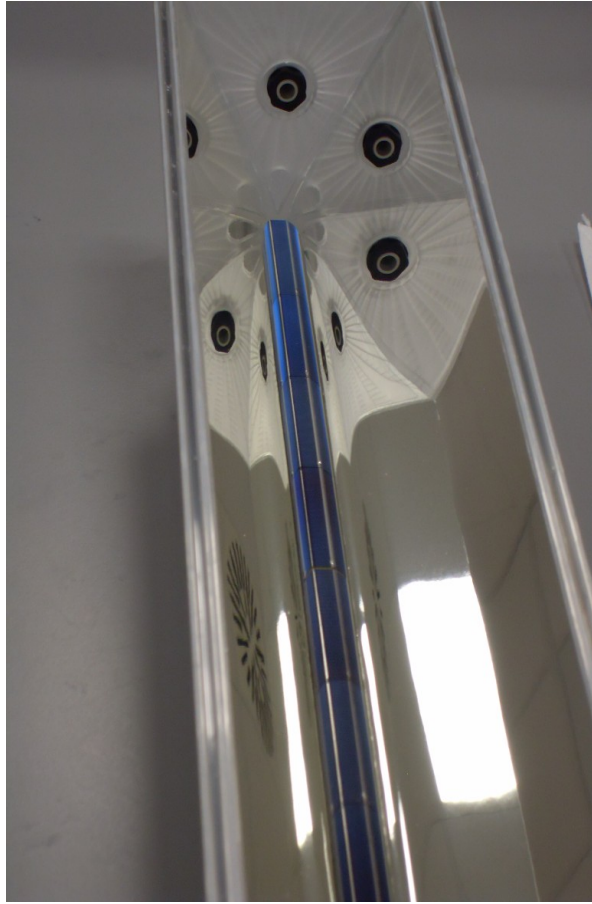
9.5 Test outdoor di ricevitori su modulo a concentrazione

Descrizione modulo a bassa concentrazione

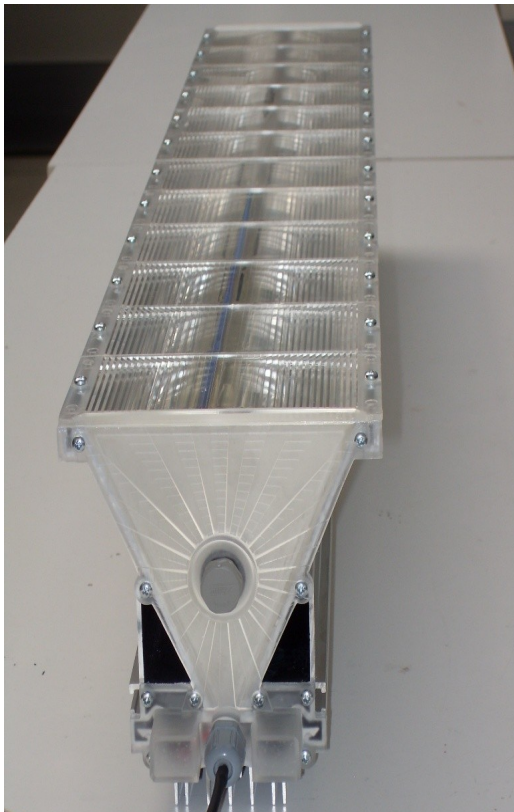
-
- I ricevitori realizzati in questo lavoro di tesi, sono stati testati in un modulo a bassa concentrazione sviluppato da CRP.
- Il sistema a bassa concentrazione in oggetto è basato su un sistema ottico ibrido, costituito da delle lenti di Fresnel longitudinali ed uno specchio.
- Le lenti focalizzano la radiazione su una striscia di celle di larghezza 10 mm, gli specchi raccolgono i raggi che eventualmente non vengono correttamente focalizzati e incrementa l'angolo di accettazione che ha valori di 1,9°. L'efficienza del sistema ottico è 90% ed il fattore di concentrazione è 15X.
-



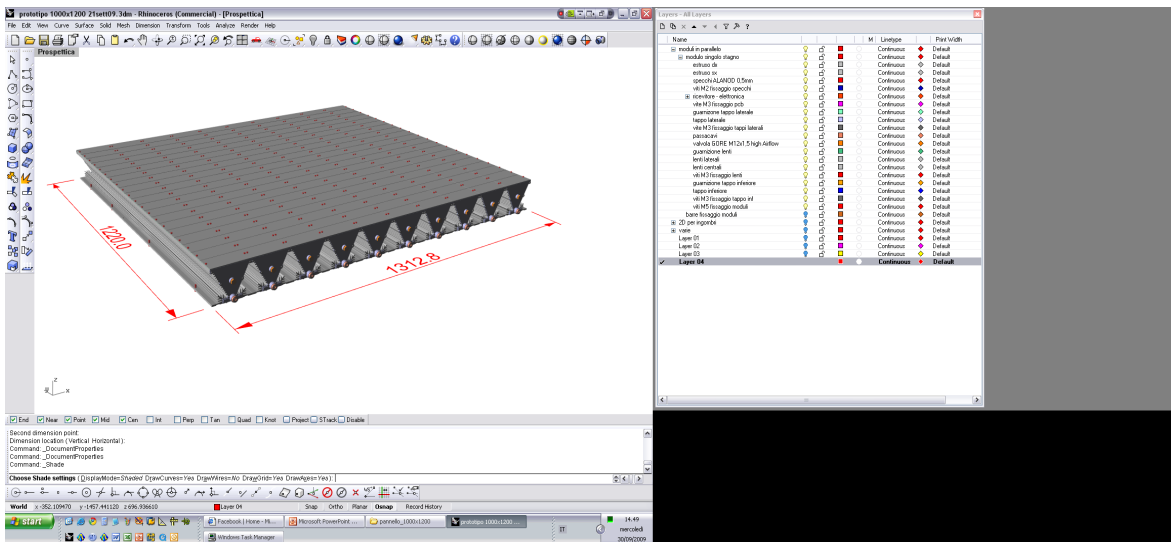
-
- Figura 4: Principio di funzionamento del sistema ottico ibrido.
- I principali elementi che compongono il modulo sono i seguenti.
- Lenti di Fresnel longitudinali, realizzati in PMMA per stampaggio ad iniezione.
- Ricevitori con celle al silicio della Narec.
- Housing metallico in alluminio estruso, che funge sia da “contenitore”, da specchio e da dissipatore; le pareti interne sono rivestite con film Alanod ad alta riflettività.
- Ovviamente il modulo va accoppiato ad un sistema di tracking. In questo caso è sufficiente utilizzare un sistema ad un asse solo, quello longitudinale, che insegue il movimento giornaliero del sole, questo per garantire che il fuoco delle lenti sia sempre sulle celle fotovoltaiche.
-
- Utilizzando le celle Narec di dimensioni 61 X 10 mm, descritte nel capitolo Celle Narec, si sono realizzati i ricevitori contenenti ciascuno 4 celle e 4 diodi di bypass, secondo la procedura descritta al paragrafo Design e realizzazione dei ricevitori. L'immagine di uno dei pezzi realizzati è visibile in Figura 4 . Il modulo utilizzato per il test contiene 3 ricevitori collegati in serie.
-
- Il sistema realizzato è illustrato nelle figure seguenti:



•



- Figura 4: Immagini del modulo a bassa concentrazione realizzato per i test.
-
- Il modulo è progettato per andare a formare un pannello più grande, di dimensioni 1,31 x 0,115 x 1,22 m, costituito da un array di moduli longitudinali (Figura 4). La potenza di picco nominale del pannello finale è di 160W, in quanto ogni modulo ha una potenza di picco di 16W.
-

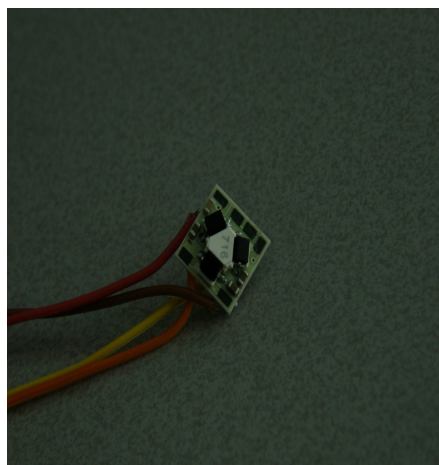


• Figura 4: Specifiche tecniche modulo a bassa concentrazione

10

Sviluppo di un sistema di inseguimento ad un asse per misure outdoor

-
- Nei sistemi a concentrazione l'allineamento dello spot luminoso sulla cella fotosensibile è fondamentale, e quindi l'inseguimento del sole diventa un presupposto indispensabile per il funzionamento del modulo. Per effettuare le misure, si è scelto di sviluppare un sistema per l'inseguimento del sole utilizzando un sensore solare composto da tre fotodiodi posti a 120°, illustrato in Figura 4 .

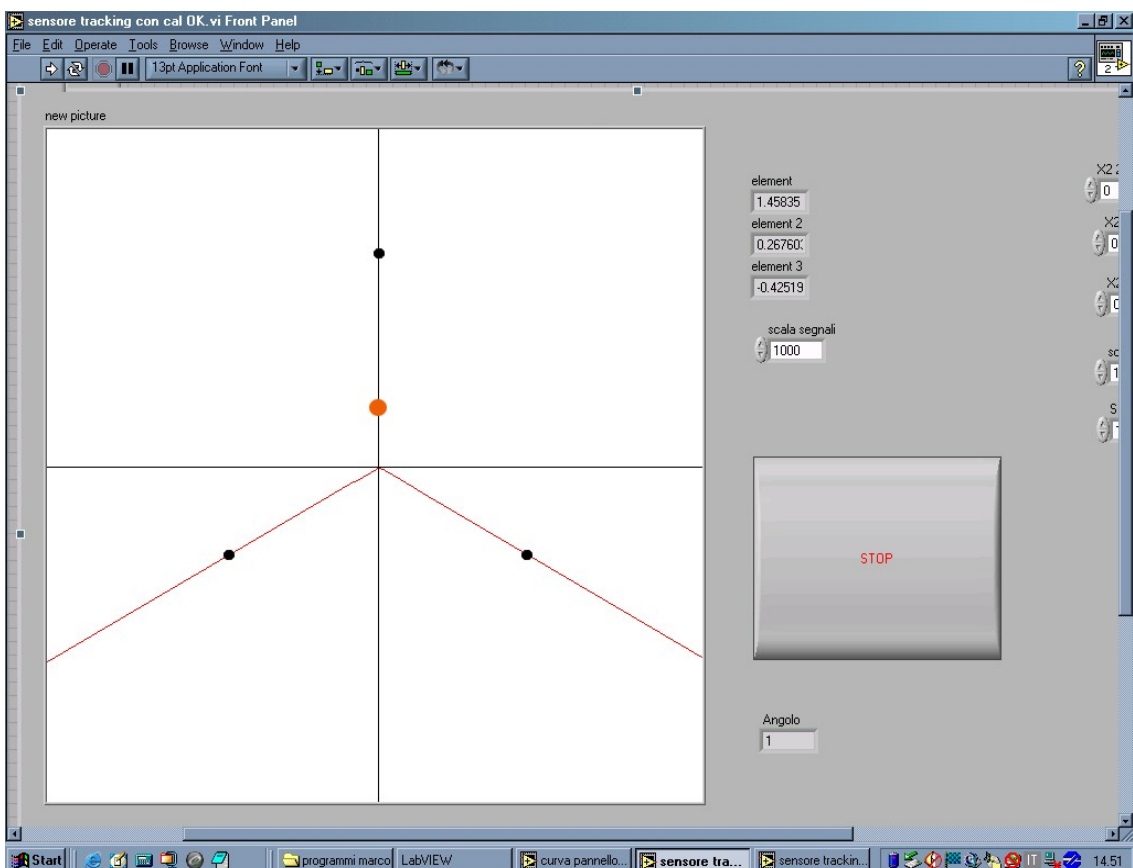


• Figura 4: Sensore utilizzato per il tracking solare

-
- Il sistema sviluppato, coordinato da un VI in LabView, utilizza una DAQ card per la lettura dei dati dal sensore, e via GPIB controlla un motore stepper controllato da un Universal Motor Controller (UMC Newport ESP300). L'UMC (Universal Motor Controller) riceve in ingresso direttamente l'angolo in cui deve posizionare l'asse del modulo. Per semplificare l'algoritmo di ricerca del sole e per avere sotto controllo i movimenti del tracker, i dati del sensore vengono visualizzati in tempo reale in un grafico a tre assi a 120° ognuno corrispondente ad un fotodiodo del sensore. Ogni dato dal sensore viene posizionato sull'asse corrispondente e la figura che si crea con i tre punti è un triangolo il cui baricentro indica sul grafico la posizione del sole (Figura 4). La posizione ottimale del sole è ovviamente nell'origine degli assi, ma siccome il sistema è pensato per il movimento su un singolo asse, il tracker sarà in posizione se il punto corrispondente al sole si troverà sull'asse verticale del grafico.

- Il sistema dispone di due diversi passi per lo spostamento: di un decimo di grado per la regolazione e di due gradi per la regolazione grossolana. Le regioni in cui il sistema sposta l'asse viene definito in pixel, il grafico è composto di 600x600 pixel ed il centro degli assi è quindi il punto $O = (300,300)$. Quando il baricentro del triangolo individuato dai tre punti dei sensori, è compreso tra $(280,y)$ e $(320,y)$ allora il sistema è allineato. In Figura 4 si può vedere il grafico con i tre punti raffiguranti i segnali ricevuti dai sensori (cerchi in nero) ed il sole (in arancione) calcolato come baricentro del triangolo che i tre punti disegnano.

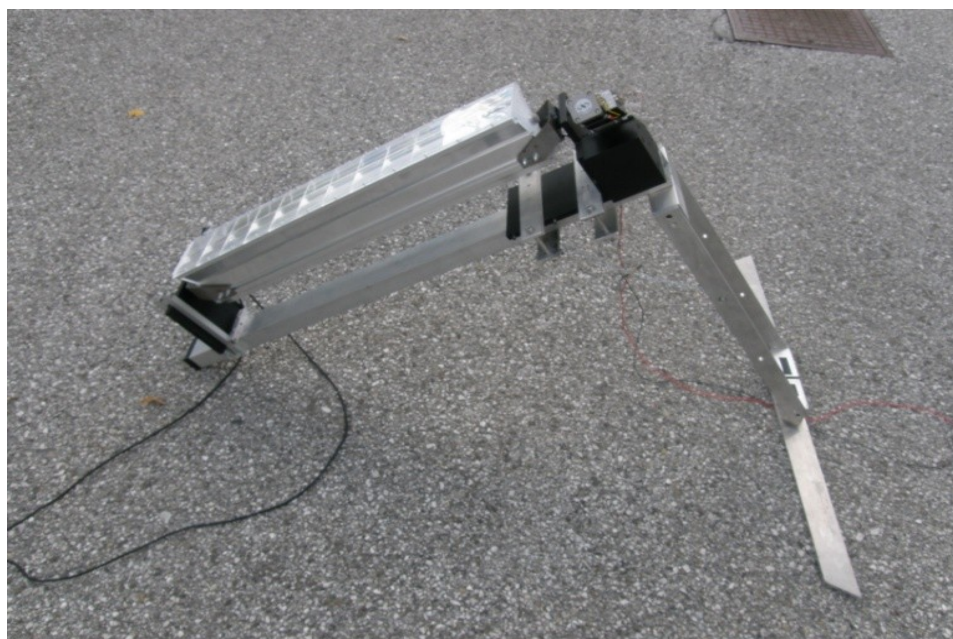
-
-



- Figura 4: interfaccia del programma per il tracking solare
- Il programma è predisposto per annullare un eventuale offset tra l'asse del sensore e l'asse del pannello, in modalità calibrazione, è possibile spostare il pannello con passi definiti

dall'utente e premendo il tasto calibra, i dati dei sensori vengono posti come se fossero a zero, tornando in modalità normale, il tracker si allineerà tenendo conto dell'offset.

- Il sensore è stato integrato su un supporto meccanico fornito da CRP, movimentato da un motore passo a passo. In Figura 4 si osserva il modulo a bassa concentrazione montato su il supporto e configurato per la caratterizzazione outdoor.



-
- Figura 4: Modulo a bassa concentrazione montato su tracker solare

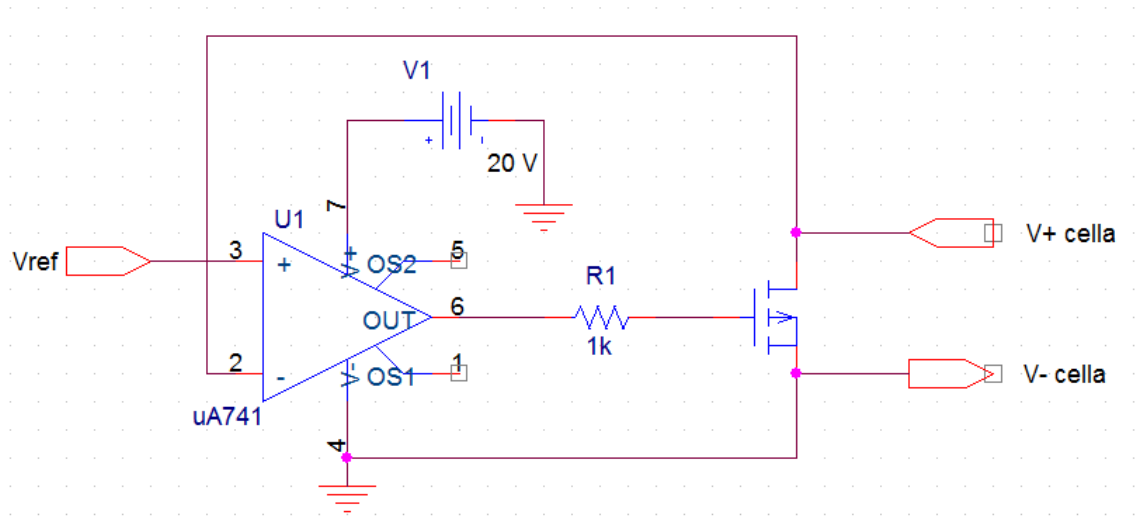
1.1.5 Test outdoor su modulo a concentrazione

-
- In questo paragrafo si riportano i risultati di caratterizzazione outdoor del modulo descritto al paragrafo Descrizione modulo a bassa concentrazione, montato sistema di tracking riportato in Figura 4 . Lo scopo del test è quello di misurare la curva I-V e determinare i parametri elettrici di maggior interesse.
- Per questo tipo di test, le correnti in gioco sono alte, dell'ordine di 1,5-2 A e pertanto sarebbe necessaria una strumentazione sofisticata per effettuare uno sweep di tensione misurando la corrente: si ricorda che gli alimentatori da laboratorio tradizionali sono stati progettati per lavorare solo nel primo quadrante, pertanto sarebbe necessario uno strumento a 4 quadranti. Si è cercata quindi una soluzione per effettuare una misura automatica utilizzando gli strumenti convenzionali a disposizione presso CRP.
- Volendo utilizzare un sistema non automatico, si può utilizzare un reostato di potenza collegato direttamente al pannello da testare e misurare la corrente e tensione ai capi del generatore fotovoltaico. Tracciando la caratteristica I-V si può quindi capire la bontà del

sistema: è infatti calcolabile: Fill Factor, Rendimento, Potenza massima, punto di lavoro. Volendo invece utilizzare un sistema di misura automatico, al fine di garantire una miglior accuratezza delle misure e fornire uno strumento utile ai fini della caratterizzazione altri moduli, si è implementato con LabView uno strumento virtuale. Il software sviluppato deve:

- poter fare una sweep in tensione;
- visualizzare la curva I-V in tempo reale;
- salvare i dati raccolti in un file per future analisi.
- Come detto prima, la possibilità di eseguire uno sweep di tensione necessita di un cosiddetto “carico elettronico”, ossia un sistema che possa variare la sua impedenza dando determinati valori di tensione.
- Il circuito analogico sviluppato si basa su un MOS, in retroazione in modo che sia possibile impostare un livello di tensione all’uscita dando una tensione di riferimento. Il transistor MOS utilizzato è il IRL3303 della National Semiconductor. Si è scelto questo dispositivo in quanto consente di avere una corrente di drain molto elevata (38 A) e per la bassissima resistenza di canale (0.026 Ω). Il dispositivo viene ovviamente montato su di un dissipatore, in quanto se trascorso da correnti elevate, la dissipazione termica risulterebbe cruciale. Per il circuito di retroazione, si utilizza un amplificatore operazionale, l’LM324N della National Semiconductor, dotato di alto guadagno per minimizzare l’errore statico. Da notare, che misurando la corrente e tensione direttamente all’uscita del pannello, non è importante che il carico elettronico sia in grado di spostarsi esattamente sul punto di lavoro impostato, ma è importante che sia in grado di spostarsi su tutta la caratteristica della cella a passi quanto possibile regolari.
- Ad ogni acquisizione il programma misura anche il valore della radiazione solare, misurato con un radiometro IL1700, per poter normalizzare le letture a 850 W/m² e per verificare le condizioni di illuminazione. Lo schema circuitale è riportato in Figura 4 .
-

-

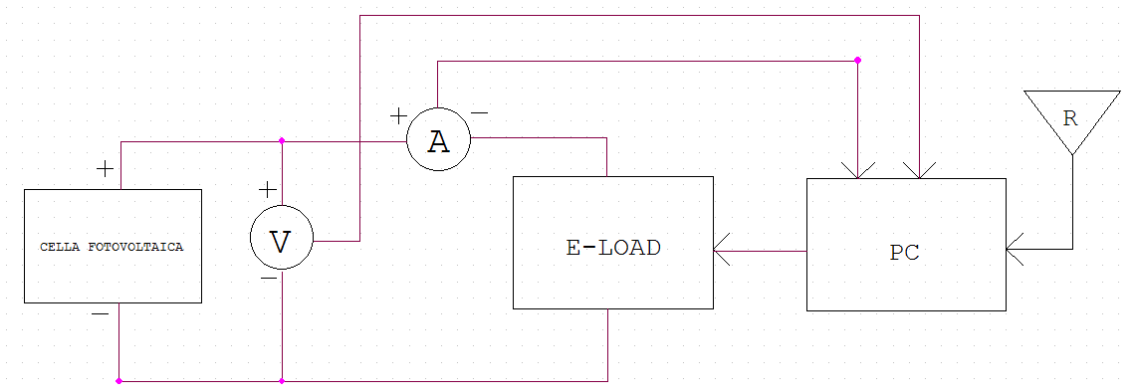


- Figura 4: Schema circuitale dell'E-load utilizzato per le misure

-

- Il set-up per la misura è il seguente:

-



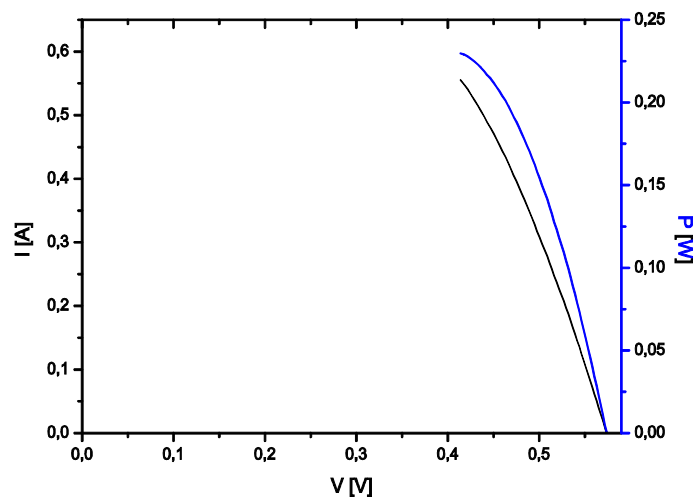
- Figura 4: Schema logico del sistema di misura

-

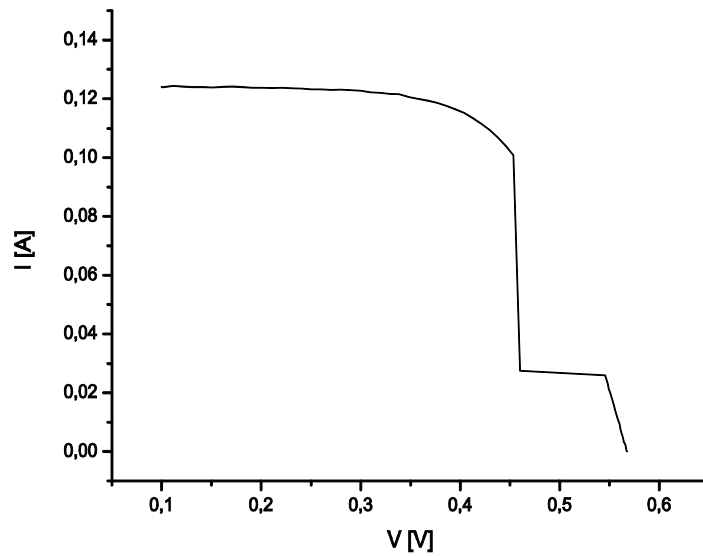
- Nella messa a punto di tale sistema si sono riscontrati dei problemi con la resistenza serie dell'ampmetro: nel caso in cui le correnti superino 1A, considerando una resistenza interna dello strumento di 0,3 Ω, la caduta di tensione sarebbe di 0,3V. Con alte correnti

non è possibile misurare la parte “alta” della curva I-V, questo perché la tensione di circuito aperto di celle al silicio è di circa 0,6V e non sarebbe possibile visualizzare metà curva I-V. Per ovviare a questo inconveniente, si è dovuta misurare la corrente mediante una resistenza di sensing di precisione di valore $0,05\Omega$: dalla lettura della tensione ai suoi capi, si ricava il valore di corrente. Con questo sistema, è possibile mettere il circuito di carico variabile e la resistenza di sensing più vicino al dispositivo sotto test, in modo che la corrente della cella percorra meno cavo possibile, diminuendo quindi la resistenza serie del sistema di misura. Le letture che si ricavano ora sono tutte in tensione, e quindi la resistenza del cavo per leggere la misura è poco importante.

- Le curve che si ottengono nel caso di alta resistenza serie sono del tipo indicato in Figura 4 , in cui non si osserva la parte iniziale della curva.



-
- Figura 4: Curva I-V troncata a causa di un'elevata resistenza serie
- Un altro problema riscontrato è dato dalle impostazioni automatiche di range dell'amperometro, ovvero quando le correnti da misurare sono piccole, nella parte bassa della curva, si ha che l'amperometro cambia bruscamente scala, questo perturba la misura e sulla curva I-V compare un gradino, come si vede nella Figura 4 . Il cambio di range si traduce nel cambio della resistenza di shunt interna dello strumento, il cambiamento perturba il sistema di misura. Il problema è stato risolto fissando il range di misura, si preferisce quindi misurare meglio la parte alta della curva, che dà più informazioni sulla sua potenza massima erogabile.



-
- Figura 4: Curva I-V con gradino dovuto al cambiamento del range di misura dell'amperometro.

-

- Una volta chiarito il metodo di misura, si passa alla caratterizzazione del modulo.
- Il modulo caratterizzato è formato da 3 basette a loro volta contenenti quattro celle al silicio ciascuna (di dimensioni 61 x 10 mm). Le lenti focalizzano la radiazione sulle celle e il sistema viene mosso con il tracker sopra descritto.
- Ai fini di verifica funzionale sono state effettuate le seguenti misure:
- singola PCB ad 1 sole
- singola PCB in concentrazione (accoppiata a lenti)
- modulo (contenente 3 PCB)
- Seguono i risultati.

-

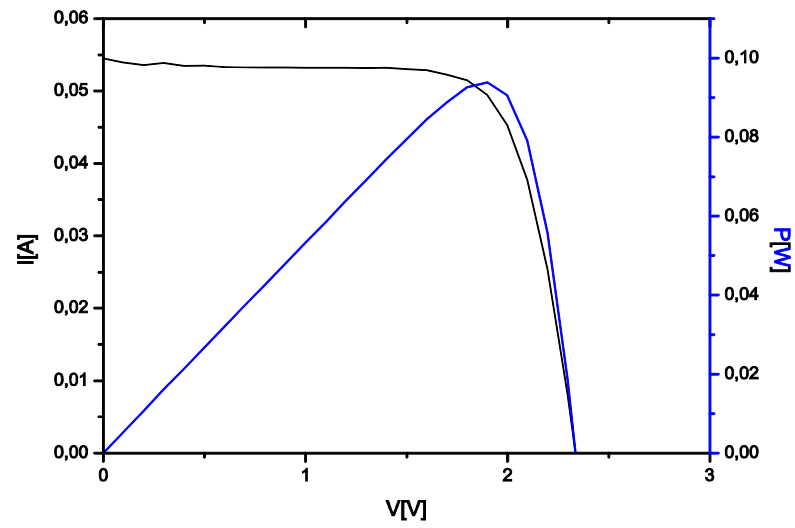
-
- Segue la curva I-V e la parametrizzazione elettrica della singola bassetta in condizioni di non concentrazione:

-
-
-
-
-

-
-
-
-
-
-
-
-
-
-

• Tabella 4: Parametri elettrici singola bassetta con 4 celle NAREC 61x10mm

• V_{oc} [V]	• 2,33 6
• I_{cc} mA]	• 54,4 7
• V_M V]	• 1,89 9
• I_M mA]	• 49,4 5
• P_M mW]	• 93,8 8
• FF	• 73,8 0%
• η	• 6,47 %



• Figura 4: Curva I-V – basetta con 4 celle NAREC @850w/m²

•

•

•

•

•

•

•

- Segue la curva I-V e la parametrizzazione elettrica della singola bassetta in condizioni di bassa concentrazione (circa 15X), l'area attiva della lente è

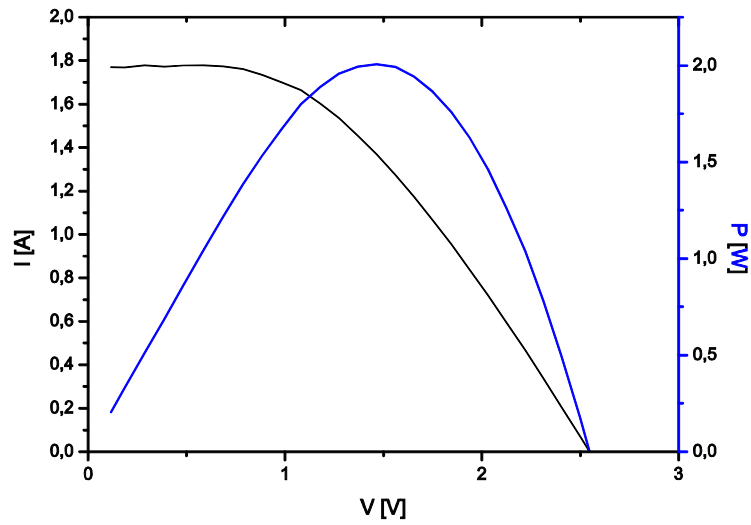
di 61×111 mm, in totale ci sono 4 lenti:

-
-
-
-

•

- Tabella 4: Caratterizzazione elettrica bassetta in concentrazione

• V_{oc} [V]	• 2,55
• I_{cc} [A]	• 1,76 9
• V_M [V]	• 1,46 6
• I_M [A]	• 1,36 9
• P_M [W]	• 2,00 7
• FF	• 44,5 6%
• η	• 8,72 %



- Figura 4: Curva I-V – basetta con 4 celle NAREC in concentrazione @850w/m².

-
-
-
-
-
-

- Segue la curva I-V e la parametrizzazione elettrica del pannello in concentrazione costituito da 4 basette, l'area attiva di una singola lente è di

61×111 mm , in totale ci sono 12 lenti:

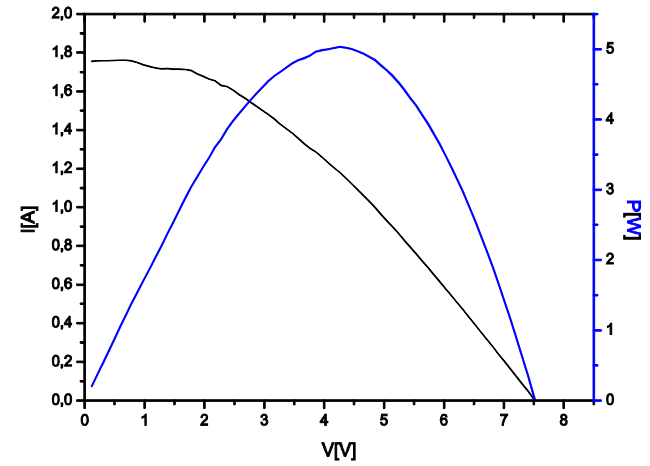
-
-
-

-

- Tabella 4: Caratterizzazione elettrica modulo completo in concentrazione

• V_{oc} [V]	• 7,52 0
• I_{cc} [A]	• 1,76 1
• V_M [V]	• 4,25 7
• I_M [A]	• 1,18 2
• P_M [W]	• 5,02 1
• FF	• 37,9 2%
• η	• 7,27 %

-
-



-

- Figura 4: Curva I-V – 3 basette in serie con 4 celle NAREC in concentrazione @850w/m².

-

-

- Commenti ai risultati:
- Come da attesa, il rendimento del ricevitore in concentrazione è aumentato: +2,25%.
- Il modulo con 3 basette in serie ha subito un calo del rendimento rispetto alla singola basetta, in concentrazione. Il motivo di questo calo è dato dall'aumento della resistenza serie tra i contatti di interconnessione tra le basette, si ricorda che avere una bassa resistenza serie è fondamentale per avere un buon rendimento.
- Il rendimento del sistema dovrebbe essere più alto se confrontato con i dati teorici, considerando l'efficienza delle celle a 18%, efficienza dell'ottica al 90% ed efficienza dell'elettronica di 90%, si dovrebbe ottenere un'efficienza complessiva di 14,5%. La motivazione di questa incongruenza resta da verificare, la più probabile causa è l'efficienza ottica minore ma anche della cella, come si è vista con altri dati sperimentali.
-
- Le basette vengono inserite nel fondo del concentratore. Come visto prima, le celle perdono la loro efficienza considerevolmente con l'aumento della temperatura e pertanto le basette andranno poste su un dissipatore.
-
-
-

11 Conclusioni

- Il fotovoltaico a concentrazione è una delle strade più promettenti per la diffusione del fotovoltaico. E' stimato che questa tecnologia possa consentire un dimezzamento del costo degli impianti fotovoltaici passando dagli attuali 3-4 €/Watt a 1,5-2 €/Watt. Allo stesso tempo, sistemi ad alta concentrazione, che utilizzano celle multi giunzione, raggiungono efficienze del 30%. Tuttavia, questa strada tecnologica comporta una nuova serie di problematiche, sia scientifiche che tecnologiche, appartenenti a diversi campi, dal controllo elettronico e la meccanica di strutture mobili, al comportamento particolare delle celle fotovoltaiche sotto radiazione concentrata.
- In questo lavoro di tesi si è affrontata la problematica dello sviluppo ed ottimizzazione di uno dei componenti che costituiscono il sistema fotovoltaico: il ricevitore solare.
- In particolare sono stati sviluppati e studiati i seguenti sistemi:
- ricevitori con celle multigiunzione (doppia e tripla) utilizzabili in sistemi ad alta concentrazione. Le celle testate hanno dimensioni di circa 2X2 mm², montate su un ricevitore di 4X4 cm² e accoppiate ad una lente che concentra circa 500 volte la radiazione solare.
- ricevitori con celle al silicio monocristallino utilizzabili per tecnologia a bassa e media concentrazione. In questo caso le celle hanno dimensione di qualche cm² (61x10 cm e 1x1 cm) e le lenti, utilizzate per gli esperimenti, hanno fattore di concentrazione 15X.
-
- RICEVITORI PER ALTA CONCENTRAZIONE
- Sono stati progettati e realizzati ricevitori per alta concentrazione, sperimentando 3 tipologie di celle multigiunzione AZUR-TJ, CESI-TJ ed ENE-DJ. I risultati ottenuti sono stati i seguenti:
 - WIRE PULL TEST: in tutte i ricevitori analizzati la qualità del bonding è sempre soddisfacente in quanto i valori di forza di rottura sono sempre superiori alle normative (tranne che per 2 campioni, entrambi CESI, su 55, in cui la rottura è comunque avvenuta sulla pad della PCB). La prova è stata eseguita anche su ricevitori sui quali sono stati fatti dei test di vita, si è notato un decremento delle prestazioni tra gli stessi ricevitori pre e post invecchiamento di circa il 10%.
 - DIE SHEAR TEST: per quasi tutti i ricevitori, il pull tester ha raggiunto il fondo scala senza che si fosse potuto notare distacco del die. In due casi si è notata la rottura della cella, per celle ENE.

- CARATTERIZZAZIONE ELETTRICA: I ricevitori con celle AZUR sono risultati i migliori, con un'efficienza del 24,47%, seguito da CESI (23,3%) ed ENE (17,4%, celle doppia giunzione). I test sono stati eseguiti in condizioni di irraggiamento ad un sole.
- CALCOLO DELLA RESISTENZA TERMICA: La resistenza termica è stata misurata per ricevitori con celle CESI. La misura è stata fatta ricalcando la metodologia usata per i LED, ossia è stata calcolata la temperatura di giunzione tramite mappatura termica. Si è ottenuta una $R_{thja}=14,1$ °C/W, tra giunzione ed ambiente.
- TEST ACCELERATI IN TEMPERATURA: I ricevitori con celle AZUR sono risultati essere i migliori del test, il calo medio delle prestazioni simulando una durata in condizioni normali di 10 anni è intorno al 10%. Tra le celle CESI, due sono giunte a rottura. Le celle ENE, invece, solo 7 su 20 sono giunte funzionanti alla fine del test. L'elevata mortalità infantile fa supporre un difetto del wafer su cui sono state prelevate.
- TEST OUTDOOR: I ricevitori sono stati testati outdoor con una lente a concentrazione 500X, l'efficienza misurata di sistema è di circa 27%: ottimo risultato confrontando con valori di letteratura.

-

- RICEVITORI PER BASSA CONCENTRAZIONE

- Sono stati progettati e realizzati ricevitori per bassa concentrazione, sperimentando 2 tipologie di celle al silicio monocristallino NAREC e MET. I risultati ottenuti sono stati i seguenti:

- WIRE PULL TEST: I ricevitori con celle NAREC hanno superato il WPT, mentre per le celle MET, in 2 casi su 12 lo hanno fallito. La causa è da imputare al fatto che la metallizzazione in rame delle celle MET è più soggetta ad ossidazione. I bonding sono stati realizzati con filo in oro da 50µm.
- DIE SHEAR TEST: I ricevitori con celle NAREC hanno superato il test, in tutti i casi la macchina ha raggiunto il fondo scala senza aver potuto notare distacco di alcun tipo. Per quanto riguarda le celle MET, invece, non si è avuto a disposizione un ariete di dimensioni congrue con le dimensioni della cella da testare.
- CARATTERIZZAZIONE ELETTRICA: I migliori risultati sono stati ottenuti con celle NAREC, con un'efficienza del 13,5%. I migliori ricevitori con celle MET, sono quelli con celle appartenenti al lotto 034-35, con il 6,32% di efficienza. I risultati poco brillanti sono da imputare anche in questo caso alla presenza di ossido sulla superficie della metallizzazione, che ha fatto sì che la resistenza serie fosse alta.
- TEST OUTDOOR: E' stato anche caratterizzato un modulo completo per bassa concentrazione, con dei test outdoor. Per questo è stato implementato e realizzato un inseguitore solare per poter mantenere la focalizzazione della luce sulle celle solari. L'efficienza complessiva del sistema è del 7,27%, da un punto di vista teorico il rendimento del sistema doveva

essere intorno al 14%. Sarà oggetto di studi futuri il possibile miglioramento delle prestazioni.

-
- Le conclusioni che si possono trarre dall'analisi svolta sono le seguenti:
- Il COB si è rivelata la tecnologia adatta per lo sviluppo di ricevitori solari per sistemi fotovoltaici a concentrazione.
- I ricevitori sviluppati mediante COB hanno superato ampiamente le normative previste per il montaggio di dispositivi a semiconduttore.
- I ricevitori per alta concentrazione con celle AZUR e CESI (tripla giunzione) hanno dato ottimi risultati in termini di test di vita ed efficienza. Per quelli con celle ENE si ritiene che la cella sia ancora da ottimizzare in quanto i test di vita sono stati superati solo dal 35% dei campioni.
- I ricevitori a bassa concentrazione sono risultati buoni da un punto di vista meccanico, ma l'efficienze raggiunte non sono soddisfacenti. Sarà oggetto di studi futuri il possibile miglioramento delle prestazioni.
-
-

12 Ringraziamenti

- Desidero ringraziare tutto lo staff del CRP ed in particolar modo la mia tutor aziendale, Sara Padovani, senza la quale non sarebbe stato possibile realizzare sia la parte sperimentale che stesura di questa tesi. Ringrazio anche lo staff universitario, il prof. Enrico Zanoni ed il Dr. Matteo Meneghini per avermi dato l'opportunità di svolgere il lavoro di tesi in questa azienda e per avermi sostenuto durante i test. Questi mesi hanno permesso una crescita professionale ed un inserimento nel mondo del lavoro che speravo di ottenere alla fine dell'università. Attraverso l'uso di strumentazione all'avanguardia, e perfettamente funzionante, ho avuto modo di approfondire problematiche che ho da sempre ritenuto interessanti a riguardo dell'energia solare fotovoltaica: al momento, c'è ancora molto da fare prima che possa effettivamente diventare una soluzione economicamente alettante, ma è anche vero che gli sviluppi della ricerca, nella quale spero, un giorno, di rientrare, hanno un tasso di crescita molto veloce, non paragonabile con nessun'altra tecnologia in campo energetico. L'attività sperimentale, in questo lavoro di tesi è stata di fondamentale importanza ed ho avuto la possibilità di affiancare il personale del CRP in tutte le fasi di progetto. Le problematiche non sono mancate, ma è dalla risoluzione dei problemi che è stato possibile imparare molte nozioni che non è possibile imparare sui banchi dell'università.
- Il team del CRP, è sempre stato disponibile nei miei confronti ed è stato un grande piacere fare parte di loro.
- Si ringrazia anche il meraviglioso clima della Carnia, con un sole sempre splendente che ha permesso lo svolgimento di numerosi test outdoor.
-
-
-

13 Acronimi

•

• Acronimo	• Significato
• AM	• Air Mass
• ARC	• Anti Reflective Coating
• BGA	• Ball Grid Array
• COB	• Chip On Board
• CPV	• Concentrazione Photovoltaic System (Sistemi fotovoltaici a concentrazione)
• DJ	• Double Junction (doppia giunzione)
• FF	• fill factor
• HCPV	• High Concentrator PhotoVoltaics
• IMS	• Insulated Metal Substrate
• LCPV	• Low Concentrator PhotoVoltaics
• LED	• Light Emitting Diodes
• LGBC	• Laser Grooved Buried Contact
• JRC	• Joint Research Center
• PC	• Policarbonato
• PCB	• Printed Circuit Board
• PMM A	• Polimetilmetacrilato
• SMT	• Sourface Mounted Technology
• TEP	• Tonnellate Equivalenti di Petrolio
• TIR	• Total Internal Reflection
• TJ	• Triple Junction (tripla giunzione)
• UMC	• Universal Motor Controller
• VI	• Virtual Instrument (strumento virtuale)

•

•

14 Indice delle figure

-
-
-

15 Indice delle tabelle

-
-

16 Bibliografia

- • Kurtz S., "A Bright Future for CPV," NREL, 2009.
[
- • Michael G. Adlerstein and Mark P. Zaitlin, "Thermal Resistance Measurements for AlGaAs /GaAs Heterojunction Bipolar Transistors," *IEEE TRANSACTIONS ON ELECTRON DEVICES*, vol. 38, no. 6, 1991.
[
- • Database JRC. [Online]. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#>
[
- • IEC 62108 - Concentration Photovoltaic (CPV) modules and assemblies - Design qualification and type approval, 2007.
[
- • Sarah Kurtz, "Opportunities and challenges for development of a mature concentrating photovoltaic power industry.," NREL, Technical report 2009.
[
- • J. M. Gordon, *Concentrator Optics.*: Springer.
[
- • R. McConnell and M. Symko-Davie, "DOE High Performance Concentrator PV Project," in *International Conference on Solar Concentrators for the Generation of Electricity or Hydrogen*, Scottsdale, Arizona, p. 2005.
[
- • M. Eskenazi et al., "Preliminary Test Results for the CellSaver Concentrator in Geosynchronous Earth Orbit".
[
- • A. Royne, C. J. Dey, and D. R. Mills, "Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: a critical review," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 86, 2005.
[
- • Emcore. CTJ Photovoltaic Cell. [Online].
[http://www.emcore.com/assets/photovoltaics/CTJ_B_Web.pdf

- • V. Salas, "National Survey Report of PV Power Applications in Spain," Universidad Carlos III de Madrid, 2008.
[
- • M. Martinez, "Concentrator Photovoltaics connected to the grid and system rating," in *EPSEC*, 2008.
[
- • W. Nishikawa, "Energy production of CPV power plants: 0,5MW demonstration in central Spain," in *EPSEC*, 2009.
[
- • Sapoval and Hermann, *Physics of semiconductors.*: Springer, 1995.
[
- • Dufie and Beckman, *Solar engineering of thermal process.*: Wiley, 2006.
[
- • A. W. Bett, *Multijunction Concentrator Solar cells.*: Springer.
[
- • J.M. Olson and et al., "GaInP₂/GaAs monolithic tandem solar cell," , 1994.
[
- • F. Dimroth and et al., "Metamorphic GaInP/GaInAs tandem solar cell for space and for terrestrial applications at C > 1000 suns," vol. 9, 2001.
[
- • W. Gunter and et al., "Towards the industrialization of concentrator solar cells with efficiencies above 40%," in *Proceeding of International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems*, Freiburg, Germany, 2010.
[
- • A. W. Bett and et al., "Highest Efficiency Multi-Junction Solar Cell for Terrestrial and Space Applications," in *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, 2009.
[
- • D. Aiken and et al., "Concentrator Solar Cell Production Capability, Reliability Assessment, and Laboratory Results at Emcore," in *Proceeding of International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems*, Freiburg, Germany, 2010.
[
- • S. Kurtz. (2009) Opportunities and challenges for development of a mature concentrating photovoltaic power industry. NREL Technical Report. [Online]. <http://www.nrel.gov/pv/pdfs/43208.pdf>
[
- • R.R. King et al., "40% efficient metamorphic GaInP=GaInAs=Ge multijunction solar

- [cells," *Applied Physics Letter*, vol. 90, p. 183516, 2007.
- • John H. Lau, *Chip On Board, technologies for multichip modules.*: Chapman & Hall.
- [
- • T.C. Reiley, P.A. Totta N.G. Koopman, "Chip-To-Package Interconnections," in *Microelectronics Packaging Handbook.*, 1989, p. 361 ÷ 453.
- [
- • C.A. May, "Epoxy Materials", *Electronics Materials Handbook.*, 1989.
- [
- • "MIL-STD-883E," *Method 2019.7 - "Die Shear strength"*, 2003.
- [
- • " MIL-STD-883G," *Method 2011.7 "Bond strength (Destructive bond pul ltest)"*, 1989.
- [
- • Y. Gu and N. Narendran, "A Non-contact Method for Determining Junction Temperature of Phosfor-Converted White LEDs," in *Third International Conference on Solid State Lighting*, 2003.
- • B. Siegal, "Measurement of junction temperature confirms package thermal design", *Laser Focus World*, *Laser Focus World*, November 2003.
- [
- • D. Seong, G. H. Ihm, and C. Rhee J. H. Kim, "Measurement of the Thermal Conductivity of Si and GaAs Wafers Using the Photothermal Displacement Technique," *International Journal of Thermophysics*, vol. 19, no. 1, 1998.
- • E. F. Schubert Y. Xi, "Junction-temperature measurement in GaN ultraviolet light-emitting diodes," *APPLIED PHYSICS LETTERS*, vol. 85, no. 12, p. 2163/3, September 2004.
- [
- • Q. Cao, G. F. Song, and L. H. Chen Y. T. Liu, "The Junction Temperature and Forward Voltage Relationship of GaN-Based Laser Diode," *Laser Physics*, vol. 19, no. 3, pp. 400-402, 2009.
- [
- • Luca Visentin, *Ottimizzazione del processo di Chip On Board per la realizzazione di sorgenti Chip-Led*, 2008, TESI DI LAUREA.
- [
- • JESD22-A108C - Temperature, bias and operating life, 2005.
- [

- • Patrick Gale, ILX Lightwave application note#33, 2008.
[
- • W.T. Lo, C.L. Hsu and S.J. Hon S.C. Lee, "Reliability of LEDs and Suggestions on
[III-V Multi Junction Concentration Solar Cells," Research and Development Center,
EPISTAR Corporation, 2008.
- • C. Algora, M. Vázquez, N. Núñez and I. Rey-Stolle J. R. González, "STRATEGY
[FOR ASSESSING THE RELIABILITY OF III-V CONCENTRATOR SOLAR
CELLS: WORKING PLAN REVIEW AND FIRST RESULTS," Instituto Nacional
de Técnica Aeroespacial (INTA) – SPASOLAB, 2008.
- • M. Ott, "Capabilities and Reliability of LEDs and Laser Diodes," *What's new in
[electronics*, vol. 20, no. 6, 2000.
- • JEDEC SOLID STATE TECHNOLOGY ASSOCIATION, "Temperature, Bias, and
[Operating Life," *JESD22-A108C*.
- • D. Law, M.Edmondson R.R. King, "Metamorphic Concentrator Solar Cells with Over
[40% Conversion Efficiency," in *4th International Conference on Solar Concentrators
for the Generation of Electricity or Hydrogen*, San Lorenzo de Escorial, 2007.
-
-
-