



**POLITECNICO DI MILANO**

Facoltà di Ingegneria dell'Informazione

Corso di Laurea Magistrale in  
Ingegneria Elettronica



Caratterizzazione indoor di celle solari ai composti III-V per applicazioni  
spaziali e terrestri in concentrazione

Relatore: Prof. Giovanni ISELLA  
Controrelatore: Prof. Sergio BROFFERIO  
Co-relatore: Dott.ssa Roberta CAMPESATO

Tesi di Laurea di:  
Riccardo PFEIFFER Matr. 748215

**Anno Accademico 2012 - 2013**

**“...roads? where we're going we don't need roads...”**

*Per il presente lavoro di tesi si ringraziano tutti i membri della Linea Celle Solari di CESI S.p.a, in particolare la Dott.ssa Roberta Campesato, l'Ing. Giuseppe Gabetta, la Dott.ssa Mariacristina Casale, il Dott. Gabriele Gori, l'Ing. Erminio Greco, il Dott. Marco Ficcadenti e i tecnici Rossana Barban, Giovanni Agrati, Luigi Bedolo, Joni Aguas.*

*Una dedica speciale a Fernand, Angela, Tommy, alla mia tata, ad Andrea, Trilly e Tabata. La mia famiglia.*

## INDICE

<b>SOMMARIO</b>	6
<b>CAPITOLO 1 – Principi conversione fotovoltaica</b>	7
1.1 Cenni Storici	7
1.2 Spettro Solare	9
1.3 Effetto Fotovoltaico	11
1.4 Materiali Semiconduttori	12
1.5 Generazione-Ricombinazione	17
<b>CAPITOLO 2 – Celle solari ai composti III-V</b>	20
2.1 Cella solare a singola giunzione	20
2.2 Modelli matematici per celle solari	22
2.3 Calcolo correnti di buio	27
2.4 Confronto tra celle al Si e celle al GaAs	31
2.5 Prestazioni elettriche in concentrazione	34
2.6 Celle solari a tripla giunzione	37
2.7 Celle solari a quadrupla giunzione	41
<b>CAPITOLO 3 – Caratterizzazione indoor</b>	43
3.1 Prestazioni elettriche AM0, AM1.5 in concentrazione	44
3.2 Risposta Spettrale	51
3.3 Infant Mortality	58
3.4 Test di vita accelerati	65
3.5 Risultati sperimentali	67
<b>CAPITOLO 4 – Qualifica spazio</b>	71
4.1 Caratteristiche della cella qualificata	71
4.2 Sequenza di qualifica	73
4.3 Risultati sperimentali	81
4.4 Analisi dei risultati	95

<b>CAPITOLO 5 – Qualifica concentrazione.....</b>	<b>96</b>
5.1 Caratteristiche della cella qualificata.....	96
5.2 Sequenza di qualifica.....	97
5.3 Risultati sperimentali.....	104
5.4 Analisi dei risultati.....	127
<b>CONCLUSIONI</b>	<b>129</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>132</b>

## SOMMARIO

Negli ultimi anni è diventata sempre più forte la necessità di diversificare le sorgenti energetiche in modo da diminuire la dipendenza dalle fonti fossili.

Molti investitori, nel corso degli ultimi anni, hanno puntato in maniera molto decisa sull'installazione su vasta scala di impianti fotovoltaici a concentrazione (H-CPV, High Concentrated Photo-Voltaic).

Attualmente le celle solari a tripla giunzione realizzate con materiali semiconduttori di tipo III-V rappresentano la tecnologia fotovoltaica più promettente per questo tipo di impianti, grazie alla loro capacità di operare ad elevati fattori di concentrazione raggiungendo valori di efficienza di conversione superiori al 40%. Tali celle solari sono nate in campo spaziale e hanno avuto importanti ricadute in campo terrestre. Mentre per le applicazioni spaziali la conoscenza generale risulta più approfondita, per le applicazioni terrestri c'è la necessità di intraprendere nuove strade di ricerca allo scopo di acquisire esperienza sui meccanismi di danneggiamento sia dei moduli fotovoltaici che delle celle in questi alloggiati, con l'obiettivo di definire nuove sequenze di test e norme per la qualifica dei componenti.

In tale ottica si inserisce il seguente lavoro di tesi, incentrato sulla caratterizzazione delle celle solari sia per applicazioni terrestri in concentrazione sia per applicazioni spaziali.

Dopo un'analisi abbastanza generale dell'effetto fotovoltaico svolta nel primo capitolo, nel secondo capitolo è stato fatto un confronto tra le celle solari a singola giunzione e quelle a tripla giunzione ad altissima efficienza, spostando infine l'attenzione su una possibile cella a quadrupla giunzione. Nel terzo capitolo vengono presentati gli strumenti usati durante la campagna sperimentale condotta al CESI e in seguito viene analizzato il fenomeno dell'infant mortality e le possibili strategie per ridurlo. Infine nei capitoli quattro e cinque vengono esposte le due sequenze di qualifica, per applicazioni spaziali e terrestri a concentrazione, effettuate a livello di cella nuda e vengono presentati e commentati i dati sperimentali raccolti.

## CAPITOLO 1

# Principi conversione fotovoltaica

## 1.1 Cenni Storici

L'effetto fotovoltaico, ovvero la capacità di certi materiali di convertire l'energia solare in energia elettrica in continua, è noto fin dal 1839, grazie alle esperienze realizzate dal fisico francese Edmond Becquerel (1820-1891) che presentò alla Accademia delle Scienze di Parigi la sua "Memoria sugli effetti elettrici prodotti sotto l'influenza dei raggi solari", scoperta avvenuta casualmente mentre effettuava delle esperienze su una cella elettrolitica (quindi contenente una soluzione liquida) in cui erano immersi due elettrodi di platino. Si deve aspettare il 1876 (Smith, Adams e Day) per avere una simile esperienza ripetuta con dispositivi allo stato solido (selenio). L'idea di sfruttare l'effetto fotovoltaico quale fonte energetica non ebbe modo di svilupparsi finché non si poté operare con materiali che presentavano un miglior rendimento. Nel 1954 la prima cella solare commerciale in silicio (Person, Fuller e Chapin) viene realizzata all'interno dei laboratori Bell. I costi iniziali di questa nuova tecnologia erano ingenti e ne restrinsero il campo di azione a casi particolari, come l'alimentazione di satelliti artificiali. Infatti la tecnologia fotovoltaica fu sviluppata, alla fine degli anni '50, nell'ambito dei programmi spaziali, per i quali occorreva disporre di una fonte di energia affidabile ed inesauribile; la tecnologia fotovoltaica (FV) si va oggi diffondendo molto rapidamente anche per applicazioni terrestri, come l'alimentazione di utenze isolate o gli impianti installati sugli edifici e collegati ad una rete elettrica preesistente. Il funzionamento dei dispositivi fotovoltaici si basa sulla capacità di alcuni materiali semiconduttori, opportunamente trattati, di convertire l'energia della radiazione solare in energia elettrica in corrente continua senza bisogno di parti meccaniche in movimento. Una cella solare (*Figura 1.0*) è l'elemento base nella costruzione di un modulo fotovoltaico, è progettata per convertire la luce del sole in potenza elettrica e di mandarla su un carico desiderato in

maniera efficiente. I vantaggi nell'uso delle celle solari risiedono nella loro abilità di energia convertendo direttamente la luce del sole in elettricità. Le celle solari hanno anche un ottimo rapporto potenza/peso in confronto alle altre sorgenti di potenza. I loro più grandi svantaggi risiedono nel basso rapporto potenza/unità di area colpita dalla radiazione solare (questo vuol dire avere impianti di area enorme), la loro efficienza relativamente bassa, i costi di produzione ed il fatto che la loro potenza generata non risulta continua in quanto dipendente dalle condizioni atmosferiche. Tutte le celle ora in uso consistono in una giunzione p-n fra materiali semiconduttori quali ad esempio: il silicio, l'arseniuro di gallio o il tellururo di cadmio. I contatti elettrici posti nella regione frontale hanno una struttura a griglia in modo tale da permettere il maggior assorbimento possibile di luce solare; un contatto ohmico è anche posto sul retro del wafer. Un rivestimento antiriflesso viene applicato poi sopra la superficie frontale per minimizzare le perdite dovute alle riflessioni (per es. per il GaAs si ha  $n=3,5$ ). Infine viene messo vetro specifico con ulteriori filtri antiriflesso e ultravioletti.

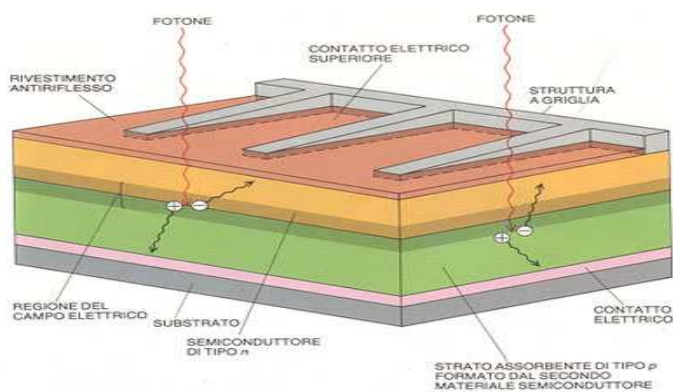


Figura 1.0 - Struttura cella solare

Più celle assemblate e collegate tra di loro in una unica struttura formano il modulo fotovoltaico. A seconda della tensione necessaria all'alimentazione delle utenze elettriche, più moduli possono poi essere collegati in serie in una stringa. La potenza elettrica richiesta determina poi il numero di stringhe da collegare in parallelo per realizzare finalmente un generatore fotovoltaico.



## 1.2 Spettro solare

Le celle solari sfruttano l'effetto fotoelettrico per convertire direttamente in energia elettrica l'energia luminosa proveniente dal Sole, che è la sorgente primaria di energia sulla Terra. Lo spettro della radiazione emessa dal Sole può essere assimilato allo spettro di un corpo nero alla temperatura di circa 5670 K. Al di fuori dell'atmosfera terrestre la costante solare, ossia l'intensità della radiazione che colpisce una superficie all'esterno dell'atmosfera terrestre alla distanza media Terra-Sole e orientata perpendicolarmente alla direzione di propagazione della radiazione, è  $W=1367 \text{ W/m}^2$ . Sulla superficie terrestre quest'intensità varia, al variare della località e del periodo dell'anno.

L'atmosfera, infatti, funge da filtro per la radiazione emessa dalla fotosfera del sole e sulla superficie terrestre solo una parte dello spettro solare è disponibile per la conversione in energia elettrica. Nelle misure dell'intensità di radiazione e dell'efficienza di conversione delle celle fotovoltaiche si definiscono quindi delle condizioni di riferimento.

In particolare sono definite le condizioni:

- AM0: spettro solare fuori dall'atmosfera terrestre (air mass 0);
- AM1,5 diretto: spettro solare con uno spessore di atmosfera come AM1,5G ma dove si considera solo la radiazione diretta (no luce scatterata o diffusa);
- AM1.5 globale: spettro solare con uno spessore di atmosfera tipico delle nostre latitudini.

In condizioni standard (AM1,5) l'intensità della radiazione solare è di circa  $1000 \text{ W/m}^2$ .

La *Figura 1.1* mostra la parte di spettro solare utilizzabile in condizioni AM0, AM1,5, globale e diretto, per la generazione di coppie elettrone-lacuna in un semiconduttore e nell'ipotesi di completo assorbimento della radiazione incidente.

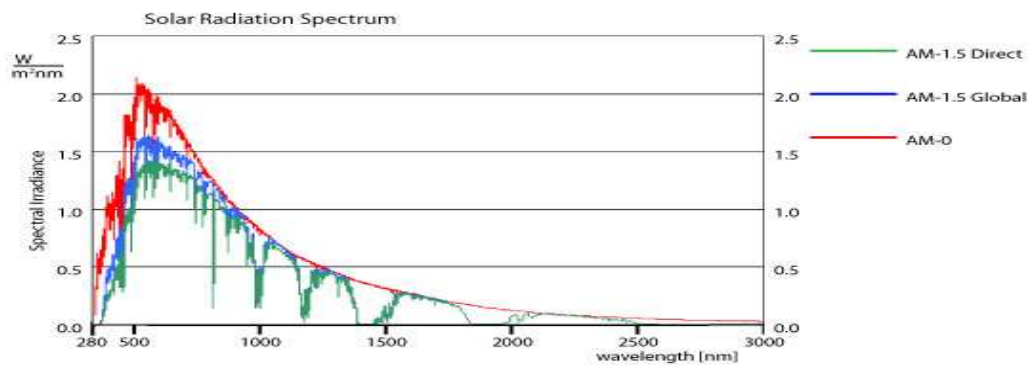


Figura 1.1 - Parte di spettro solare utilizzabile in condizioni AM0, AM1 e AM1.5

Come si può vedere dal grafico lo spettro in condizioni AM1.5 presenta delle buche rispetto allo spettro in condizioni AM0. Questo è, appunto, dovuto all'effetto filtrante dell'atmosfera causato principalmente da:

- assorbimento di radiazione da parte dell'aria, del pulviscolo atmosferico e delle molecole di vapore acqueo;
- riflessione nello spazio della radiazione.

Un ulteriore elemento da tenere in considerazione è l'angolo con cui la radiazione incide sulla superficie terrestre. Infatti, minore è l'angolo con cui la radiazione incide al suolo rispetto alla direzione di propagazione, maggiore è lo spessore di atmosfera che la radiazione deve attraversare e quindi maggiore è anche l'assorbimento di energia. Posto  $\theta$  l'angolo di incidenza della radiazione sulla superficie terrestre, si può così calcolare coefficiente di massa d'aria (AM) rispetto alla condizione AM1 ( $\theta=90^\circ$ ) secondo la formula:

$$AM = \frac{1}{\sin\theta}$$

## 1.3 Effetto fotovoltaico

L'effetto fotoelettrico è quel fenomeno fisico caratterizzato dall'estrazione di elettroni in un materiale investito da una radiazione elettromagnetica avente una certa frequenza.

L'elettromagnetismo classico non riesce a spiegare questo effetto poiché, secondo le sue leggi, ci si dovrebbe aspettare che:

- quanto più debole è l'intensità dell'onda elettromagnetica tanto minore è l'energia cinetica degli elettroni emessi;
- si dovrebbe avere fotoemissione per ogni frequenza, purché la radiazione sia abbastanza intensa;
- ci dovrebbe essere un ritardo considerevole tra l'inizio dell'irraggiamento e la comparsa della corrente di fotoemissione: secondo l'elettromagnetismo classico l'energia dell'onda elettromagnetica è distribuita uniformemente sul fronte d'onda e dunque è necessario un certo lasso di tempo affinché si accumuli abbastanza energia per estrarre un elettrone.

Le osservazioni pratiche dimostrano invece che:

- l'energia degli elettroni emessi non dipende dall'intensità dell'onda elettromagnetica;
- la fotoemissione non avviene per ogni frequenza;
- non c'è ritardo tra l'emissione di elettroni e l'inizio dell'irraggiamento.

Fu Einstein a risolvere il problema ipotizzando che l'energia radiante del campo elettromagnetico sia concentrata in quasi-particelle dette fotoni. Dunque, l'assorbimento o cessione di energia dal campo elettromagnetico che interagisce con la materia carica avviene solo in modo discreto per mezzo dello scambio di fotoni (o quanti). Ciascun quanto è localizzato nello spazio e tale rimane mentre si propaga

allontanandosi dalla sorgente alla velocità della luce ( $c$ ). L'energia del quanto è legata alla frequenza della radiazione ( $\nu$ ) dalla relazione di Planck:

$$E = h\nu \quad \text{con } h = \text{costante di Planck}$$

Dalla formula è facile capire che i fotoni non dispongono della stessa energia.

Nell'effetto fotovoltaico l'assorbimento di un fotone nella materia provoca il passaggio di un elettrone ad uno stato ad energia maggiore (uno stato eccitato). Per estrarre energia, lo stato eccitato deve essere separato dallo stato non eccitato (ground state) da un intervallo di energia detto energy gap di larghezza maggiore o uguale al prodotto  $k_b T$  (un materiale semiconduttore è un buon esempio di tale sistema). L'effetto fotovoltaico avviene, quindi, quando un fotone colpisce un materiale semiconduttore, interagendo con un elettrone. Il fotone cede energia all'elettrone. Se l'energia ceduta  $h\nu$  è maggiore di  $E_g$ , l'elettrone, eccitato, passa dalla banda di valenza alla banda di conduzione. Per completare il processo di conversione fotovoltaica, gli elettroni eccitati devono essere estratti e raccolti. Ciò richiede un meccanismo di separazione di cariche: in generale ciò si attiva inducendo un campo elettrico nel materiale necessario per guidare gli elettroni eccitati lontani dal loro punto di generazione che avendo una "mancanza di elettrone" si comporta come una carica positiva. Una volta separate, le cariche dovrebbero essere messe nella condizione di raggiungere senza perdite un circuito esterno per compiere lavoro elettrico.

## 1.4 Materiali semiconduttori

Come visto precedentemente, l'assorbimento dei fotoni ha luogo attraverso l'eccitazione degli elettroni a stati energetici maggiori.

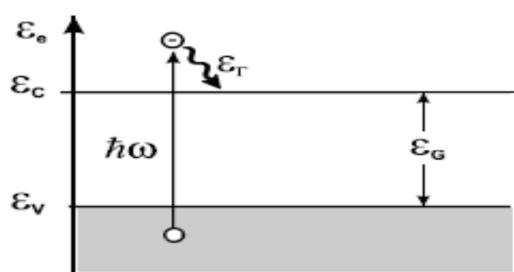
Affinché fotoni con energia arbitraria siano assorbiti, un intervallo continuo, non interrotto, di energia di eccitazione dovrebbe essere disponibile per gli elettroni.

Questo è il caso dei metalli. A causa dell'intervallo continuo di energia, in un metallo un

elettrone eccitato dall'assorbimento di un fotone perderebbe però la sua energia di eccitazione in piccole porzioni generando fotoni in tempi dell'ordine di  $10^{-12}$  secondi. In un semiconduttore il meccanismo è differente. I semiconduttori sono materiali in cui l'intervallo di energie ammesse è interrotto da un energy gap di estensione pari a  $\varepsilon_G$ . L'intervallo di energia ammessa sotto il gap prende il nome di banda di valenza ed è quasi completamente occupato da elettroni. Affinché un elettrone venga eccitato, tramite assorbimento di un fotone, dalla banda di valenza a quella di conduzione, tale fotone deve avere almeno un'energia  $h\nu$  pari a  $\varepsilon_G$ . Fotoni con energia minore non saranno in grado di eccitare gli elettroni e non verranno di conseguenza assorbiti ma semplicemente trasmessi o riflessi dal semiconduttore.

Come mostrato in *Figura 1.2* in un semiconduttore gli elettroni eccitati in banda di conduzione iniziano a perdere la loro energia tanto velocemente quanto nei metalli tramite la generazione di fononi.

Tuttavia quando gli elettroni raggiungono l'estremo inferiore  $\varepsilon_C$  della banda di conduzione, la perdita di energia in piccole porzioni tramite la generazione di fononi non è più possibile poiché non sono più presenti stati elettronici contigui ad energia minore.

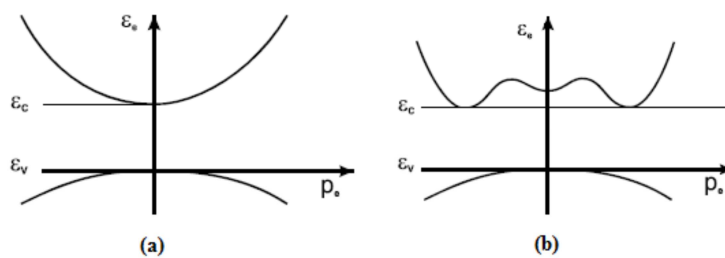


**Figura 1.2** - Eccitazione di un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione in un semiconduttore tramite assorbimento di un fotone di energia  $h\nu$ .

Per ritornare alla banda di valenza l'elettrone dovrebbe perdere interamente la sua energia di eccitazione  $\varepsilon_G$  in un unico step. Come risultato, gli elettroni possono "vivere" in banda di conduzione fino a  $10^{-9}$  secondi, tempo relativamente lungo che consente al processo di conversione dell'energia degli elettroni in energia elettrica di avere luogo. L'eccitazione di un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione con la più

piccola energia possibile  $\epsilon_C - \epsilon_V = \epsilon_G$  avviene senza variazione di quantità di moto come visibile in *Figura 1.3(a)*. Tale eccitazione è nota come transizione diretta e i semiconduttori con questa struttura a bande sono detti semiconduttori diretti (arseniuro di gallio (GaAs)).

In *Figura 1.3(b)* viene invece mostrato il comportamento di un semiconduttore indiretto per il quale gli elettroni hanno il minimo della loro energia  $\epsilon_C$  in banda di conduzione ad una quantità di moto differente da zero. In questo caso l'eccitazione di un elettrone dal massimo della banda di valenza al minimo della banda di conduzione è possibile solamente con una variazione della quantità di moto dell'elettrone stesso. Questo tipo di transizione prende il nome di transizione indiretta. La curva è simmetrica rispetto all'asse dell'energia  $\epsilon_C$  a  $p_e = 0$ . In particolare deve essere sempre presente un numero pari di minimi per la banda di conduzione quando questi giacciono a  $p_e \neq 0$ . (germanio (Ge), silicio (Si)). Nel processo sopra descritto, quando un elettrone viene promosso dalla banda di valenza a quella di conduzione rimane una lacuna caricata positivamente.



**Figura 1.3 - (a)** Energia  $\epsilon_e$  degli elettroni per un semiconduttore diretto come funzione della loro quantità di moto. Il minimo della banda di conduzione e il massimo della banda di valenza sono in corrispondenza della medesima quantità di moto  $p_e=0$  [1]; **(b)** Energia  $\epsilon_e$  degli elettroni per un semiconduttore indiretto come funzione della loro quantità di moto. Il minimo della banda di conduzione e il massimo della banda di valenza sono in corrispondenza di diversi valori della quantità di moto  $p_e$  degli elettroni.

Tale lacuna può essere riempita da un altro elettrone. La generazione di una lacuna in banda di valenza crea un mezzo tramite il quale le cariche possono essere trasferite. Sotto l'effetto di un campo elettrico, un elettrone in banda di valenza può rispondere al campo muovendosi al posto della lacuna; la nuova lacuna che viene conseguentemente a crearsi può essere riempita a sua volta da un altro elettrone di valenza e così via. Il movimento netto di elettroni in banda di valenza in direzione contraria a quella del

campo elettrico è equivalente al movimento di un piccolo numero di lacune cariche positivamente nella direzione del campo stesso. Poiché in banda di valenza sono presenti molte meno lacune che elettroni è decisamente conveniente pensare in termini di moto di lacune attraverso la banda di valenza.

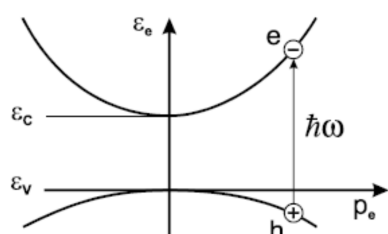


Figura 1.4 - Generazione di una coppia elettrone-lacuna causata dall'assorbimento di un fotone.

Le lacune non sono concetti meramente immaginari ma sono reali tanto quanto gli elettroni poiché le proprietà di banda possono essere ugualmente descritte sia in termini di stati occupati che non occupati. La *Figura 1.4* mostra la transizione di un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione conseguente all'assorbimento di un fotone  $\gamma$  di energia  $h\nu$ . In questo processo il semiconduttore assorbe l'energia e la quantità di moto del fotone. Come risultato dell'eccitazione, in banda di conduzione vi sarà un nuovo elettrone di quantità di moto  $p_e$  ed energia  $\epsilon_e$  mentre in banda di valenza una lacuna aggiuntiva di quantità di moto  $p_h$  ed energia  $\epsilon_h$ . Il processo di eccitazione può dunque essere visto come la generazione di una coppia elettrone-lacuna del tipo  $\gamma \rightarrow e+h$ .

Tale processo deve ovviamente soddisfare la conservazione della quantità di moto e la conservazione dell'energia. Se però la coppia elettrone-lacuna generata viene rimossa lungo il medesimo percorso, non nascerà nessuna corrente poiché la coppia elettrone-lacuna è di per sé elettricamente neutra. È dunque necessario separare gli elettroni e le lacune ed estrarli lungo percorsi differenti come visibile in *Figura 1.5*.

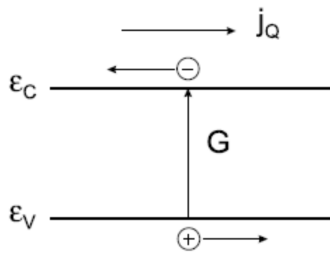


Figura 1.5 - Elettroni in banda di conduzione e lacune in banda di valenza devono muoversi in direzioni opposte per produrre una corrente elettrica  $j_Q$

Il valore del gap energetico  $E_g$  del semiconduttore utilizzato, il fatto che esso sia a gap diretto o indiretto e la densità degli stati in banda di valenza e banda di conduzione sono caratteristiche di fondamentale importanza nella realizzazione di celle fotovoltaiche. Queste tre proprietà sono infatti strettamente legate al coefficiente di assorbimento  $\alpha$  del materiale. La capacità di un materiale di assorbire la luce a una data lunghezza d'onda è misurata quantitativamente dal coefficiente di assorbimento  $\alpha$ . Per la legge di Lambert-Beer l'intensità  $I$  di una luce monocromatica incidente sulla superficie di un materiale diminuisce di un fattore  $1/e$  per ogni distanza  $1/\alpha$  percorsa all'interno del materiale preso in considerazione.

$$I(x) = I(0)e^{-\alpha(\lambda)x}$$

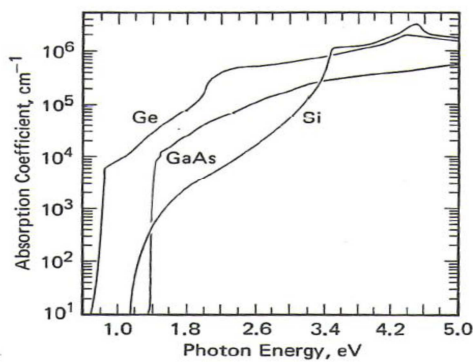


Figura 1.6 - Coefficienti di assorbimento di Silicio, Germanio e Arseniuro di Gallio al variare dell'energia dei fotoni incidenti.



Dal grafico in *Figura 1.6* si può osservare come fotoni aventi energia inferiore ad un certo valore di soglia abbiano un coefficiente di assorbimento quasi nullo. Tale valore dipende dal tipo di semiconduttore considerato e corrisponde al gap energetico  $E_g$ . Dunque dalla misura sperimentale del coefficiente di assorbimento è possibile ricavare il valore del gap energetico di uno specifico semiconduttore. I valori di  $E_g$  alla temperatura di 0 K per i tre semiconduttori sono :

<b>Semiconduttore</b>	<b>Energy gap <math>E_g</math> (eV)</b>
Silicio (Si)	1.166
Germanio (Ge)	0.744
Arseniuro di gallio (GaAs)	1.519

Il coefficiente di assorbimento del silicio cresce gradualmente all'aumentare dell'energia dei fotoni, ciò è dovuto al fatto che il silicio è un semiconduttore a gap indiretto. Gran parte dell'assorbimento e conseguentemente la creazione di coppie elettrone-lacuna si verifica decine di micron al di sotto della superficie. Contrariamente il coefficiente di assorbimento per l'arseniuro di gallio cresce molto rapidamente a bordo banda essendo un semiconduttore a gap diretto. Per energie superiori, la crescita è più graduale a causa del basso valore della densità degli stati. In un semiconduttore di GaAs l'assorbimento avviene quasi interamente entro qualche micron dalla superficie. La presenza di un gap diretto, come nel caso del GaAs consente di realizzare celle fotovoltaiche di spessore attivo inferiore rispetto a celle utilizzando semiconduttori a gap indiretto (ad esempio il silicio cristallino).

## **1.5 Generazione-Ricombinazione**

I meccanismi fisici che regolano i processi di ricombinazione-generazione della carica in un semiconduttore dipendono sia dal tipo di materiale, a seconda che sia a banda diretta o indiretta, sia dalla sua storia, intendendo con ciò l'insieme dei processi tecnologici subiti dal materiale, le caratteristiche di crescita, le operazioni di drogaggio e di ossidazione. Tutto ciò perché qualsiasi processo tecnologico è sempre causa della

rovina della perfetta cristallinità del materiale introducendo dei difetti.

L'equazione di *pagina 11* può essere usata per calcolare il numero di coppie elettrone-lacuna che vengono generate in una cella solare assumendo che le perdite nell'intensità di luce causano direttamente la generazione di una coppia elettrone-lacuna, allora la generazione  $G$  in una fetta sottile di materiale è determinata trovando il cambiamento nell'intensità di luce sulla fetta. Quindi, differenziando l'equazione precedente si otterrà la generazione in un qualsiasi punto del dispositivo.

$$G(x) = \alpha N_0 e^{-\alpha x}$$

Dove:

- $N_0$  è il flusso di fotoni in superficie (fotoni/unità di area/sec.);
- $\alpha$  è il coefficiente di assorbimento;
- $x$  la distanza nel materiale.

Questa equazione mostra come l'intensità di luce decresca esponenzialmente attraverso il materiale e di conseguenza come la generazione sia maggiore sulla superficie. Per le applicazioni fotovoltaiche, la luce incidente è formata da una combinazione di diverse lunghezze d'onda, e quindi il tasso di generazione è diverso ad ogni lunghezza d'onda. Nei materiali semiconduttori oltre al processo di generazione, avviene anche un processo di ricombinazione che tende a diminuire il numero di portatori medi. Qualsiasi elettrone che si trova nella banda di conduzione è in uno stato semi-stabile e può stabilizzarsi ritornando in banda di valenza andando ad occupare uno stato vuoto ossia una lacuna. Di conseguenza, quando un elettrone ritorna in banda di valenza, viene a rimuovere una lacuna. Questo processo è chiamato ricombinazione. Ci sono tre tipi di ricombinazione nel bulk di un semiconduttore a singolo cristallo:

- Ricombinazione radiativa;
- Ricombinazione di Auger;

- Ricombinazione di Shockley-Read-Hall (SRH).

La ricombinazione radiativa (band-to-band) è il tipo di ricombinazione che più avviene nei semiconduttori a band gap diretto. Un elettrone in banda di conduzione combina direttamente con una lacuna in banda di valenza e un fotone viene rilasciato; il fotone emesso ha una energia simile al band gap. Un facile esempio di ricombinazione radiativa in un dispositivo a semiconduttore è la luce prodotta da un LED. I sistemi a concentrazione e le celle solari spazio sono fatte tipicamente di materiali a band gap diretto in cui domina, quindi, questa ricombinazione. Tuttavia la maggior parte delle celle solari per applicazioni terrestri sono in silicio, che è un semiconduttore a band gap indiretto, e questo tipo di ricombinazione è molto basso, solitamente trascurabile.

La ricombinazione attraverso i difetti, chiamata anche ricombinazione SRH non avviene in quei materiali senza difetti, puri o morfologicamente perfetti. E' un processo a due passi: un elettrone (lacuna) è intrappolato in uno stato di energia in regione proibita a causa di difetti nel cristallo. Questi difetti possono essere introdotti sia intenzionalmente sia non nel drogaggio del materiale; se una lacuna (elettrone) acquista la stessa energia prima che l'elettrone venga riemesso in banda di conduzione avviene la ricombinazione. Il tasso per il quale il portatore si muove in un livello di energia in banda proibita dipende dalla distanza, del livello di energia introdotto, dal bordo di banda. Di conseguenza, se un livello di energia viene introdotto vicino al fondo della banda, la ricombinazione è minore. Per questo motivo, i livelli energetici a centro banda causano ricombinazione.

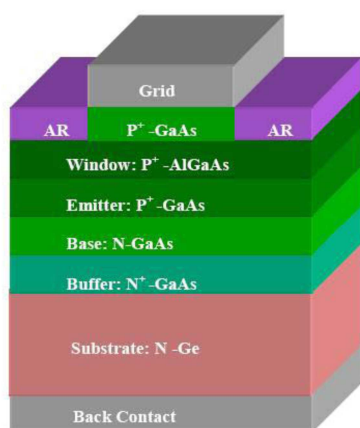
La ricombinazione Auger è l'opposto della ionizzazione da impatto. In tale meccanismo un elettrone o una lacuna con elevata energia cinetica spingono un altro elettrone fuori dai suoi legami creando un elettrone libero e una lacuna libera. In questo processo l'energia, durante la ricombinazione, viene trasferita ad un elettrone o ad una lacuna sotto forma di energia cinetica che viene successivamente dissipata nel reticolo tramite collisione con fononi. Questo tipo di ricombinazione è la più importante in materiali molto drogati sotto la luce del sole concentrata. Questa è la ricombinazione, per esempio, che limita l'efficienza nelle celle al Silicio.

## CAPITOLO 2

# Celle solari ai composti III-V

## 2.1 Cella solare a singola giunzione

La struttura tipica di una cella solare a singola giunzione prevede la presenza di una giunzione p-n, di un contatto ohmico frontale (grid), di un contatto ohmico posteriore (back contact) e di uno strato di materiale antiriflettente superficiale (ARC, antireflection coating). Lo strato *base* ed *emitter* definiscono i lati della giunzione p-n. La struttura è riportata in *Figura 2.0*:



**Figura 2.0** - Struttura di una cella solare a singola giunzione GaAs/Ge-Space Solar Cell-CSJ (CESI).

I contatti ohmici si rendono necessari per poter raccogliere i portatori fotogenerati e sono disposti rispettivamente sulla superficie frontale e su quella posteriore; il contatto frontale deve essere in grado di far sì che la luce penetri nella cella e viene realizzato con una griglia metallica sottile, mentre il contatto posteriore viene realizzato con una metallizzazione completa su tutta la superficie. In ogni caso la griglia stessa introduce un

problema di ombreggiamento sulla superficie del dispositivo e perciò si usa distinguere fra area effettiva del dispositivo (total device area) ed area attiva del dispositivo (active device area). Da ultimo sulla superficie frontale è applicato uno strato di materiale anti-riflettente per limitare la perdita per riflessione. La massima efficienza teorica di una cella a singola giunzione dipende dal valore del band-gap del semiconduttore: se si sceglie un semiconduttore con elevato band-gap allo scopo di ottenere elevati valori di tensione, allora si riduce lo spettro assorbito e quindi la corrente prodotta; se si sceglie un semiconduttore con band gap più basso allo scopo di aumentare lo spettro assorbito, la tensione della cella si riduce.

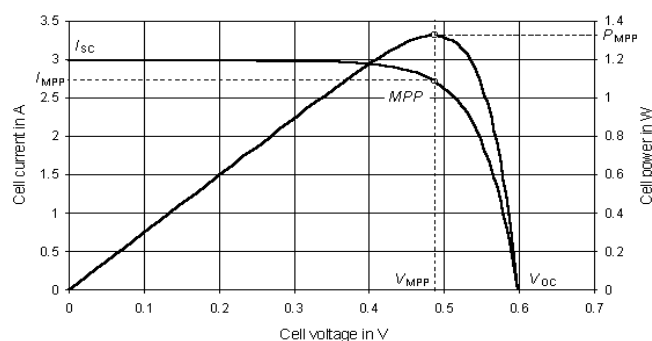


Figura 2.1 – Caratteristica standard I-V-P di una cella solare

Il comportamento di una cella solare può essere valutato esaminando quattro parametri principali:

La tensione a circuito aperto  $V_{oc}$ , che è la tensione di uscita quando l'impedenza del carico è molto maggiore dell'impedenza del device;

La corrente di cortocircuito  $I_{sc}$ , che è la corrente di uscita quando l'impedenza di carico è molto più piccola di quella del device;

Il Fill Factor, espresso come il rapporto tra  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  con  $V_m$  e  $I_m$  (Tensione e corrente che generano uscita massima);

L'efficienza, definita come il rapporto tra la potenza elettrica prodotta e la potenza di luce incidente.

Il FF è determinato dall'ampiezza della  $V_{oc}$ , dal valore di  $A_o$  e dalle resistenze serie di shunt  $R_s$  e  $R_{sh}$ . Più alte sono  $V_{oc}$  e  $R_{sh}$ , più basse sono  $R_s$  e  $A_o$ , più elevato sarà il Fill

Factor. Una cella solare al GaAs standard cresciuta con il sistema MOCVD (metal organic chemical vapor deposition) è così composta:

Su un substrato di tipo n+, oppure su uno strato di Ge (anch'esso drogato n+), viene cresciuto un altro strato di GaAs anch'esso drogato n+ denominato buffer. Sopra questo si crescono poi uno strato drogato n (base) ed uno drogato p+ (emitter). Questi due sono gli elementi che costituiscono la giunzione p-n della cella solare. Infine sopra l'emitter viene cresciuto uno strato di  $Al_xGa_{1-x}As$  (detto anche finestra) sempre drogato p+. Il buffer ha la funzione di impedire che eventuali impurezze presenti nel substrato si propaghino a tutto il dispositivo. Inoltre, grazie al suo drogaggio elevato, realizza un Back Surface Field (BSF) che, respingendo verso la giunzione i portatori fotogenerati, ne riduce il tasso di ricombinazione. Lo strato di  $Al_xGa_{1-x}As$  ha invece il compito di saturare i legami insaturi alla superficie del dispositivo, riducendo così al minimo la ricombinazione superficiale.

## 2.2 Modelli matematici per celle solari

La corrente della cella solare dovuta alla conversione fotovoltaica può essere espressa dalla relazione:

$$J_{ph} = q \int_0^{\infty} F(\lambda) SR(\lambda) d\lambda$$

Dove  $F(\lambda)$  è la densità di fotoni, a lunghezza d'onda  $\lambda$  fissata, incidenti nell'unità di superficie per unità di tempo e  $SR(\lambda)$  è la risposta spettrale della cella solare.

Quest'ultima può essere espressa come la fotocorrente raccolta ad una certa lunghezza d'onda relativamente al numero di fotoni incidenti. In genere si usa distinguere tra risposta spettrale interna e risposta spettrale esterna. La prima,  $SR_{int}$ , è definita come il rapporto fra il numero di coppie elettrone-lacuna raccolte in condizione di corto circuito ed il numero totale di fotoni effettivamente assorbiti nel materiale (ovvero vengono esclusi i fotoni riflessi dalla superficie). Si ha così:

$$SR_{int}(\lambda) = \frac{J_{sc}}{qF(\lambda)[1-R(\lambda)]}$$

Essendo il GaAs un materiale a gap diretto, circa il 50% dei portatori è fotogenerato entro 0,5 $\mu$ m dalla superficie e tutti i portatori sono fotogenerati nei primi 3 $\mu$ m di spessore. Per avere una buona risposta spettrale è quindi di fondamentale importanza ottimizzare la configurazione dello strato emitter della cella riducendo la ricombinazione superficiale. Questo, come visto, può essere fatto realizzando una giunzione poco profonda ed inserendo uno strato finestra per saturare i legami insaturi alla superficie. Inoltre, come è stato già detto, un campo elettrico nei pressi della base (BSF) aiuta la risposta spettrale alle basse energie in quanto spinge verso la giunzione i portatori fotogenerati.

Ciò che modifica maggiormente la risposta spettrale ad alta energia è la composizione e lo spessore dello strato finestra. Nel caso delle celle al GaAs descritte in precedenza si è osservato che lo strato finestra è trasparente alla maggior parte dello spettro di radiazione solare assorbita dal GaAs per la conversione fotovoltaica. A questo proposito va osservato che, dato che l'energy-gap dell'  $Al_xGa_{1-x}As$  dipende dalla concentrazione di alluminio presente nella lega, quanto maggiore è x, tanto maggiore è l'energia a cui la risposta spettrale viene "tagliata".

In genere, nelle celle solari al GaAs, per lo strato finestra si sceglie un valore  $x \approx 0,87$  cui corrisponde  $E_g \approx 2.05$  eV. Questo rappresenta il migliore compromesso tra trasparenza e stabilità visto che l'AlAs tende ad ossidarsi in aria. A questo bisogna aggiungere che più è sottile lo strato finestra, maggiore è la radiazione luminosa di alta energia che viene trasmessa nel GaAs. Inoltre, se lo spessore dello strato finestra è minore della lunghezza di diffusione dei portatori minoritari, alcuni di questi, generati nell'  $Al_xGa_{1-x}As$ , possono diffondere attraverso l'interfaccia emitter-finestra ed essere raccolti dalla giunzione. In questo modo si aumenta la risposta alle alte energie.

### MODELLO A SINGOLO DIODO (SDM)

Il modello a singolo diodo è il modello più semplice che si possa usare per descrivere la cella solare.

In questo caso si considera che la corrente di buio sia dovuta solo alla corrente di diffusione. Perciò la caratteristica I-V della cella è esprimibile dalla relazione:

$$J = J_{ph} - J_{01} \left[ e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right]$$

Dove  $J_{ph}$  è la corrente fotogenerata.

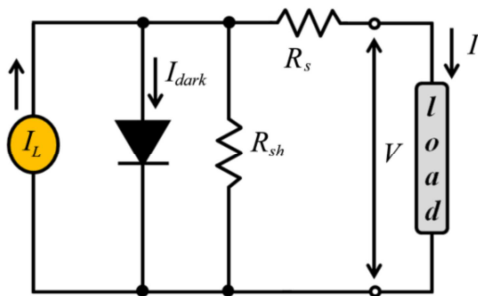


Figura 2.2 – Modello circuitale di una cella solare a singolo diodo con  $R_s$  e  $R_{sh}$ .

### MODELLO A DOPPIO DIODO (DDM)

In questo modello matematico si tiene conto, per il calcolo della corrente di buio, anche della corrente di ricombinazione nella regione di carica spaziale.

La caratteristica I-V della cella solare in questo modello è quindi data da:

$$J = J_{ph} - J_{01} \left[ e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] - J_{02} \left[ e^{\frac{qV}{2kT}} - 1 \right]$$

### MODELLO A DOPPIO DIODO IN CUI SI TIENE CONTO DELLA $R_s$ E DELLA $R_{sh}$



In questo modello viene ampliato il modello a doppio diodo, descritto precedentemente, tenendo conto della presenza nel dispositivo delle resistenze in serie ( $R_s$ ) e delle resistenze in parallelo (resistenze shunt:  $R_{sh}$ ).

In questo caso la caratteristica I-V della cella è esprimibile come:

$$J = J_{ph} - J_{01} \left[ e^{\left( \frac{q(V+R_s J)}{kT} \right)} - 1 \right] - J_{02} \left[ e^{\left( \frac{q(V+R_s J)}{2kT} \right)} - 1 \right] - \frac{V + R_s J}{R_{sh}}$$

Le resistenze in parallelo in generale sono causate da:

- Cortocircuiti superficiali ai bordi della cella;
- Diffusione metallica lungo le microcricche del dispositivo;
- Difetti cristallini già presenti nel materiale od inserti dopo che la metallizzazione di contatto è stata realizzata.

Le resistenze serie dipendono invece da:

- Resistenze di strato (i portatori devono percorrere un certo cammino negli strati che compongono la cella solare prima di raggiungere la metallizzazione superficiale);
- Resistenze di contatto metallo-semiconduttore;
- Resistenze legate all'attraversamento del metallo stesso da parte dei portatori.

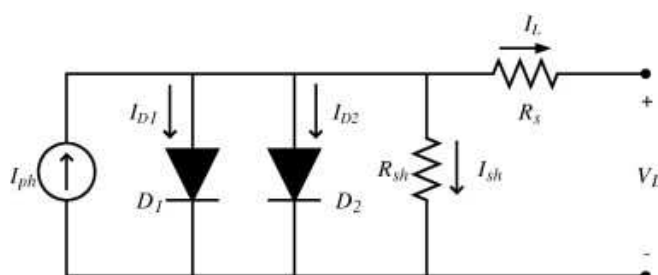


Figura 2.3 – Modello circuitale di una cella solare a doppio diodo con  $R_s$  e  $R_{shunt}$ .

## *INTENSITA' SOLARE COSTANTE, TEMPERATURA VARIABILE*

In generale, per una cella solare con struttura standard, la fotocorrente diminuisce lentamente al diminuire della temperatura. Ciò avviene essenzialmente per l'aumento dell'energy-gap  $E_g$  a bassa temperatura. Entrambi questi fattori peggiorano la risposta spettrale alle lunghezze d'onda più elevate.

Invece, al diminuire della temperatura, la tensione  $V_{oc}$  di circuito aperto aumenta a causa della forte diminuzione della corrente di buio.

La corrente di buio è formata da tre componenti: la corrente di diffusione, la corrente di ricombinazione in zona svuotata e la corrente di tunneling.

La corrente di diffusione e la corrente di ricombinazione diminuiscono in modo sostanziale al diminuire della temperatura. Le correnti di tunneling invece sono praticamente indipendenti dalla temperatura.

Per quanto riguarda il Fill Factor, questo migliora al diminuire della temperatura.

Come conseguenza del miglioramento del Fill Factor e della  $V_{oc}$ , al diminuire della temperatura, e del leggero peggioramento della  $I_{sc}$ , l'efficienza della cella fotovoltaica migliora al diminuire della temperatura.

## *TEMPERATURA COSTANTE, INTENSITA' SOLARE VARIABILE*

Se la temperatura è mantenuta costante, la corrente di corto circuito  $I_{sc}$  della cella solare diminuisce linearmente al diminuire dell'intensità solare, mentre la tensione di circuito aperto  $V_{oc}$  decresce logisticamente.

Anche il FF peggiora al diminuire dell'intensità solare essendo direttamente proporzionale a  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ .

Quindi, come conseguenza della diminuzione della  $V_{oc}$  e del FF, l'efficienza della cella solare diminuisce al diminuire dell'intensità della radiazione solare.

## 2.3 Calcolo delle correnti di buio

Il comportamento tensione-corrente di una cella solare al buio è un parametro ugualmente importante alla fotocorrente nel determinare i valori in uscita della cella, dal momento che le caratteristiche della giunzione determinano quanta dell'energia elettrica che viene prodotta dalla cella quando investita dalla luce sarebbe disponibile in uscita o quanta né verrebbe persa come calore. Quando la potenza viene prelevata dalla cella, esiste una tensione su i suoi terminali posta in polarità diretta, e esiste una corrente di giunzione di buio che è opposta alla direzione della fotocorrente. La corrente che realmente va al carico è, quindi, la fotocorrente meno questa corrente di buio, ed è molto importante avere una corrente di buio più bassa possibile in modo da ottenere l'efficienza più alta possibile. In tutte le giunzioni p-n, molti meccanismi di trasporto della corrente possono essere presenti nello stesso tempo, e la grandezza di ognuno di questi è data dal livello di drogaggio dei due lati della giunzione e dalla presenza di una qualsiasi barriera energetica nelle eterogiunzioni. In assenza di effetti da resistenze di serie o di shunt, la caratteristica I-V di una cella solare è data dalla somma di tutti i meccanismi di corrente che sono presenti.

La corrente di buio di una cella solare è data dalla somma di tre contributi:

- Corrente di diffusione;
- Corrente di ricombinazione nella regione di carica spaziale;
- Corrente di tunneling.

### *CORRENTE DI DIFFUSIONE*

La corrente di diffusione consiste di elettroni iniettati dalla parte  $n$  del dispositivo oltre la barriera di potenziale nella parte  $p$ , dove diffondono lontano dalla giunzione ed eventualmente si ricombinano nel bulk o alla superficie, e di lacune che sono iniettate

dalla regione  $p$  nella regione  $n$ , dove diffondono in modo analogo agli elettroni.

La corrente di diffusione  $J_d$  può essere espressa mediante la relazione:

$$J_d = J_{01} \left[ e^{\left(\frac{qV}{kT}\right)} - 1 \right]$$

Dove  $V$  è la tensione di polarizzazione e  $J_{01}$  è la corrente di saturazione inversa. Tenendo conto della struttura della giunzione della cella solare al GaAs, la  $J_{01}$  è espressa da:

$$J_{01} = \frac{qn_{ie}^2 w_e}{N_A \tau_n} + q \frac{D_p}{L_p} \cdot \frac{n_{ib}^2}{N_D} \cdot \left[ \frac{S \frac{L_p}{D_p} \cosh\left(\frac{w_b}{L_p}\right) + \sinh\left(\frac{w_b}{L_p}\right)}{\cosh\left(\frac{w_b}{L_p}\right) + S \frac{L_p}{D_p} \sinh\left(\frac{w_b}{L_p}\right)} \right]$$

Dove  $S$  è la velocità di ricombinazione superficiale che vale:

$$S = \frac{D_{pbf}}{L_{pbf}} \cdot \frac{N_D}{N_{bf}} \cdot \left[ \frac{S_p \frac{L_{pbf}}{D_{pbf}} \cosh\left(\frac{w_{bf}}{L_{pbf}}\right) + \sinh\left(\frac{w_{bf}}{L_{pbf}}\right)}{\cosh\left(\frac{w_{bf}}{L_{pbf}}\right) + S_p \frac{L_{pbf}}{D_{pbf}} \cosh\left(\frac{w_b}{L_p}\right)} \right]$$

E:

- $D_p$  è il coefficiente di diffusione per le lacune in base;
- $L_p$  è la lunghezza di diffusione delle lacune in base;
- $n_{ie}$  è il numero di portatori intrinseci nell'emitter;
- $w_e$  è lo spessore dell'emitter;
- $n_{ib}$  è il numero di portatori intrinseci nella base;
- $w_b$  è lo spessore della base;
- $D_{pbf}$  è il coefficiente di diffusione per le lacune nel buffer;

- $L_{pbf}$  è la lunghezza di diffusione delle lacune nel buffer;
- $N_{pbf}$  è il drogaggio del buffer;
- $S_p$  è la velocità di ricombinazione all'interfaccia buffer-substrato;
- $w_{bf}$  è lo spessore del buffer.

Il primo termine di questa corrente di saturazione inversa ( $J_{01}$ ) è calcolabile facendo riferimento all'espressione del diodo a base corta considerando una formula semplificata, poiché la velocità di ricombinazione superficiale è minimizzata a causa della presenza dello strato finestra. Il secondo termine, invece, è alquanto complicato poiché, tramite la velocità di ricombinazione  $S$ , tiene conto della presenza del buffer e della sua azione di Back Surface Field.

### *CORRENTE DI RICOMBINAZIONE IN REGIONE DI CARICA SPAZIALE*

Quando una giunzione p-n è polarizzata direttamente, gli elettroni della regione  $n$  e le lacune della regione  $p$  sono iniettati attraverso la zona svuotata nella regione  $p$  e nella regione  $n$  rispettivamente. Nel contempo, alcuni di questi portatori ricombinano all'interno della zona svuotata stessa, causando un aumento della corrente di buio del dispositivo. Assumendo che i centri di ricombinazione siano situati a metà gap, la corrente di ricombinazione nella regione di carica spaziale può essere espressa da:

$$J_r = J_{02} \left[ e^{\left(\frac{qV}{2kT}\right)} - 1 \right]$$

In questa,  $J_{02}$  è dato da:

$$J_{02} = \frac{qn_i x_d}{2\tau_0}$$

Dove:

- $x_d$  è approssimabile con la larghezza della zona svuotata;
- $\tau_0 = \sqrt{\tau_n \tau_p}$ , dove  $\tau_n$  è la vita media degli elettroni minoritari nell'emitter e  $\tau_p$  è la vita media delle lacune minoritarie nella base.

Poiché  $J_d$  varia come  $e^{\left(\frac{qV}{kT}\right)}$  mentre  $J_r$  varia come  $e^{\left(\frac{qV}{2kT}\right)}$ , ne consegue che la corrente di ricombinazione predomina per basse tensioni di polarizzazione in diretta, mentre la corrente di diffusione predomina per alte tensione. Per quel che riguarda la dipendenza dall'energy-gap e dalla temperatura, la corrente di diffusione ha una corrente di saturazione inversa che è proporzionale a  $n_i^2$ , mentre la corrente di ricombinazione ha una corrente di saturazione inversa che dipende da  $n_i$ . Pertanto la prima varia come  $e^{\left(-\frac{E_g}{kT}\right)}$ , mentre la seconda come  $e^{\left(-\frac{E_g}{2kT}\right)}$ . Ne consegue che  $J_r$  diventa sempre più importante in relazione a  $J_d$  man mano che diminuisce la temperatura e per materiali con  $E_g$  relativamente elevata (come il GaAs). Inoltre, nel caso del GaAs, a causa della bassa vita media dei portatori minoritari ( $\tau \approx 10^{-8}$ s), la corrente di ricombinazione è molto più evidente che nel Silicio ( $\tau \approx 10^{-6}$ s).

### *CORRENTE DI TUNNELING*

Questa terza componente della corrente di buio, è una corrente di tunnel causata da elettroni o lacune che si muovono dalla banda di conduzione o di valenza verso stati di energia situati all'interno dell'energy-gap e dovuti a difetti nel materiale. In seguito, tali portatori possono ultimare il percorso che rimane per raggiungere la banda opposta attraverso una serie di step, oppure ricombinare in uno stato intermedio.

Un'espressione generale per la corrente di tunneling è data da:

$$J_t = J_{03} e^{(BV)}$$

Dove  $J_{03}$  è dato da:

$$J_{03} = kN_t$$

Dove:

- $k$  è una costante che dipende dalla massa efficace, il potenziale di built-in, il livello di drogaggio, la costante dielettrica e la costante di Planck;
- $N_t$  è la densità di stati disponibili per un elettrone o una lacuna per il tunneling.
- $B$  è invece dato da:

$$B = \frac{4}{3h} \sqrt{\frac{m^* \varepsilon}{m_0 N}}$$

Dove:

- $m^*$  è la massa efficace dei portatori;
- $\varepsilon$  è la costante dielettrica del materiale;
- $N$  è il drogaggio a cui si sta facendo riferimento (di tipo  $p$  o  $n$  che sia).

Non disponendo di un'espressione precisa per determinare  $J_{03}$ , se ne estrapola in genere il valore dei dati sperimentali del Fill Factor a bassa temperatura.

Inoltre, poiché  $B$  non dipende dalla temperatura, una peculiarità delle correnti di tunnel  $J_t$  è proprio la sua relativa indipendenza dalla temperatura.

## 2.4 Confronto tra celle al Si e celle al GaAs

La teoria indica che i dispositivi più efficienti sono basati su semiconduttori con un bandgap di circa 1.5 eV: Si, InP, GaAs, CdSe e CdTe.

Il Silicio è stato il primo materiale utilizzato poiché più abbondante, meno costoso e più avanzato tecnologicamente.

Le celle in GaAs si avvicinano però molto in termini di prestazioni, poiché lavorano a temperature più alte e hanno una migliore tolleranza alle radiazioni, rendendole più interessanti per applicazioni specifiche. Progressi significativi sono, stati compiuti nelle celle al GaAs negli ultimi anni.

Si vogliono ora confrontare le celle al GaAs e le celle al Si per capire perché nelle celle a tripla giunzione si predilige l'uso dei semiconduttori di tipo III-V all'uso del Silicio.

Il GaAs è un materiale particolarmente adatto per le applicazioni fotovoltaiche. A temperatura ambiente ha, infatti, un energy-gap diretto di circa 1.42 eV mentre il Silicio ha un gap indiretto di circa 1.1 eV. Il valore di  $E_g$  dell'Arseniuro di Gallio si avvicina a quello ottimale per ottenere alte efficienze di conversione. Il limite teorico dell'efficienza in condizioni AM0 è infatti del 26% per le celle al GaAs contro il 22% per le celle al Silicio. Inoltre, per quanto riguarda la concentrazione massima raggiungibile, le celle solari al Silicio presentano un limite di concentrazione di 200 soli mentre le celle al GaAs possono superare di gran lunga i 1000 soli. Poiché il GaAs, contrariamente al Si, ha un elevato coefficiente di assorbimento, l'efficienza dipende in minima parte dallo spessore; bastano infatti pochi micron di materiale per assorbire tutta la radiazione incidente. Però, poiché la maggior parte dei portatori è generata vicino alla superficie della cella, il problema della ricombinazione superficiale è più rilevante nelle celle al GaAs che in quelle al Si. Per minimizzare la ricombinazione superficiale si seguono perciò essenzialmente due strade:

1. Fare giunzioni poco profonde, in modo tale che anche le cariche che vengono fotogenerate nei pressi della superficie risentano del campo elettrico della giunzione p-n e vengano raccolte.
2. Crescere uno strato di  $\text{Al}_x\text{Ga}_{1-x}\text{As}$  di pochi Å.

Tale strato (detto finestra), avendo un energy-gap molto superiore al GaAs ( $E_g \approx 2.0$  eV), risulta praticamente trasparente per la porzione di spettro solare di interesse per la



conversione fotovoltaica. Inoltre, avendo un reticolo che ben si adatta a quello del GaAs, satura i legami incompleti superficiali riducendo così la ricombinazione superficiale dei portatori. Infine all'interfaccia fra  $\text{Al}_x\text{Ga}_{1-x}\text{As}$  e GaAs si forma una barriera di potenziale  $\phi_i + \Delta E$  che impedisce agli elettroni, che sono minoritari nell'emitter, di entrare nello strato finestra, spingendoli verso la giunzione p-n dove possono essere raccolti. In totale, quindi, l'effetto dello strato finestra è quello di diminuire drasticamente la velocità di ricombinazione superficiale.

La riduzione della profondità della giunzione può essere particolarmente utile se la lunghezza di diffusione dei portatori minoritari nella base è alta. Infatti, se tale lunghezza fosse troppo piccola, si perderebbero quei portatori generati dai fotoni a bassa energia poiché si ricombinerebbero prima di raggiungere la giunzione. Se invece la lunghezza di diffusione in base è grande, questi portatori non vengono persi e la diminuzione della profondità della giunzione aumenta la risposta dovuta ai fotoni altamente energetici, migliorando così la corrente fotogenerata.

Nel caso specifico del GaAs, se la profondità di giunzione è superiore a  $0,1 \mu\text{m}$ , è più importante l'emitter della base; questo perché la maggior parte dei portatori generati dai fotoni a basse lunghezze d'onda si trovano nell'emitter e, per ottenere una corrente elevata, è importante avere una buona lunghezza di diffusione in questo strato.

Nel Si, al contrario, sono più efficienti le strutture n-p in quanto la maggior parte dei portatori è fotogenerata in profondità all'interno della cella, ovvero nella base.

Un'altra zona della cella in cui la ricombinazione superficiale è critica è il retro della cella. In questo caso però, tale ricombinazione è più rilevante nel Si che nel GaAs data la maggiore profondità a cui vengono generati i portatori e dato l'elevato tempo di vita dei minoritari ( $\tau \approx 10^{-6}$  s) e quindi l'elevata lunghezza di diffusione dei minoritari stessi.

Per migliorare la raccolta dei portatori nella base, si realizza di solito un campo elettrico che spinga i minoritari verso la regione di giunzione. Tale campo, che è il Back surface field di cui si è già parlato, è usualmente ottenuto realizzando una regione non molto spessa ma pesantemente drogata nei pressi della zona in cui non si ha più la generazione di portatori.

Il GaAs presenta inoltre i seguenti vantaggi rispetto al Si:

- Efficienza maggiore
- Migliore tolleranza alle alte temperature;
- In ambito spaziale, maggiore resistenza alle radiazioni.

La maggiore efficienza, in particolare, permette di realizzare pannelli solari più piccoli a parità di potenza erogabile.

D'altro canto però il GaAs evidenzia i seguenti svantaggi rispetto al Si:

- Peso maggiore (densità Si è infatti 2.33 g/cm<sup>3</sup> contro i 5.32 g/cm<sup>3</sup> del GaAs);
- Costo maggiore;
- Fragilità maggiore.

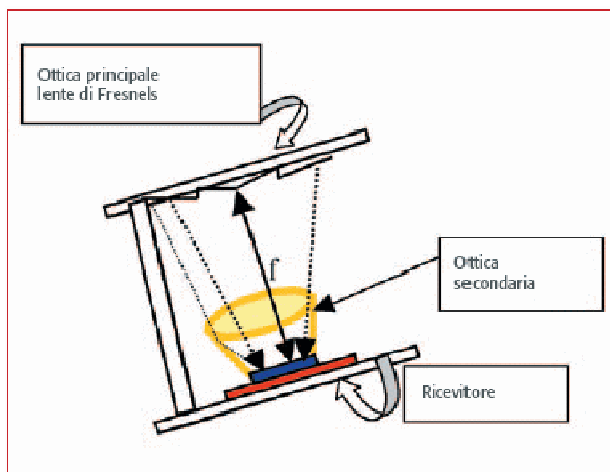
Il costo maggiore è ciò che finora ha favorito la diffusione del Si rispetto al GaAs per le applicazioni terrestri in cui, rispetto alle applicazioni spaziali, non è tanto rilevante lo spazio occupato quanto invece lo è il costo del kWp. Questo è anche il motivo per cui, per rendere economicamente convenienti le celle solari a tripla giunzione, è necessario ridurre le dimensioni usando i concentratori.

## 2.5 Prestazioni elettriche in concentrazione

Un sistema a concentrazione è composto fondamentalmente di tre parti: il ricevitore, l'ottica di focalizzazione e l'inseguitore solare. Il ricevitore è il componente che comprende sia la cella solare che il sistema di dissipazione del calore. L'ottica di focalizzazione è l'elemento che permette di concentrare la luce solare sul ricevitore e può essere costituita da lenti o specchi. Poiché i sistemi a concentrazione lavorano con la componente diretta della luce solare, il ricevitore e l'ottica di focalizzazione richiedono l'utilizzo di un inseguitore solare, che può essere a singolo asse o a doppio asse, per consentire un miglior puntamento del sole in ogni istante.

Nei sistemi *point focus* l'ottica di focalizzazione è costituita da lenti, generalmente

realizzate in materiale acrilico, con coefficiente di trasmissione tra l'80% e il 95 % in ampio intervallo spettrale (400-1100 nm). Le lenti possono essere di tipo *ad immagine* (cioè capaci di focalizzare in un punto l'immagine della sorgente di luce) o del tipo *senza immagine* (in questo caso non viene riprodotta nel punto focale l'immagine della sorgente). Queste ultime permettono di ridurre uno dei maggiori problemi che caratterizzano i sistemi a concentrazione, ovvero, la richiesta di una elevata precisione di puntamento dell'inseguitore solare. Generalmente, infatti, i sistemi *point focus* richiedono un angolo di accettazione inferiore a  $\pm 0.5^\circ$ . Questo significa che se l'angolo formato tra la semiretta congiungente il modulo a concentrazione ed il sole con l'asse del sistema ottico di raccolta fosse maggiore di  $0,5^\circ$  si determinerebbero considerevoli perdite nelle prestazioni del modulo a concentrazione. Le lenti *senza immagine* vengono impiegate proprio perché permettono di ampliare l'angolo di accettazione di alcuni gradi. Per ridurre i problemi di puntamento, viene adottata anche la soluzione di inserire sotto la lente principale delle *ottiche secondarie*, che possono consistere di piccoli coni la cui superficie interna è riflettente. *Figura 2.4*



**Figura 2.4** - Si riporta l'esempio di un sistema a concentrazione tipo "point focus" in cui è presente un'ottica di focalizzazione costituita da una lente di Fresnel e da un'ottica secondaria, rappresentata dal cono di colore giallo

Nei sistemi point focus generalmente si utilizzano celle ben separate una dall'altra con dimensione estremamente ridotta (con area di qualche  $\text{mm}^2$ ). Questa soluzione è interessante perché permette di utilizzare sistemi di dissipazione di tipo passivo. Si

prevede, quindi, una facilitazione nell'industrializzazione di tali sistemi. Per ottenere potenze maggiori ed evitare i problemi legati all'aberrazione cromatica, si utilizzano i sistemi *dense array*, in cui, al contrario dei sistemi precedenti, le celle solari assumono una dimensione maggiore (qualche cm<sup>2</sup>), sono disposte una vicino all'altra e la luce viene concentrata con degli specchi parabolici. In questo caso si rende necessario un sistema di raffreddamento di tipo attivo e la messa a punto di ricevitori più complessi, proprio per la necessità di rendere efficace la dissipazione del calore. Occorre comunque notare che è necessaria una maggiore precisione nella lavorazione degli specchi di quella richiesta per le lenti dei sistemi *point focus*. Se la parte centrale dello specchio, ad esempio, possedesse un errore di forma e fosse inclinata rispetto a quella ideale di un angolo  $\alpha$ , allora il raggio riflesso sarebbe deviato rispetto al raggio ideale di un angolo  $d = 2\alpha$ . Un errore di forma si ripercuoterebbe quindi in un doppio errore nella riflessione dallo specchio ed il raggio riflesso inciderebbe sul target tanto più lontano dal punto di incidenza ideale tanto più lontano è posizionato il target rispetto alla superficie riflettente. Per diminuire la sensibilità necessaria nella lavorazione dello specchio è opportuno considerare specchi con un distanza focale dello specchio dal target minore possibile. Sono stati realizzati anche sistemi a concentrazione *ibridi* costituiti cioè sia da un ottica rifrattiva che riflessiva. Tali sistemi permettono di raggiungere fattori di concentrazione elevati (pari a 1000 soli) ed utilizzando ottiche *senza immagine*, consentono angoli di accettazione di circa  $\pm 1.5^\circ$ . Attualmente questi sistemi presentano delle uniformità di illuminazione sulle celle solari non ottimali e richiedono ancora dei miglioramenti nell'ottica di focalizzazione. Nel futuro potrà essere vincente il sistema a concentrazione che permetterà di essere realizzato con metodologie industriali a basso costo, quindi, mediante una tecnologia facilmente riproducibile e che si dimostrerà affidabile quanto i sistemi fotovoltaici piani oggi disponibili sul mercato. Occorre comunque osservare, che il rinnovato interesse nella tecnologia del solare fotovoltaico a concentrazione, trova fondamento, sia dalle numerose ed ingegnose soluzioni di sistema individuate, ma soprattutto nei recenti successi ottenuti sulle celle solari, che costituiscono il *cuore* di questi sistemi. È opportuno, quindi, soffermarsi a descrivere il funzionamento, le criticità e le prospettive di sviluppo di questi dispositivi innovativi

quali sono le celle solari a multigiunzione basate sui composti III-V della tavola periodica degli elementi.

## 2.6 Celle solari a tripla giunzione

Una cella fotovoltaica a band-gap singolo è caratterizzata dalla proprietà di assorbire fotoni con energia  $h\nu > E_g$  dove  $E_g$  è il band-gap caratteristico del semiconduttore. Fotoni aventi energia inferiore a  $E_g$  non contribuiscono alla creazione di coppie elettrone – lacuna e conseguentemente non concorrono alla produzione di fotocorrente. Fotoni aventi energia maggiore di  $E_g$  possono essere assorbiti dal semiconduttore ma, a causa dei fenomeni di termalizzazione, l'energia in eccesso viene dissipata dal materiale non contribuendo alla generazione di elettricità. Tanto più è elevata la differenza  $h\nu - E_g$ , tanto più i fenomeni di termalizzazione acquistano importanza, limitando l'efficienza di conversione della cella.

L'efficienza di una cella a singola giunzione risulta limitata in modo intrinseco dal suo band-gap.

Un gap elevato consente di avere una alta tensione di circuito aperto, tuttavia, poiché soltanto i fotoni ad alta energia riescono a creare coppie elettrone-lacuna, l'alto gap riduce la corrente di cortocircuito.

Viceversa se si sceglie un semiconduttore avente un band-gap più basso allo scopo di aumentare lo spettro assorbito, allora la tensione di circuito aperto della cella è ridimensionata.

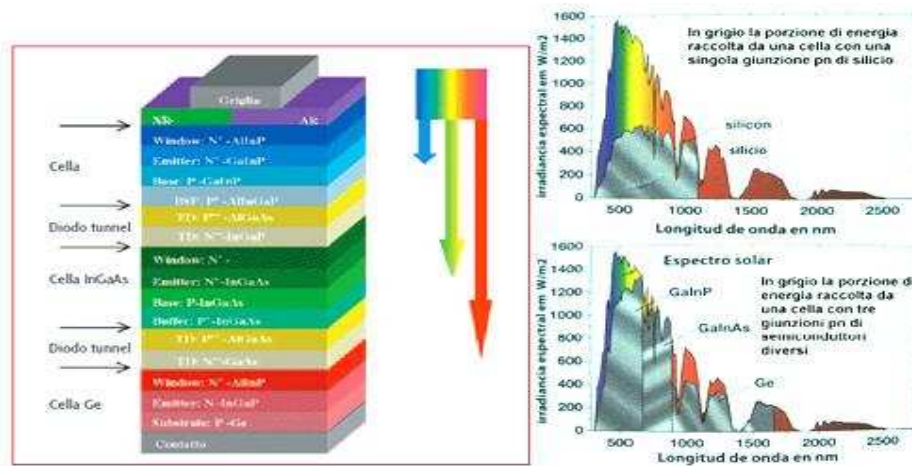


Figura 2.5 – Porzione di energia raccolta da una cella a singola giunzione al Silicio confrontata con una cella a tripla giunzione.

Ci si può chiedere quale sia il band-gap ottimale, e quindi quale sia la massima efficienza teorica ottenibile con un opportuno semiconduttore. Come evidenziato nel modello di Shockley, considerando il Sole come un corpo nero (con  $T_S = 6000K$ ) ed ipotizzando una temperatura della cella pari a  $0K$ , in assenza di ricombinazione radiativa l'efficienza risulta massima per un energy-gap di  $1.1eV$ , mentre ad una temperatura operativa di  $300K$  il miglior energy-gap è circa  $1.5eV$ . La massima efficienza idealmente ottenibile da una cella a singola giunzione risulta un fattore limitante per il suo sviluppo.

Una tecnologia che permette di superare questo limite teorico consiste nell'utilizzo di celle solari multigiunzione.

L'idea che sta alla base delle celle multigiunzione è quella di utilizzare diverse giunzioni che interagiscano ognuna con una precisa porzione di spettro (Figura 2.4). Questo consente di sfruttare i fotoni ad alta energia senza scartare i fotoni ad energia più bassa.

Le celle multigiunzione monolitiche vengono realizzate mediante deposizione di materiali con gap sempre maggiore lungo la direzione di crescita, in maniera tale che la giunzione più in superficie assorba la parte di spettro solare a frequenze più elevate.

Tramite questa struttura è quindi possibile ridurre le perdite generate per termalizzazione, riuscendo a sfruttare meglio una porzione maggiore dello spettro solare.

In Figura 2.5 è riportato lo schema, non in scala, di una struttura standard di una cella a tripla giunzione cresciuta mediante MOCVD.

Oltre agli strati emitter e base che formano le tre giunzioni p-n, si possono osservare altri elementi necessari per migliorare le prestazioni della cella:

- *Strato finestra (AlInP o AlGaAs)*: Ha un elevato Energy gap grazie alla presenza di alluminio che gli consente di essere trasparente a tutto lo spettro solare di interesse. Lo strato finestra, trovandosi al match reticolare con lo strato emitter, satura i legami superficiali incompleti riducendo la ricombinazione dei portatori. Oltre a questo, all'interfaccia si forma una barriera di potenziale che impedisce agli elettroni (portatori minoritari dello strato di emitter drogato p) di entrare nello strato finestra, respingendoli verso la giunzione.
- *Lo strato buffer*: ha la funzione di impedire che eventuali impurezze presenti nel substrato si propaghino su tutto il dispositivo. L'elevato drogaggio del materiale realizza il *Back surface field (BSF)*, ovvero una barriera di potenziale che impedisce ai portatori fotogenerati di ricombinare nel substrato, spingendoli verso la giunzione dove possono essere raccolti dal campo di built-in.
- *CAP (GaAs)*: è uno strato che favorisce il contatto ohmico tra la metallizzazione e il semiconduttore. Contrariamente a quanto succede per il contatto inferiore, una deposizione diretta del metallo non costituisce un contatto ohmico per via dello strato finestra avente un Energy gap troppo elevato. Il CAP è dunque uno strato aggiuntivo presente esclusivamente sotto la griglia costituito da arseniuro di gallio altamente drogato tale da ridurre la barriera di potenziale tra il metallo e il semiconduttore.
- *Diodo tunnel*: Nelle celle multi giunzione i diodi tunnel interconnettono tra loro le giunzioni attive poste in serie. Essi sono realizzati con materiali semiconduttori, pesantemente drogati (oltre il limite di degenerazione) in modo da formare giunzioni p-n di polarità inversa rispetto a quella delle giunzioni che separano. Il diodo tunnel deve realizzare un contatto ohmico tra le singole celle componenti. Polarizzando il diodo in diretta la corrente inizialmente cresce linearmente fino ad un valore massimo, detto corrente di picco e corrispondente ad una tensione, per poi diminuire fino ad un valore minimo, detto corrente di valle e

corrispondente alla tensione. Per tensioni di polarizzazione superiori a  $V_V$ , la corrente aumenta esponenzialmente con la tensione seguendo la tipica caratteristica di un diodo convenzionale. È necessario che il diodo tunnel abbia una corrente di picco superiore alla massima fotocorrente circolante nel dispositivo in modo da assicurare una caratteristica elettrica di tipo resistivo; inoltre esso deve essere otticamente trasparente allo spettro incidente per evitare di sottrarre fotoni alla giunzione sottostante. Quest'ultima condizione impone che il materiale, oltre a essere al match reticolare con il resto della struttura, abbia un Energy gap superiore a quello delle celle sottostanti.

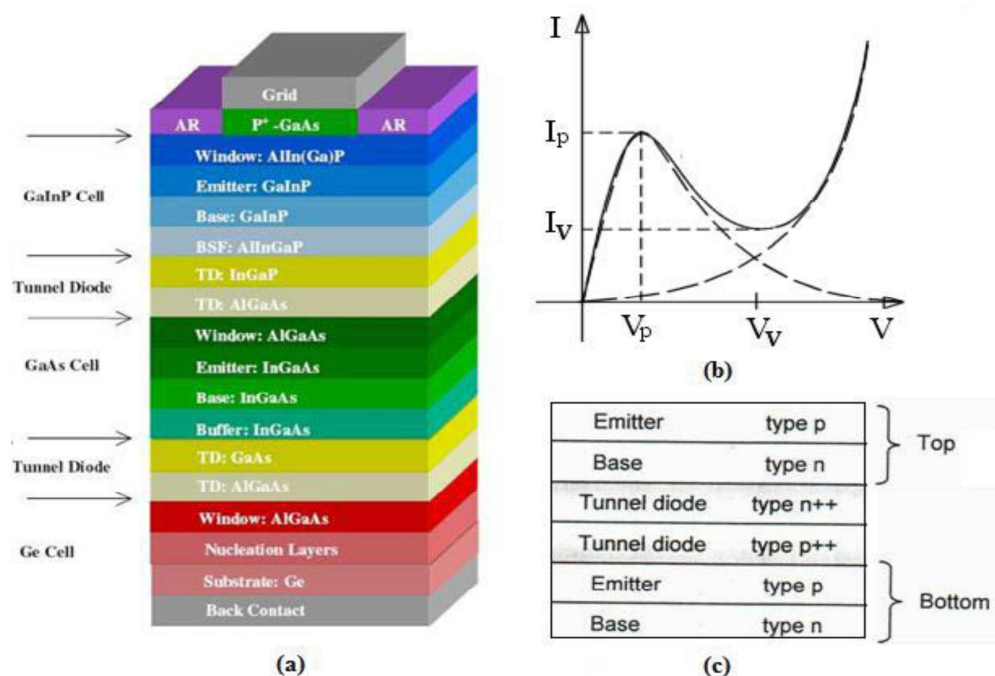


Figura 2.6 – (a) Struttura di una cella solare a tripla giunzione GaInP/GaAs/Ge-Space Solar Cell-CTJA (CESI); (b) Caratteristica corrente-tensione di un tipico diodo tunnel; (c) Schema del diodo tunnel in una struttura a multi-giunzione.

Con le celle solari a singola giunzione descritte precedentemente si sono raggiunte efficienze circa del 18% con il Silicio e del 22% con le celle al GaAs in condizioni AM0. Le celle a tripla giunzione, invece, sono in grado di raggiungere efficienze prossime al 40% se si usano in sistemi a concentrazione, d'altronde tale uso è l'unico al momento sostenibile economicamente a livello terrestre, infatti, se da un lato l'efficienza delle celle a tripla giunzione è superiore a quella delle celle a singola giunzione al Silicio, l'uso



di materiali rari e costosi nel processo di crescita ne rende il costo altamente superiore al costo delle celle al Silicio. Per poter utilizzare le celle solari a tripla giunzione per produrre energia a livello terrestre oltre che per applicazioni spaziali è stato necessario abbassare i costi riducendo la superficie delle celle e concentrando su tale superficie ridotta, per mezzo di opportuni sistemi ottici, la radiazione solare.

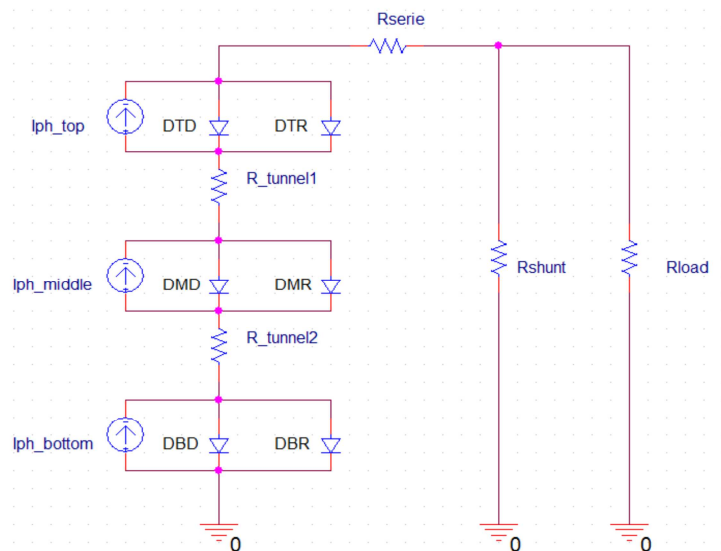


Figura 2.7 – Modello circuitale di una cella solare a tripla giunzione con  $R_s$  e  $R_{shunt}$ .

## 2.7 Celle solari a quadrupla giunzione

La tecnologia impiegata nella realizzazione delle celle a tripla giunzione InGaP/InGaAs/Ge è ben conosciuta e l'efficienza raggiunta intorno al 30% in condizioni AM0 rappresenta il limite pratico. Per migliorare ulteriormente la loro efficienza di conversione sono state proposte più soluzioni che miravano ad aumentare il numero di giunzioni combinando semiconduttori con band-gap diverso. Tra queste soluzioni la scelta è poi caduta sull'aggiunta di giunzioni del tipo: Alluminio, Gallio, Indio e Fosforo (AlInGaP) o Alluminio, Gallio, Indio e Arsenico (AlInGaAs). Sia l'una che l'altra possono essere cresciute su Germanio e su Arseniuro di Gallio tramite il metodo MOCVD. Inoltre il loro band-gap può essere modulato variando la concentrazione di Alluminio.

La struttura di una cella solare a quattro giunzioni, ancora in fase di sviluppo, è composta dalle seguenti sottocelle:

- $\text{Al}_x\text{InGaP}$  ( $0.10 < x < 0.12$ ) come giunzione top
- $\text{Al}_x\text{InGaAs}$  ( $0.15 < x < 0.18$ ) come giunzione middle 1
- $\text{InGaAs}$  ( $0.01 < x < 0.025$ ) come giunzione middle 2
- Ge come giunzione bottom

Questa combinazione permette di raggiungere teoricamente un'efficienza massima del 37% ed un'efficienza sperimentale del 32% se le perdite elettriche, nei materiali a base di Alluminio, vengono prese in conto. Lo strato di  $\text{AlInGaAs}$  è stato scelto dopo aver effettuato studi di fotoluminescenza e di effetto Hall, e dopo aver testato le sottogiunzioni correlate usando un simulatore solare e studiando la risposta spettrale. Alla fine di questi studi è stato possibile crescere uno strato di  $\text{AlInGaAs}$  con energy-gap di 1.69 eV. Questa giunzione è stata quindi introdotta nella cella a quattro giunzioni. Questa cella solare, presso il laboratori del CESI è in fase di ottimizzazione nella struttura mostrata, è ancora affetta da basso FF, a causa delle scarse performances dei diodi tunnel. L'efficienza quantica di una cella così fatta è mostrata in *Figura 2.7*.

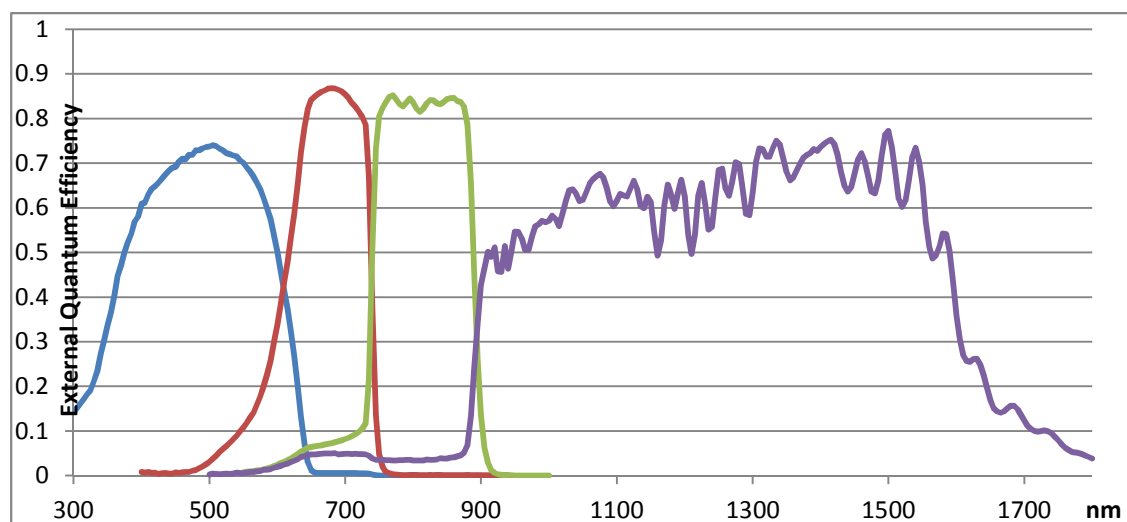


Figura 2.8 – Efficienza Quantica esterna di una cella a quadrupla giunzione.

## CAPITOLO 3

# Caratterizzazione indoor

L'utilizzo della concentrazione solare sta trovando un rinnovato interesse perché, in parte, sta beneficiando delle ricadute tecnologiche sviluppate in campo spaziale, così come era successo nei primi anni settanta per la tecnologia del silicio, dall'altra, le sperimentazioni fino ad oggi condotte hanno trovato sintesi in nuovi prodotti estremamente interessanti. Nel maggio 2005 alla conferenza sul fotovoltaico in concentrazione tenutasi in Arizona, gli scienziati dell'Istituto NREL annunciavano di avere raggiunto l'efficienza record del 37,9% sulla loro cella a multi-giunzione. Un mese più tardi, la Spectrolab, della compagnia Boeing in California, annunciava, nella conferenza europea di Barcellona, di avere superato il record precedente con una cella multi-giunzione avente l'efficienza del 39% a 236 soli. Bisogna comprendere la portata di tali risultati: le previsioni indicano la possibilità di rendere nel medio periodo questa tecnologia competitiva rispetto alle tradizionali forme di produzione di energia. Anche l'Italia gioca un ruolo di primo piano nel panorama internazionale riguardante lo sviluppo del solare a concentrazione. Il CPV (Concentrated Photovoltaic) ha anche lo scopo di ridurre i costi rispetto alle altre forme di energie rinnovabili. Per essere competitivi con gli altri sistemi fotovoltaici e con le altre sorgenti di energia una cella solare, per un sistema CPV, deve essere efficiente e affidabile. Nei sistemi CPV, infatti, dove la concentrazione è superiore ai 500 soli, il costo dell'energia prodotta è più sensibile alle prestazioni delle celle solari e dei moduli rispetto che al costo della cella solare. Questo fatto ha favorito l'uso, nei sistemi HCPV, di celle solari ad alta efficienza derivate dai componenti a multi-giunzione in ambito spaziale. Le celle solari III-V per sistemi a concentrazione hanno mostrato miglioramenti impressionanti nelle loro prestazioni negli ultimi 10 anni. Ultimamente sono state misurate efficienze del 42%. La tecnologia CPV sta diventando sempre più competitiva con le altre sorgenti di energia fotovoltaica, in quelle località caratterizzate da un'alta irradiazione diretta, a patto che la

loro affidabilità sia garantita per un periodo di almeno 20 anni e che il fenomeno dell'infant mortality sia ridotto sotto lo 0,5%. L'abilità di predire questi due eventi può essere sviluppata solo con una qualifica completa dell'intero sistema CPV e dei suoi sottosistemi. E' disponibile uno standard per la qualifica CPV (IEC 62108) e il relativo draft per le celle solari a concentrazione (IEC 62787). Dopo aver identificato le possibili cause di infant mortality per le celle solari, sono state implementate delle procedure nello standard per migliorare i test di affidabilità di questi dispositivi.

### **3.1 Prestazioni elettriche AM0, AM1.5 in concentrazione**

#### *SIMULATORE SOLARE AM0*

Il simulatore solare adoperato per le celle solari destinate all'uso spaziale è un simulatore a singola sorgente che riproduce artificialmente lo spettro solare AM0. Tale apparato è dotato di una lampada allo xenon raffreddata ad aria, di un sistema di filtri ottici per riprodurre lo spettro e da un circuito stabilizzatore di luce. La sua affidabilità è garantita per molti anni. Durante le operazioni di misurazione la cella da testare viene posizionata su una base termostata mantenuta alla temperatura standard di 25°C; la cella viene quindi tenuta perfettamente adesa alla base stessa grazie alla presenza di una pompa a vuoto e contattata tramite dei puntali per la misura della sua caratteristica elettrica. In *Figura 3.0* è riportato il dettaglio della base termostata e dei puntali per la misura elettrica e, inoltre, il confronto fra lo spettro riprodotto dal simulatore WACOM a singola sorgente e quello reale AM0. Le caratteristiche spettrali del simulatore sono riportate di seguito in *tabella 3.0*.

Tabella 3.0 – Caratteristiche spettrali del simulatore solare WACOM a singola sorgente

Spectral region [nm]	AM0 Spectrum [W/m <sup>2</sup> ]	Tolerable deviation [%]	WACOM Solar Simulator [W/m <sup>2</sup> ]	Actual deviation [%]
350-499	245	20 ±	255	4.1
500-799	452	10 ±	442	-2.2
800-1099	249	10 ±	249	-0.1
350-1099	946	-	946	-

### AM0 Solar Simulator Spectral Irradiance

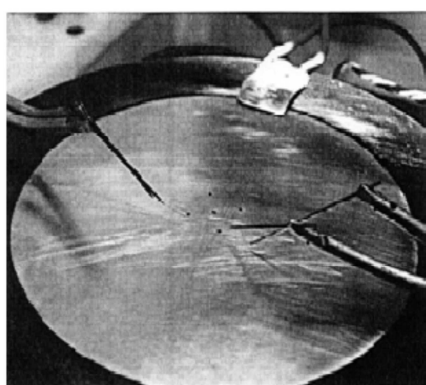
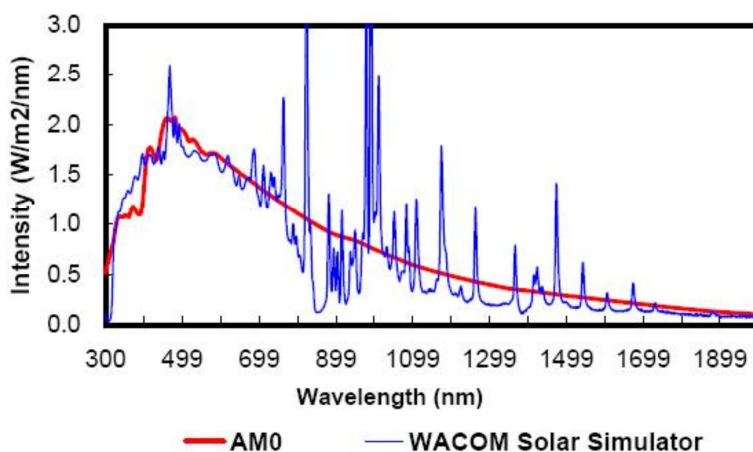


Figura 3.0 – Simulatore solare

WACOM a singola sorgente: spettro solare AM0 reale e ricostruito; dettaglio della base termostata e dei puntali per la misura elettrica.

Dagli andamenti proposti in *Figura 3.0* è possibile notare come fino ad una lunghezza d'onda pari a circa 800nm lo spettro riprodotto coincida abbastanza fedelmente con quello reale mentre per valori superiori a 800nm presenti delle oscillazioni evidenti che ne determinano uno scostamento significativo. Tale scostamento fra i due spettri influisce in modo differente a seconda del tipo di cella utilizzata e deve comunque essere considerato. Come riportato di seguito, dalla *tabella 3.1*, il silicio, avente una risposta spettrale compresa fra 400nm e 1200nm, vede una diminuzione della corrente

fotogenerata pari a circa il 5%, mentre il germanio, sensibile a lunghezze d'onda più elevate dello spettro, avrà una corrente mediamente superiore del 15% rispetto a quella ottenuta utilizzando lo spettro solare reale AM0.

**Tabella 3.1 - Variazione di potenza media incidente rispetto allo spettro solare reale AM0**

<b>Material</b>	<b>Mean incident power fluctuation [%]</b>
Si	-5.22
Ge	+15.07
GaAs	-9.04
InGaP	-5.45

Ad esempio, la misura sperimentale della caratteristica elettrica di una cella solare a singola giunzione al GaAs non è alterata dalla presenza dei picchi nella distribuzione spettrale della lampada allo xenon in quanto la cella al GaAs ha una lunghezza d'onda di cut-off pari a circa 870nm. Per le celle solari a doppia giunzione, invece, la risposta spettrale della cella bottom al germanio si colloca fra i 900nm e i 1870nm, proprio dove lo spettro del simulatore solare si discosta maggiormente da quello reale AM0.

Di conseguenza la cella al Ge vede, al simulatore solare, uno spettro più ricco grazie al quale incrementa la sua corrente fotogenerata.

Da ultimo, per le celle solari a tripla giunzione InGaP/InGaAs/Ge la prima giunzione InGaP è quella limitante a causa della bassa corrente prodotta; la zona dello spettro a cui è sensibile questa giunzione è d'altronde quella meglio approssimata avendo l'InGaP una lunghezza d'onda di cut-off pari a circa 675nm e dunque le deviazioni nelle altre regioni dello spettro non provocano alcuna variazione sulla corrente erogata dalla cella nel suo complesso.

Quindi la corrente di cortocircuito non risente dell'incremento della corrente relativo alla giunzione al Ge causato dallo spettro riprodotto dal simulatore solare.

Tutte le misure sperimentali al simulatore solare, tuttavia, devono essere sempre procedute da una procedura di calibrazione iniziale eseguita tramite delle celle di riferimento, preventivamente inviate ad alta quota tramite dei palloni sonda in modo che potessero rispondere allo spettro AM0 reale.

La procedura di calibrazione viene svolta regolando la corrente della lampada del simulatore in modo tale che la cella campione fornisca una corrente di cortocircuito pari ad un valore di riferimento specificato. Le celle misurate dovranno dunque avere una risposta spettrale simile a quella di riferimento. La misura della cella di riferimento è eseguita dalla Spasolab (Europa) oppure dalla NASA (USA).

La caratteristica elettrica corrente-tensione I-V della singola cella solare testata, viene rilevata attraverso un modulo di acquisizione dati che funge da simulatore di carico sulla cella e che viene collegato al simulatore solare. Le caratteristiche tecniche del modulo di acquisizione, collegato inoltre ad un elaboratore e gestito tramite software, vengono riportate di seguito in *tabella 3.2*.

**Tabella 3.2** – Caratteristiche tecniche del modulo di acquisizione dati AEDI/FIAR

Carico elettronico		Misura della corrente di riferimento	
Corrente massima	5.00 A	Intervallo di riferimento	0.195 A
Intervallo di tensione	-0.15/5 V		0.39 A
	-0.6/20 V		0.78 A
	-1.5/50 V		1.56 A
Potenza massima continua	120 W		3.12 A
Risoluzione		Canali di ingresso	
5 mV per 50 V		Precisione	+/-0.1% fondo scala
2 mV per 20 V		Coefficiente di temperatura	< 40 ppm/°C
0.5 mV per 5 V			
Misura di tensione	Misura di corrente	Misura di temperatura	
Intervallo di misura		Sensore	RTD tipo Pt-100
0.625 V	0.156 A		
1.25 V	0.312 A	Intervallo	0-50 °C
2.5 V	0.625 A		
5 V	1.25 A		
10 V	2.5 A	Risoluzione	0.1 °C
20 V	5 A		
40 V	-		
		Precisione	+/-0.3 °C

## *LENTI DI FRESNEL*

E' possibile aumentare la potenza luminosa del simulatore AM0 interponendo fra la lampada di quest'ultimo e la cella deposta sulla base termostata una lente di Fresnel, in modo da concentrare i raggi luminosi in un punto focale centrato sulla cella sottostante. Al variare della distanza relativa fra la lente e la cella si riescono ad ottenere differenti ratei di concentrazione.

Le lenti di Fresnel vengono utilizzate in applicazioni a concentrazione solare grazie alla loro elevata efficienza ottica, minimo peso e costi contenuti. Moduli per applicazioni che richiedono medi ed elevati ratei di concentrazione ( $>20$ ), sono spesso equipaggiati con accurati sistemi di inseguimento che mantengano il fuoco esattamente sulla cella montata sul ricevitore.

La progettazione di tali lenti è orientata sempre più all'eliminazione delle aberrazioni in modo da ottenere un punto focale il più preciso possibile; benché un punto focale estremamente preciso, grazie alla convergenza ordinata dei raggi luminosi, sia funzionale ad applicazioni ad elevatissima concentrazione, nella maggior parte dei sistemi è sufficiente un sistema collettore anche meno accurato, progettato secondo i dettami della non-imaging optic.

In Figura 3.1 sono mostrate differenti soluzioni progettuali per la realizzazione di un sistema collettore di energia applicato alla tecnologia fotovoltaica: le prime due lenti di Fresnel (a) e (b) originano entrambe una linea focale che incide su un ricevitore, sul quale è a sua volta montata una serie di celle fotovoltaiche, e si distinguono per la differente curvatura della lente stessa; la terza lente di Fresnel, indicata con (c), è una lente radiale che origina, invece, un punto focale incidente sulla cella sottostante (tale configurazione è stata quella adottata nell'indagine sperimentale oggetto di discussione per la caratterizzazione elettrica di celle); l'ultima lente (d) è sempre di tipo radiale ma sviluppata per applicazioni di microottica e ha un diametro pari a  $100\mu\text{m}$ , a riprova ulteriore dell'estrema precisione e complessità tecnologica raggiunte nel settore ottico.



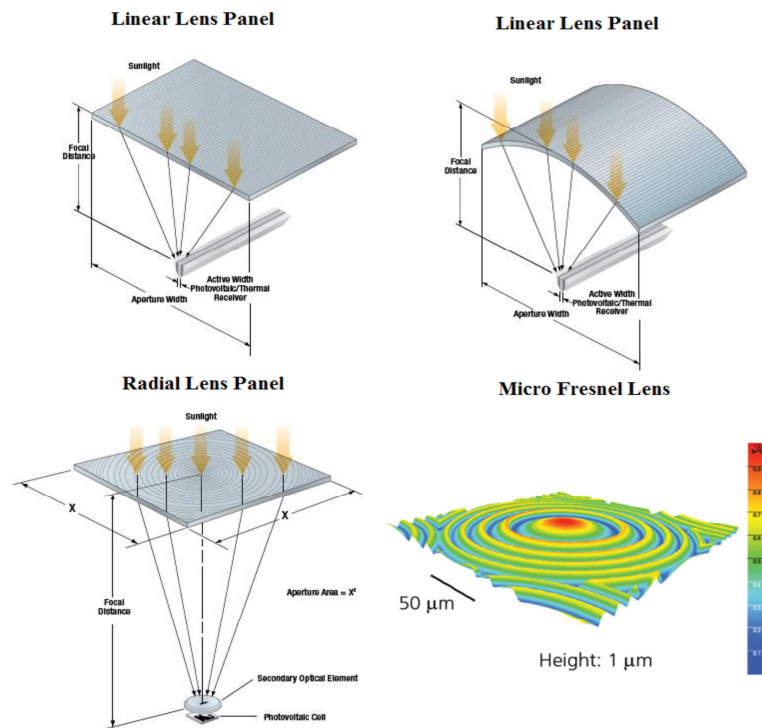


Figura 3.1 – Differenti soluzioni costruttive di una lente di Fresnel: (a) lineare, (b) lineare, (c) radiale, (d) radiale per applicazioni di micro-ottica.

### SIMULATORE SOLARE AM1.5 A CONCENTRAZIONE

Il simulatore solare adoperato (Figura 3.3) per le celle a concentrazione, è un simulatore PASAN a singola sorgente con flash di luce allo Xenon ad alta intensità con un'efficienza caratteristica di 50 lm/W. Ci sono due tipi di condensatori ottici: uno a 500 soli e uno a 1000 soli. Questi due componenti possono essere scambiati a seconda del tasso di concentrazione a cui bisogna effettuare la misura. Per generare il flash il simulatore usa una batteria di condensatori di capacità equivalente pari a 2200μF e tensione massima equivalente di 770V. Questo genera un'energia nominale di 400J a 600V. La procedura di caricamento è fatta internamente da un circuito di carica.

Questo simulatore può eseguire la misura direttamente su celle di dimensioni diverse ancora sul wafer, semplicemente selezionando maschere differenti.

In Figura 3.2 viene illustrato lo spettro reale AM1.5 standard in relazione allo spettro del flasher.

Vale il discorso fatto precedentemente per quanto riguarda gli errori di misura che possono essere commessi.

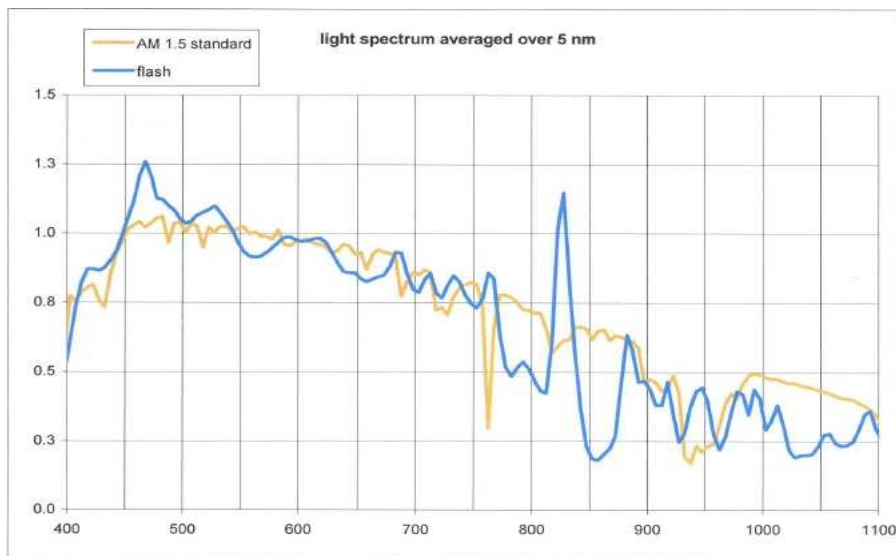


Figura 3.2 – Spettro AM1.5 reale e ricostruito nelle lunghezze d’onda di interesse.

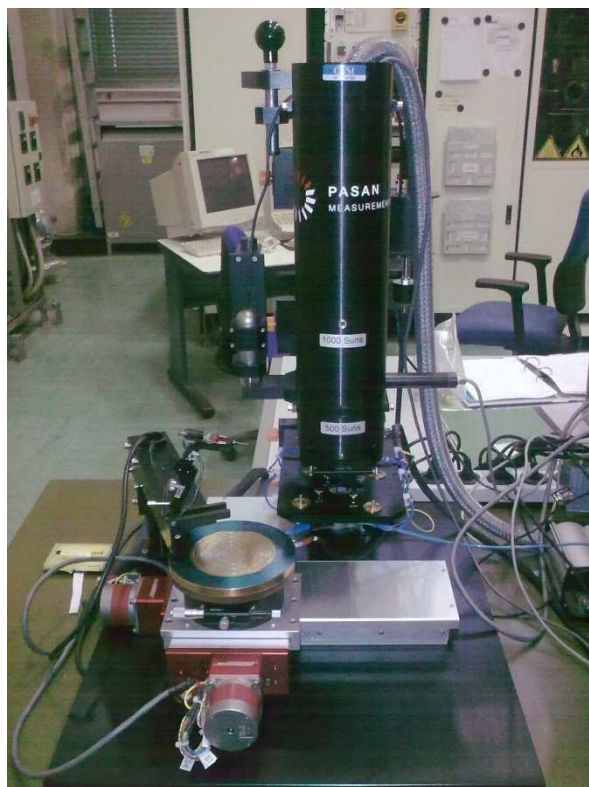


Figura 3.3 – Simulatore solare AM1.5 PASAN.

Il wafer viene appoggiato su una base termostata alla temperatura di 25° e tenuto fermo tramite una pompa di vuoto.

Una volta effettuato l'allineamento manuale tramite il software dedicato, viene effettuata la misura di tutte le celle presenti sul wafer, in sequenza.

Sul monitor del pc, collegato al simulatore, vengono mostrate le celle misurate in sequenza con le loro caratteristiche I-V e viene inoltre mostrata una mappa, rappresentate il wafer, indicante quali celle soddisfano i requisiti, precedentemente impostati, (in verde) e quali celle, invece, non li soddisfano (in rosso). *Figura 3.4*

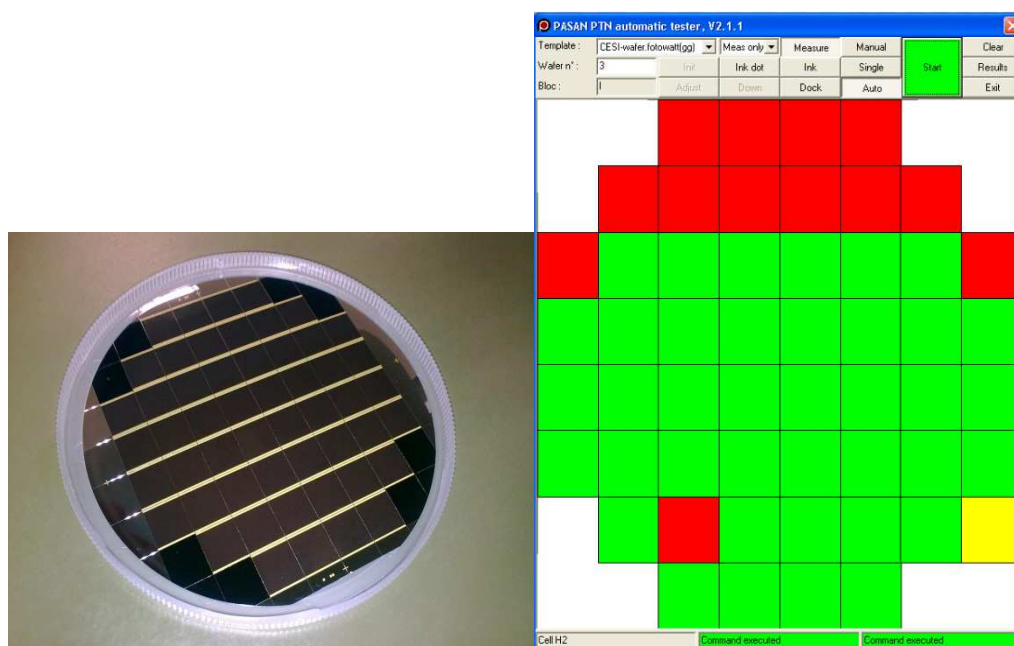


Figura 3.4 – Wafer a concentrazione con maschera a 52 celle di area 1cm<sup>2</sup>; Risultati misura simulatore solare.

## 3.2 Risposta Spettrale

La misura di risposta spettrale esterna di un dispositivo fotovoltaico, come accennato nel capitolo scorso, consiste nella misura della corrente di corto circuito della cella quando è illuminata con luce monocromatica di intensità nota, al variare della lunghezza d'onda della luce incidente. Essa viene definita matematicamente come il rapporto tra la corrente di cortocircuito della cella e la potenza della radiazione incidente che l'ha generata, al variare della lunghezza d'onda della radiazione incidente:

$$RS(\lambda) = \frac{I_{sc}(\lambda)}{P_{in}(\lambda)} \quad (1)$$

Essa viene misurata in mA/W. A volte è nota la densità di potenza incidente, in W/m<sup>2</sup>, quindi la RS viene espressa in mA\*m<sup>2</sup>/W.

Esiste un modo alternativo per esprimere la risposta spettrale, ovvero quello di determinare l'efficienza quantica esterna Q.E%.

Essa esprime la percentuale di fotoni incidenti sulla superficie della cella che generano delle coppie elettrone-lacuna:

$$Q.E. \%(\lambda) = 100 \frac{n. \text{elettroni}(\lambda)}{n. \text{fotoni}(\lambda)} \quad (2)$$

Dividendo numeratore e denominatore per il tempo si ottiene:

$$Q.E. \%(\lambda) = 100 \frac{\frac{n. \text{elettroni}(\lambda)}{t}}{\frac{n. \text{fotoni}(\lambda)}{t}} \quad (3)$$

Poiché la corrente elettrica di cortocircuito della cella è definita come la quantità di carica generata nell'unità di tempo, il rapporto tra il numero di elettroni e il tempo è uguale al rapporto tra la corrente e l'unità elementare di carica (carica dell'elettrone). Poiché la potenza della radiazione che incide sulla cella è definita come la quantità di energia radiativa che incide sulla cella nell'unità di tempo, il rapporto tra il numero di fotoni e il tempo è uguale al rapporto tra la potenza della radiazione incidente e l'energia di un fotone:

$$Q.E. \%(\lambda) = 100 \frac{\frac{n. \text{elettroni}(\lambda)}{t}}{\frac{n. \text{fotoni}(\lambda)}{t}} = 100 \frac{\frac{I_{sc}(\lambda)}{q}}{\frac{P_{in}(\lambda)}{E_f(\lambda)}} = 100 \frac{I_{sc}(\lambda)}{P_{in}(\lambda)} \frac{E_f(\lambda)}{q} \quad (4)$$

Per la legge di Planck, l'energia di un fotone  $E_f$ , alla lunghezza d'onda  $\lambda$ , è uguale a  $h \frac{C}{\lambda}$  (5), dove h è la costante di Planck e C la velocità della luce. Sostituendo la (1) e la (5) nella (4) si ottiene:

$$Q.E. \%(\lambda) = 100 \frac{I_{sc}(\lambda)}{P_{in}(\lambda)} \frac{E_f(\lambda)}{q} = 100 RS(\lambda) \left(\frac{hC}{q}\right) \frac{1}{\lambda} \quad (6)$$

La quantità  $\frac{hC}{q}$  è una costante circa pari a  $1.24 \times 10^{-6} \frac{W \cdot nm}{A}$  (7)

Sostituendo la (7) nella (6) si ha:

$$Q.E. \%(\lambda) = 100 RS(\lambda) \left(\frac{hc}{q}\right) \frac{1}{\lambda} = \frac{RS(\lambda)}{\lambda} \cdot 1240 \quad (8)$$

Che mette in relazione l'efficienza quantica con la risposta spettrale esterna, quando la lunghezza d'onda della radiazione incidente è misurata in *nm*.

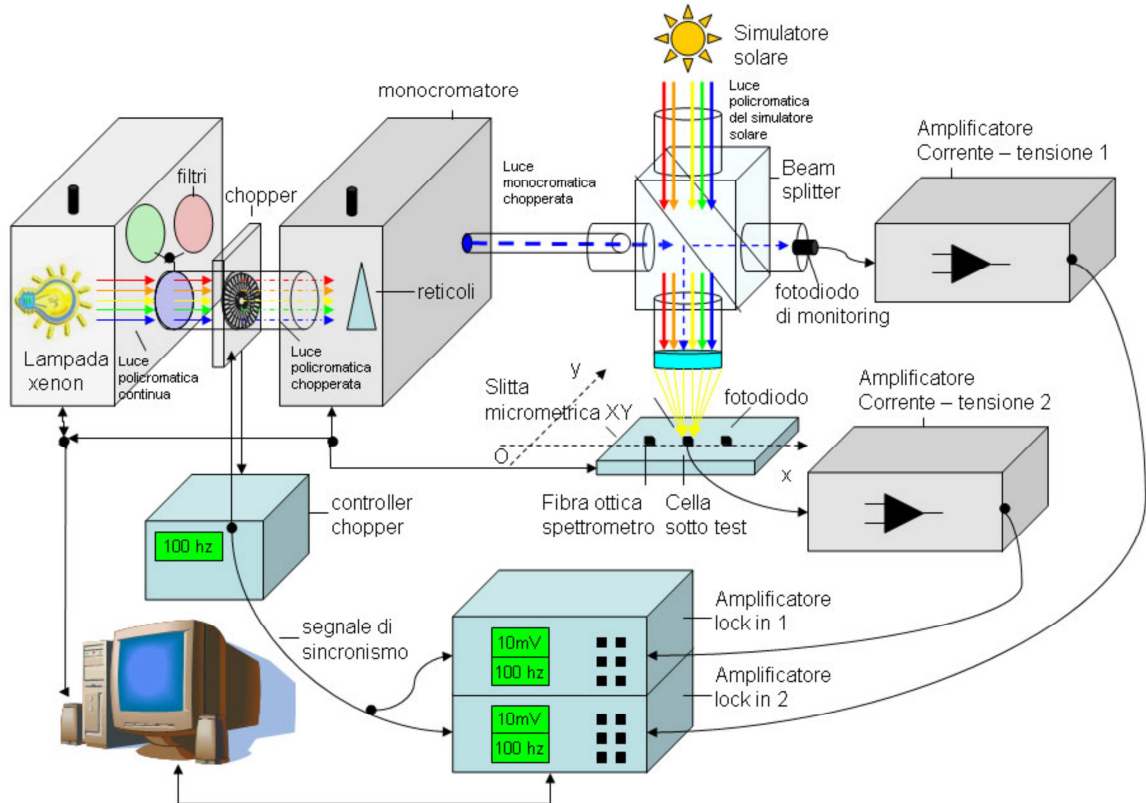


Figura 3.5 – Schema dell'apparato sperimentale per la rilevazione della curva di risposta spettrale su celle a singola giunzione.

La Figura 3.5 riporta lo schema dell'apparato sperimentale per la rilevazione della curva di risposta spettrale di celle fotovoltaiche.

La luce monocromatica, che deve eccitare i portatori di carica della cella, si ottiene a partire dalla lampada allo Xenon che genera una radiazione policromatica continua nel tempo, caratterizzata da uno spettro ricco di componenti spettrali nel range in cui lavora la cella da caratterizzare.

La lampada è contenuta in un "housing" che contiene tre filtri ottici passa alto. Uno di essi viene interposto tra la luce generata dalla lampada e l'uscita utile, permettendo la trasmissione soltanto alle componenti spettrali aventi una lunghezza d'onda maggiore

della corrispondente lunghezza d'onda di taglio. (Il filtro operante può essere cambiato attraverso dei comandi inviati dal software di controllo installato nel PC).

Al fine di ridurre il rumore, si utilizza la tecnica della luce "chopperata" che consiste nel far passare la luce attraverso le finestre di un disco ruotante a velocità angolare costante (chopper). La luce viene interrotta con una frequenza costante che viene controllata attraverso un dispositivo chiamato "controller del chopper".

Tale controller è caratterizzato da un sistema di controllo retroazionato che regola la velocità angolare del disco in base alla frequenza di chopper impostata dall'operatore. La luce policromatica, filtrata e chopperata, raggiunge l'ingresso del monocromatore, all'interno del quale, tramite un sistema ottico, viene inviata su un reticolo di diffrazione che scompone il fascio. Una fenditura raccoglie poi il fascio della lunghezza d'onda desiderata e lo convoglia all'uscita del monocromatore. E' importante sottolineare che il monocromatore presenta 3 reticoli di diffrazione operanti in differenti range spettrali. A seconda della lunghezza d'onda che si si intende ottenere si effettua la scelta del reticolo più appropriato. La lunghezza d'onda del fascio monocromatico e il reticolo da utilizzare vengono impostati sul monocromatore attraverso il software di controllo. All'uscita del monocromatore, la luce monocromatica chopperata viene convogliata su un beam splitter.

Il beam splitter è un dispositivo ottico che divide il raggio di luce in due parti e il suo impiego è fondamentale per disporre di un fascio monocromatico per il fotodiode di monitoring e di un fascio monocromatico diretto sulla cella fotovoltaica. Inoltre, all'interno del beam splitter la luce cromatica viene chopperata si somma ad una luce policromatica continua, che è generata dal simulatore solare e che può essere definita come 'luce di polarizzazione'.

In definitiva, il beam splitter fornisce due fasci entrambi frutto di una composizione policromatica e monocromatica; un fascio raggiunge il fotodiode di monitoring, mentre l'altro raggiunge una lente che concentra la luce su un punto della slitta micrometrica in cui è presente la cella da testare. In particolare sul piano della slitta sono presenti:

- La cella da testare,

- Un fotodiodo calibrato utilizzato per la misura della potenza della luce monocromatica incidente;
- Una fibra ottica che convoglia la luce verso uno spettrometro per cui è possibile verificare la composizione spettrale della luce incidente).

La slitta viene spostata (ancora mediante il software di controllo) in modo da posizionare o la cella, o il fotodiodo, o la fibra ottica esattamente nel punto in cui viene concentrata la luce.

Le correnti di cortocircuito della cella e del fotodiodo di monitoring presentano una componente continua, dovuta alla radiazione del simulatore solare, ed una componente alternata, dovuta alla luce monocromatica chopperata.

La misura della potenza incidente alla lunghezza d'onda  $\lambda$  viene ottenuta moltiplicando la corrente di cortocircuito del fotodiodo calibrato per il valore della risposta spettrale (nota) del fotodiodo alla medesima lunghezza d'onda. Le misure della corrente di cortocircuito della cella e della potenza della luce monocromatica incidente al variare della lunghezza d'onda vengono effettuate in istanti di tempi diversi ( $t_1$  e  $t_2$ ) perché, in un dato istante, la radiazione può essere concentrata o solo sulla cella o solo sul fotodiodo calibrato. Eventuali fluttuazioni della lampada potrebbero far variare, tra i due istanti di tempo, la potenza incidente sulla cella. Per compensare queste fluttuazioni si utilizza il fotodiodo di monitoring. I valori della corrente di cortocircuito del fotodiodo di monitoring, rilevate nei due istanti di tempo  $t_1$  e  $t_2$ , infatti, vengono messi a rapporto rispettivamente con la corrente di cortocircuito della cella e con la corrente di cortocircuito del fotodiodo calibrato.

La risposta spettrale della cella è, quindi, ottenuta con la seguente formula:

$$RS_{cella}(\lambda) = \frac{\frac{I_{sc_{cella}}(\lambda, t_1)}{I_{sc_{monitoring}}(\lambda, t_1)}}{\frac{P_{in}(\lambda, t_2)}{I_{sc_{monitoring}}(\lambda, t_2)}} = \frac{\frac{I_{sc_{cella}}(\lambda, t_1)}{I_{sc_{monitoring}}(\lambda, t_1)}}{\frac{I_{sc_{fotodiodo}}(\lambda, t_2)}{I_{sc_{monitoring}}(\lambda, t_2)}} \cdot RS_{fotodiodo}(\lambda)$$

Per amplificare i valori deboli delle correnti alternate prodotte dalla cella (o dal fotodiodo calibrato) e dal fotodiodo di monitoring sono stati progettati degli amplificatori corrente – tensione, che consentono di convertire i segnali in corrente in un segnale di tensione, con guadagni impostabili tra  $10^3$  e  $10^8$  V/A.

Gli amplificatori consentono, inoltre, di bloccare il trasferimento delle componenti continue attraverso un filtro “passa alto” appositamente progettato. I segnali alternati in uscita ai due amplificatori sono comunque affetti da rumore termico e ambientale che rende problematica la misura diretta dei segnali utili.

Per tale motivo si utilizzano degli amplificatori lock-in che, come noto, possono estrarre i segnali alternati aventi una frequenza conosciuta (frequenza impostata dall’operatore attraverso il controller del chopper), anche se l’ambiente è estremamente rumoroso.

Per la validazione della misura di risposta spettrale della cella si pone la cella sotto il simulatore solare e si misura la sua corrente di cortocircuito.

Contemporaneamente viene misurato lo spettro della radiazione generata dal simulatore solare attraverso lo spettrometro.

Integrando la curva di risposta spettrale rilevata sperimentalmente moltiplicata per lo spettro della radiazione solare incidente sulla cella si deve ottenere un valore di densità di corrente di cortocircuito pari a quello misurato sperimentalmente:

$$J_{sc\_calc} = \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} R_{Scella}(\lambda) P_{spettro\_solare}(\lambda) d\lambda \approx J_{sc\_sperimentale}$$

Per la misura di risposta spettrale di una cella multi giunzione occorre misurare separatamente le risposte spettrali delle sue sottocelle. *Figura 3.6.*

Poiché le sottocelle di una cella multigiunzione sono connesse in serie, la corrente che può essere erogata dall’intera cella coincide con la corrente della sottocella limitante, ovvero dalla sottocella che genera la corrente più piccola.

Al fine di misurare separatamente le risposte spettrali delle tre sottocelle occorre irradiare la cella con uno spettro di polarizzazione opportuno, tale che le sottocelle che non si intendono caratterizzare possano generare delle correnti fotovoltaiche di valore

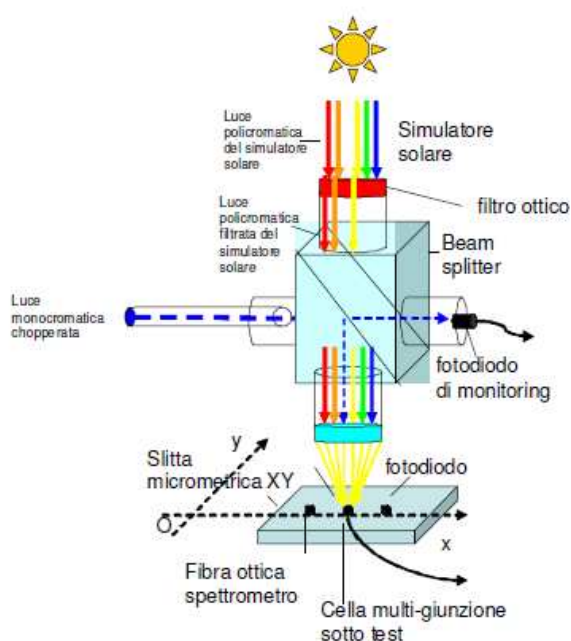


più elevato rispetto a quella prodotta dalla cella di cui si vuole misurare la curva di risposta spettrale.

In queste condizioni, la corrente dinamica prodotta dalla luce monocromatica chopperata (proveniente dal monocromatore) nella sottocella in test, che è la sottocella limitante, coincide con la corrente dinamica dell'intera cella fotovoltaica (se non si rendesse limitante la sottocella che converte la luce monocromatica chopperata, la corrente dinamica dell'intera cella sarebbe nulla).

Le modifiche allo spettro incidente, necessarie alla polarizzazione selettiva delle sottocelle, si ottengono introducendo un filtro ottico all'ingresso superiore del beam splitter.

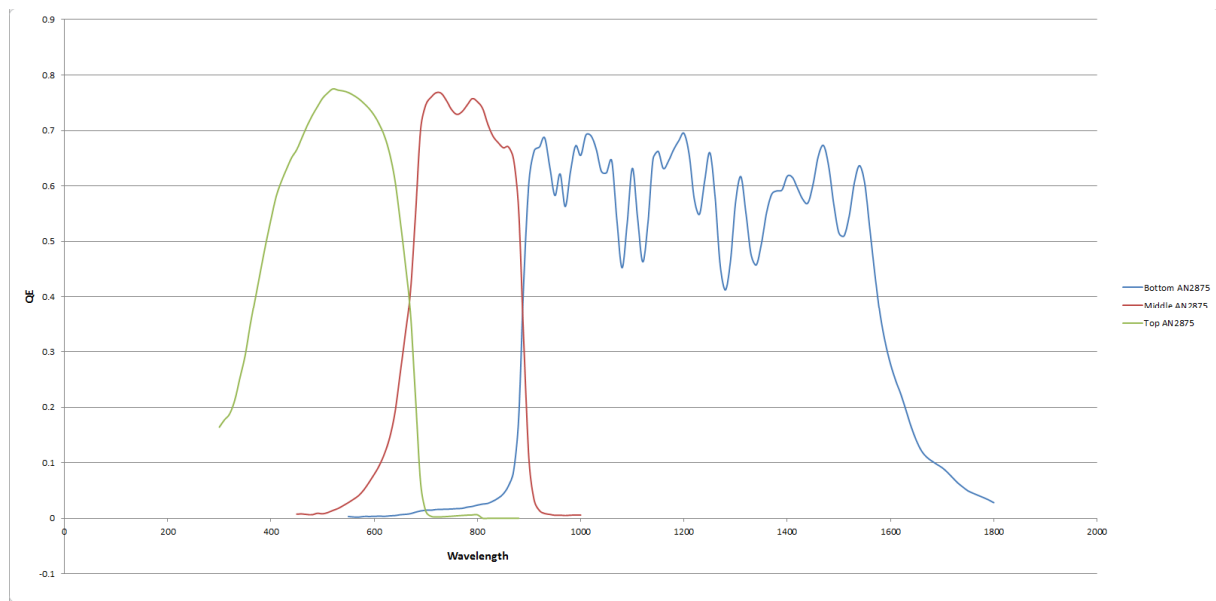
A seconda della sottocella da caratterizzare, occorre inserire un filtro che deve avere delle lunghezze d'onda di taglio opportune.



**Figura 3.6** – Particolare dell'apparato sperimentale per la rilevazione della curva di risposta spettrale su celle a multi-giunzione. Sulla parte superiore del beam splitter è presente il filtro ottico per la polarizzazione luminosa delle sottocelle.

Per misurare la risposta spettrale della sottocella *top* occorre polarizzare le sottocelle *middle* e *bottom* attraverso un filtro passa alto avente una lunghezza d'onda di taglio di circa 700nm. Per misurare la risposta spettrale della sottocella *middle* occorre

polarizzare le sottocelle *top* e *bottom* attraverso un filtro passa-banda avente lunghezza d'onda di taglio inferiore di circa 700nm ed una lunghezza d'onda di taglio superiore di circa 900nm. Per misurare la risposta spettrale della sottocella *bottom* occorre polarizzare le sottocelle *middle* e *top* attraverso un filtro passa basso avente una lunghezza d'onda di taglio di circa 900nm. *Figura 3.7*



**Figura 3.7** – Efficienza quantica di una cella solare a tripla giunzione in relazione alla lunghezza d'onda. Sono evidenziate con tre colori diversi le sottocelle top(verde), middle(rosso) e bottom(blu).

### 3.3 Infant Mortality

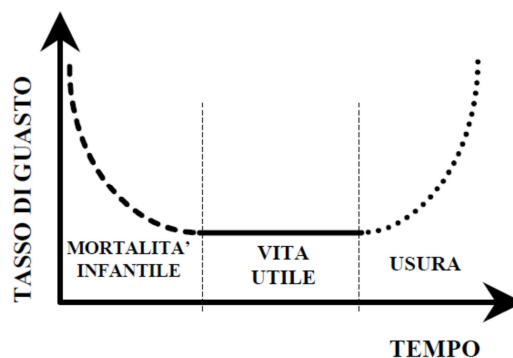
Uno dei problemi riguardanti tutti i sistemi elettronici a celle solari, compresi quelli che usano CPV, è chiamato "Infant mortality": è stata infatti osservata una percentuale che va dallo 0.5% al 5% di moduli CPV che degradano pesantemente dopo poche ore al sole.

*Figura 3.8.*

I fallimenti osservati per questi moduli sono riconducibili alle celle solari e sono tutti caratterizzati dal fatto che la tensione di circuito aperto delle celle stesse, istantaneamente, degrada pesantemente durante le prime ore di esposizione al sole. Diversi meccanismi possono causare questo tipo di degradazione:

- Instabilità termica del ricevitore
- Scarica elettrica dovuta ad un accumulo di carica (effetto Gauss)
- Punti di perdita dovuti a difetti nella struttura della cella
- Fragilità della cella polarizzata in inversa.

Il primo punto è legato all'assemblaggio delle celle solari sul ricevitore e verrà preso in considerazione più avanti.



**Figura 3.8** – Grafico che mostra il tasso di guasto in relazione al tempo di una cella solare. Si può notare come sia altissimo il tasso di guasto ad inizio vita.

Gli ultimi tre punti invece, riguardano da vicino la cella solare e sono stati analizzati e verranno discussi nel seguito. L'accumulo di carica è un problema risolvibile nella fase di progetto delle celle solari; una struttura corretta è in grado di evitare tale fenomeno responsabile dello shunt visibile nella caratteristica delle celle solari con corrente operativa fino a  $5A/cm^2$ , tipica dei sistemi HCVP. Una griglia più arrotondata, per esempio, riduce la formazione di punti caldi sugli angoli della griglia stessa. *Figura 3.9.*



**Figura 3.9** – Layout della griglia per prevenire l'effetto di accumulo di carica negli angoli

Una passivazione accurata dei bordi della cella, inoltre, riduce i difetti sulla densità di carica migliorando l'affidabilità a lungo termine.

Quello che viene fatto però per quanto riguarda la fragilità della cella polarizzata inversamente, è diverso.

Sulle celle viene fatto uno screening preventivo per valutare immediatamente quali celle sopportano la polarizzazione inversa e quali sono, invece, intrinsecamente più fragili.

Per analizzare meglio questi comportamenti, 100 campioni sono stati sottoposti a qualifica, secondo una procedura inserita in un test plan che segue gli standard spaziali, modificato con lo standard IEC62108.

Le celle solari che mostravano delle perdite erano molto più sensibili al fenomeno dell'infant mortality; questi punti di perdita venivano generalmente osservati usando l'elettroluminescenza ed erano situati sul bordo della cella.

Lo stesso discorso è stato poi effettuato per la polarizzazione inversa; nonostante la presenza di un diodo di by-pass, alcune celle solari (meno del 1%), polarizzate inversamente, mostravano seri segni di degrado.

Una volta protette le celle solari dalle perdite e dalle scariche elettriche, e una volta effettuato lo screening in polarizzazione inversa, il fenomeno dell'infant mortality CPV è stato ridotto sotto lo 0,5% dove, molto probabilmente l'unica causa di degrado è dovuta all'assemblaggio del ricevitore.

Riguardo a questo punto, è stato quindi condotto uno studio da NREL:

E' stato ipotizzato che questo tasso di mortalità infantile può essere attribuito ai buchi che si creano durante il processo di deposizione della pasta che permette l'adesione tra la cella e il ricevitore (epoxy die-attach). Questi buchi aumentano la resistenza termica locale permettendo un surriscaldamento di quei punti della cella.

Lo studio a raggi-x delle celle affette da tale problema non è ritenuto utile per trovare tutti i vuoti sospetti e non può essere quindi considerata una tecnica di screening affidabile.

Come detto precedentemente, è stato osservato su molte celle multigiunzione ai composti III-V, assemblate, un tasso di infant mortality dello 0,5-1%.

Considerando la connessione in serie delle celle con il modulo, un tasso di fallimento pari all'1% potrebbe avere delle conseguenze molto grandi in termini di potenza prodotta dall'intero sistema. Il degrado osservato per questi gruppi di celle è caratterizzato dal fatto che la tensione di circuito aperto crolla improvvisamente dopo le prime ore di esposizione al sole, facendo sospettare, in questo modo, di essere un degrado dovuto al fenomeno della deriva termica.

Lo scopo dello studio effettuato da NREL è quello di identificare la causa principale di questi segni di degrado in modo da definire una procedura di screening preventiva per rimuovere queste celle dalla produzione.

Seicentocinquanta celle solari a tripla giunzione ai composti III-V ( $1\text{cm}^2$ ) sono state scelte per questo studio. Questi campioni non sono stati precedentemente visionati e selezionati ma scelti in maniera casuale.

Le celle, dopo essere state scelte, sono state inizialmente caratterizzate elettricamente, per mezzo di un simulatore solare, dalla risposta JV e dalle immagini di elettroluminescenza. (*Figura 3.9*)

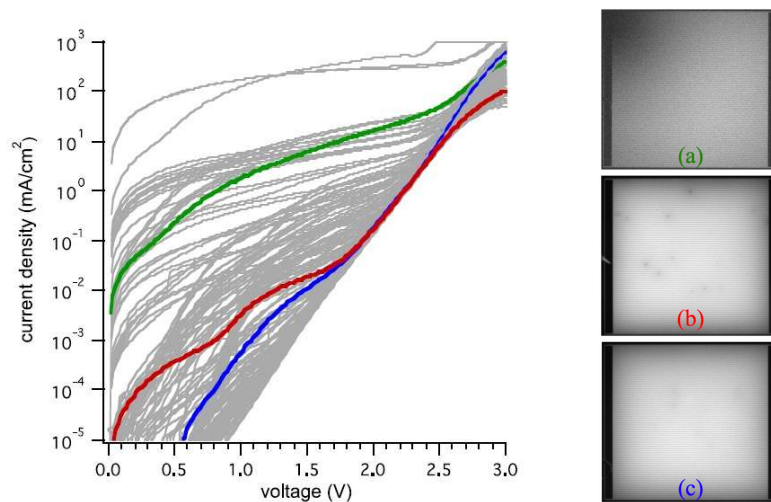
Le celle sono state poi inviate ai ricevitori mantenendo, però, la loro tracciabilità.

Al ricevitore, poi, le celle sono state assemblate e fissate con il metodo epoxy die-attach. Una volta assemblate è stato fatto uno screening di ogni singola cella.

Questa verifica è stata fatta per accertarsi che nessun danno sia accaduto durante il trasporto e in seguito al montaggio: è stata applicata ad ogni cella una corrente di polarizzazione diretta di 10 mA e è stata osservata la sua risposta elettrica.

Ogni ricevitore è stato poi messo sotto il sole ad una concentrazione di 500x per circa quattro ore ad una potenza DNI di  $750\text{ W/m}^2$ .

Dopo la seguente esposizione è stata ancora verificata la salute della cella con la corrente di 10 mA. Quelle celle che non hanno mostrato una tensione significativa sono state considerate rotte e predisposte ad una nuova caratterizzazione. Ogni cella sospetta è stata ispezionata tramite emissione IR a 100mA di corrente diretta e tramite trasmissione a raggi X.



**Figura 3.10** – Risposta JV di un campione rappresentativo di celle caratterizzate ad inizio vita. In blu, in rosso e in verde sono indicate tre celle che saranno poi vittima di Infant Mortality. Di fianco viene mostrata la loro caratterizzazione tramite elettroluminescenza.

La risposta iniziale dark-JV di campioni rappresentativi nell'intera popolazione di celle è rappresentata in *Figura 3.9*. Tra le 650 celle, viene mostrato il comportamento di tre celle tra circa 2,5V e 0V a 10mA prima e dopo l'esposizione solare. La risposta iniziale di questi tre campioni è mostrata in *Figura 3.9* dalle tre righe colorate.

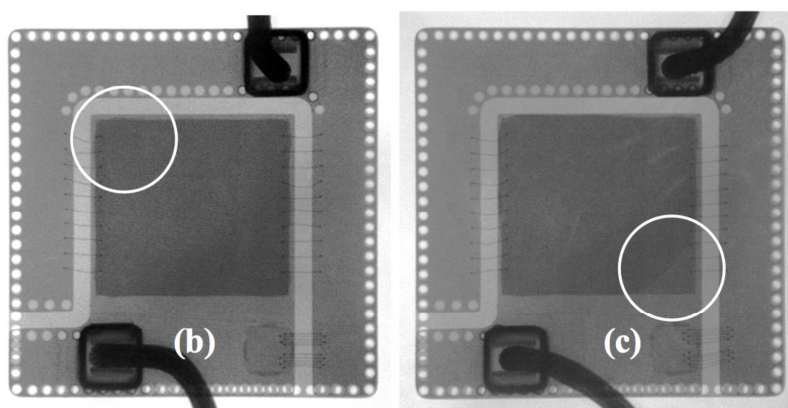
La corrispondente immagine di elettroluminescenza è mostrata di fianco. I campioni (b) e (c) sono in linea con la maggior parte delle altre celle che non sono state colpite dal fenomeno di Infant Mortality durante l'esposizione al sole. Il campione (a), invece, mostra una corrente di leakage maggiore rispetto agli altri due campioni, ed inoltre questo campione era situato in una posizione del ricevitore vicino a celle che, a differenza, non hanno subito nessuna variazione nella tensione di uscita.

L'immagine a IR del campione (c) è mostrata in *Figura 3.10*.



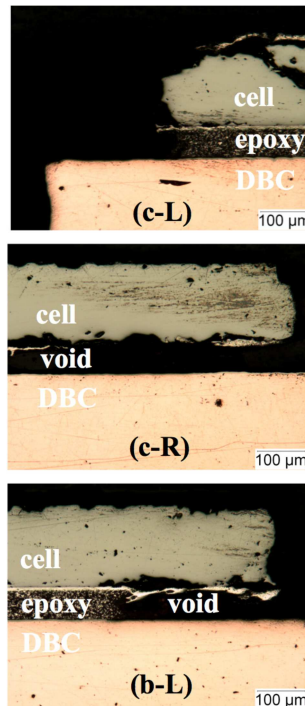
**Figura 3.11** – Immagine IR del campione ( c ) di celle tracciate e che hanno subito il fenomeno di Infant Mortality.

Le altre due mostrano immagini IR simili che sono caratteristiche di uno shunt di corrente che si è sviluppato sotto l'angolo della cella. In questo caso, il punto caldo nell'immagine IR è causa dell'effetto Joule che avviene nel device quando la corrente passa attraverso lo shunt. Le immagini di trasmissione a raggi-X di due su tre celle sono mostrate in *Figura 3.11*.



**Figura 3.12** – Immagine a raggi-X dei campioni ( b ) e ( c ) che sono state vittime del fenomeno di Infant Mortality. I punti in corrispondenza di buchi nella pasta e quindi di fallimento sono cerchiati.

L'immagine del campione ( c ) mostra l'evidenza di un grosso vuoto nella pasta saldante sotto l'angolo destro in basso della cella mentre l'immagine del campione ( b ) non mostra una presenza così evidente del vuoto. La corrispondente immagine al microscopio delle sezioni di queste celle è mostrata in *Figura 3.12*.



**Figura 3.13** – Immagine al microscopio delle sezioni dei campioni vittime del fenomeno di Infant Mortality. La prima mostra l'angolo a sinistra del campione (c), la seconda mostra l'angolo inferiore destro del campione (c), la terza mostra l'angolo in alto a sinistra del campione (b).

La parte in basso a sinistra del campione c (c-L) mostra la pasta perfettamente aderente alla cella mentre la parte in basso a destra (c-R), dove è avvenuta la rottura, mostra un grosso vuoto, circa il 4,5% dell'area, sotto la cella, così come mostrato nell'immagine a raggi-X. Un vuoto nella pasta è anche presente nel campione (b) nella regione (b-L), circa il 3,7% dell'area.

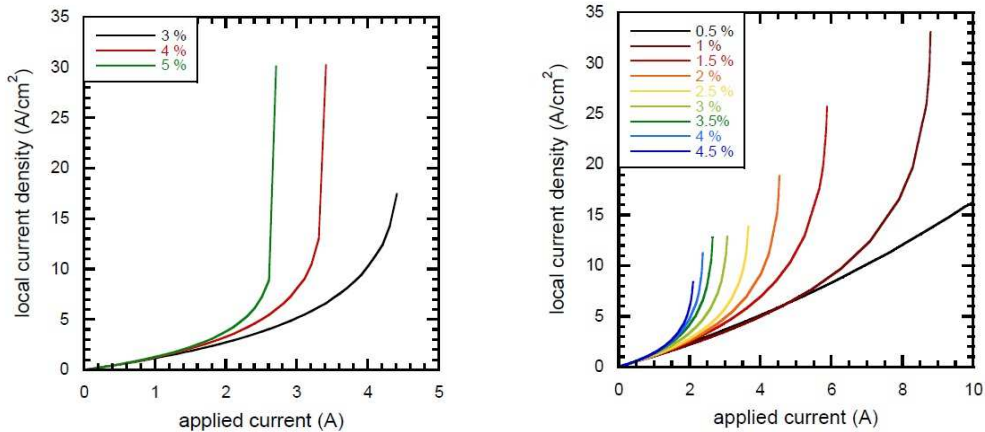
Quindi i caratteristici fallimenti da infant mortality, sembrano essere risultato dei vuoti lasciati nel processo di epoxy die-attach rispetto a dei difetti preesistenti nelle celle.

Per confermare definitivamente questa ipotesi, è stato utilizzato un modello per simulare la deriva termica in una cella senza difetti CPV.

La FEM è prima validata simulando la densità di corrente locale all'angolo della cella sopra il vuoto di grandezza pari al 3-4-5% dell'area totale rispetto alla corrente applicata.

*Figura 3.13.*





**Figura 3.14** – Simulazione FEM della densità di corrente locale sopra un vuoto con aumento della corrente applicata a seconda della grandezza del vuoto. Nel primo grafico 3 vuoti, nel secondo 9 vuoti.

Si presume che quando il tasso di cambio della densità di corrente locale diventa molto grande, avviene la deriva termica. Questo è il caso per aree di percentuale 4% ad una corrente di circa 3.5A.

Anche lo studio della FEM è in linea con le ipotesi fatte precedentemente cioè che il tasso di Infant Mortality dello 0,5% circa, sui 650 campioni, è strettamente legato ai vuoti lasciati nella pasta durante il processo di adesione della cella al ricevitore.

### 3.4 Test di vita accelerati

Generalmente è interesse del produttore determinare qualità ed affidabilità dei suoi dispositivi, sia per garantire livelli minimi di prestazioni all'utente, sia, soprattutto, per controllare continuamente il livello produttivo ed eventualmente intervenire con tempestività a sanare inconvenienti di lavorazione.

Diventa fondamentale l'esigenza di rapidità di informazione, cioè di informazione in tempo reale, per reagire operativamente e garantire la continuità del processo produttivo: è perciò necessario introdurre prove accelerate correlate alla normale operatività e l'analisi dei fallimenti, basata su ipotesi fisiche.

Si tratta cioè di “affrettare” un eventuale deterioramento, ipotizzando attraverso l’analisi elettrica, fisica e visiva il meccanismo di degrado, individuando e quindi attuando le azioni correttive.

Per realizzare le condizioni di prova accelerata si forzano le condizioni di prova, solitamente si svolgono dei test a temperatura molto alta, nell’ipotesi che il tipo di distribuzione di guasto non cambi col livello di sollecitazione: lo stress modificherà solamente i parametri della distribuzione. Si tenga presente che a tutt’oggi le prove accelerate subiscono diverse critiche, ma di fatto sarebbe impensabile sollecitare in condizioni standard di operatività un dispositivo che dovrebbe avere vita maggiore di 20 anni!!

Tuttavia, moduli meno costosi sono diventati necessari per lo sviluppo di industrie PV, in aggiunta al fatto che il prezzo di vendita delle tecnologie PV è dovuto diminuire. A causa di questa riduzione del prezzo di vendita i moduli, i materiali e i processi si sono dovuti adattare ai cambiamenti.

Come si può quindi assicurare che i cambiamenti nel design, nei materiali e/o nei processi non abbiano influito sulla affidabilità dei sistemi?

Non si possono aspettare 20/25 anni per vedere cosa succede e come migliorare i moduli meno costosi.

I test di vita accelerati devono essere usati per valutare i tempi di sopravvivenza di questi moduli senza peggiorare la potenza in uscita. Tuttavia non esistono dei test di vita accelerati che possono dire con certezza se un modulo possa sopravvivere per 25 anni. Quello che uno studio si è proposto di fare è quello di utilizzare un processo, tramite i test di vita accelerati, che compari i dati conosciuti in base al tempo con quelli osservati durante i test.

I test di qualifica sono un set di test di stress accelerati sviluppati per testare l’affidabilità delle celle.

I test di qualifica incorporano anche criteri di superamento/fallimento del test.

Questi sono utilizzati dai produttori per qualificare i moduli per la vendita e dai progettatori come mezzo per dimostrare la prova di affidabilità del prodotto. Questa sequenza di test è stata sviluppata in base ai meccanismi di fallimento visti nella pratica.

Una volta che questi meccanismi sono stati indentificati, i test di vita accelerati sono stati sviluppati in modo da replicare le condizioni pratiche di fallimento in breve tempo. I test di qualifica sono importanti ma hanno dei limiti. Se un componente passa il test di qualifica significa che tale oggetto ha raggiunto un set di requisiti ma non si sa se manterrà ottime performances per un lungo periodo.

### 3.5 Risultati sperimentali

I test di vita accelerati più comunemente utilizzati sono:

- Damp Heat
- UV Test
- Thermal Cycle
- Humidity Freeze
- Test di Arrhenius

Questi test saranno descritti dettagliatamente nel capitolo 5 e analizzati tramite i risultati sperimentali ottenuti.

Di seguito, invece, verrà analizzato il test di Arrhenius.

Il test è stato eseguito su celle fotovoltaiche a tripla giunzione fornite da CESI di dimensioni 1,7mm x 1,7mm. Le celle sono state montate mediante tecnologie Chip on Board (Die Attach per il posizionamento del chip e Wire Bonding per i collegamenti elettrici) su ricevitori CRP.

E' stata rilevata la curva caratteristica I-V al fine di verificare l'efficienza e la funzionalità delle celle. Sugli stessi ricevitori è stata, quindi, testata la tenuta dei contatti di collegamento e della saldatura della cella sul substrato secondo quanto previsto dallo standard MIL-STD-883G in materia di dispositivi a semiconduttore.

Durante il test accelerato sono stati monitorati i parametri elettrici principali, ossia l'efficienza e fill factor. Le misure elettriche sono state eseguite in condizioni di sole ( $850\text{W}/\text{m}^2$ ), utilizzando il simulatore solare ABET SUN 2000. La misura di corrente è stata effettuata con il multimetro HP34401A e la misura di tensione, con l'alimentatore Agilent 6431°. L'alimentatore è stato usato anche per imporre uno sweep in tensione.

Uno strumento virtuale LabView coordina gli strumenti al fine di rilevare l'intera curva I-V per ogni ricevitore. Il test di vita è stato eseguito seguendo la normativa JESD22-A0108C, riguardo la condizione di test di vita in condizioni accelerate. La normativa non stabilisce un criterio per definire una cella funzionante o meno, è stato quindi utilizzato il criterio valido per i LED: una cella è stata considerata funzionante finché la sua efficienza fosse superiore al 70% del valore iniziale.

E' importante definire un modello che leghi matematicamente le condizioni normali alle condizioni accelerate in alta temperatura, per poi calcolare il fattore di accelerazione che leghi la scala temporale durante il test (centinaia di ore) alla scala di vita in condizioni normali (decine di anni). Questo legame è dato dalla legge di Arrhenius:

$$t_2 = \frac{t_1}{e^{\left[\frac{E_a}{k}\left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2}\right)\right]}}$$

Dove:

- $t_1$  è il tempo, in ore in condizioni normali, cioè 58440, corrispondenti a 20 anni di funzionamento per 8 ore al giorno.
- $E_a$  è l'energia di attivazione, corrispondente a 0,75eV. Questo dato è stato ricavato da tabella, e dipende dal materiale costituente la cella.
- $k$  è la costante di Boltzmann:  $8.617 \times 10^{-5} \text{ eV/K}$
- $T_1$  e  $T_2$  sono le temperature in K, rispettivamente in condizioni normali (343K) ed in condizioni accelerate (413K).

Ne deriva un tempo  $t_2$  in condizioni accelerate di 792h.

Durante l'invecchiamento è stata ricreata la condizione di bias in normale funzionamento, che consiste in una potenza dissipata di 420mW. Poiché la tensione si abbassa con l'innalzamento della temperatura, il valore di corrente è stato alzato per ottenere la stessa potenza elettrica. Non è stato possibile impostare la stessa potenza dissipata in quanto la corrente non può essere più alta della corrente di corto circuito.

Le condizioni di bias sono:

- $I=145\text{mA}$

- $V=2.438V$
- $P=359mW$

Queste condizioni sono imposte utilizzando un driver TLE4242, che impone corrente costante. I grafici efficienza contro tempo ottenuti sono:

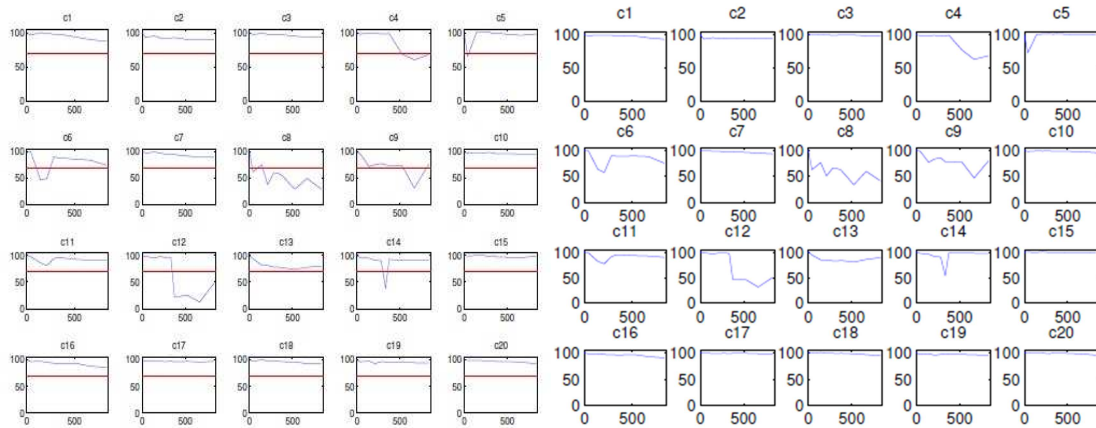


Figura 3.15 – Curve efficienza-tempo e FF-tempo

Da un'analisi dei grafici si vede come la prova sia stata superata da 17 campioni su 20. Si può anche notare come certe celle abbiano un andamento altalenante. Il fenomeno non è da imputare ad un errore di misura, in quanto nei casi sospetti la misura è stata ripetuta e non si è notato cambiamento. Il motivo di questo andamento è ancora oggetto di studi. Per il controllo della qualità del campione iniziale si propone un grafico I-V per ogni cella testata a 0h di invecchiamento e lo si confronta con un grafico I-V per ogni cella testata alla fine dell'esperimento. (Tensioni in V e correnti in  $\mu A$ ):

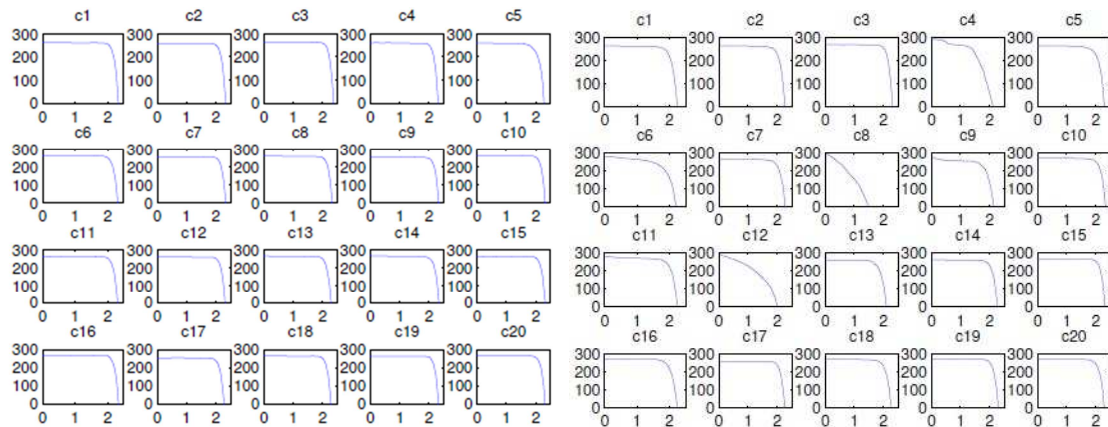


Figura 3.16 – Curve I-V per ogni cella testata a 0h (a sinistra), curve I-V alla fine del test (a destra)

In conclusione sono stati realizzati e collaudati ricevitori con celle CESI. Per quanto riguarda la caratterizzazione possiamo dire che:

- Il campione caratterizzato in condizioni di sole ( $850\text{W}/\text{m}^2$ ) ha un'efficienza media del 23,3%;
- Il test di vita accelerato è stato superato da 17 ricevitori su 20, soltanto una cella è risultata essere non funzionante prima delle 100 ore.

## CAPITOLO 4

# Qualifica spazio

### 4.1 Caratteristiche della cella qualificata

Le celle solari qualificate sono celle a tripla giunzione InGaP/GaAs/Ge realizzate da CESI per applicazioni spaziali. CESI ha cresciuto la struttura epitassiale CTJ tramite il processo MOCVD. La struttura della cella è formata da un substrato e da una “bottom” al Ge, una “middle” in InGaAs e una “top” in InGaP.

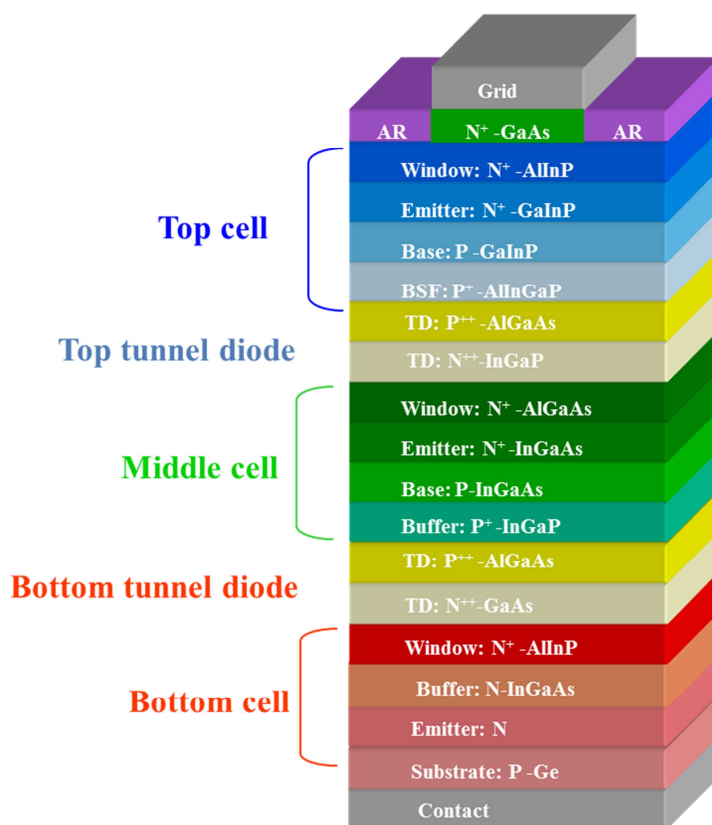


Figura 4.0 – Struttura della cella solare

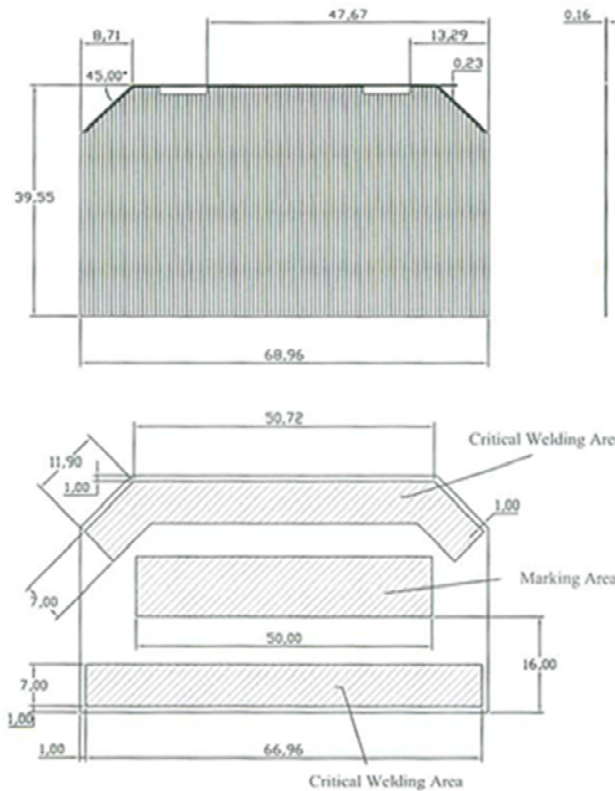
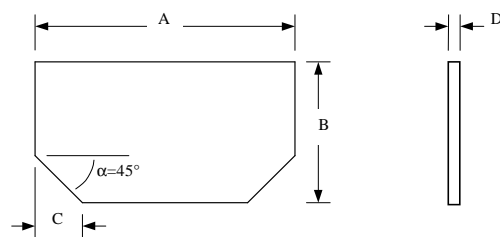


Figura 4.1 – Prospetto frontale di una cella solare InGaP/GaAs/Ge per applicazioni spaziali.

Tabella 4.0 – Dimensioni standard delle celle solari qualificate. Area 26.5 cm<sup>2</sup>

	A	B	C	D(*)
<b>Values</b>	68.96 mm	39.55 mm	8.71 mm	150 μm
<b>Tolerances</b>	± 50 μm	± 50 μm	± 50 μm	±20 μm



I criteri e i set di dati sono stati specificati negli standard ECSS e derivano dai risultati del test plan di qualifica per le orbite GEO e LEO.

Solo per alcuni test di qualifica particolari sono state usate delle celle solari di area 2x2cm<sup>2</sup>.



## 4.2 Sequenza di qualifica

La qualifica che verrà presentata di seguito è servita a CESI per validare le celle solari CTJ30. Il lotto di qualifica è stato scelto in modo casuale tra 400 celle CTJ30 in modo da assicurare che i risultati dei test fossero il più possibile rappresentativi dell'intero lotto di produzione.

La qualifica è stata organizzata in 5 sequenze di test:

- Sottogruppo A – Robustezza dei contatti: 20 celle
- Sottogruppo B – Prestazioni ad inizio vita: 20 celle
- Sottogruppo C1 – Irraggiamento con elettroni: 24 celle
- Sottogruppo O – Simulazioni di deposito prolungato: 20 celle
- Sottogruppo P – Irraggiamento con protoni: 24 celle

**Tabella 4.1 – Test plan di qualifica per le celle solari CTJ30**

Test	Symbol	Method	Bare cells (108)				
			A 20	B 20	C1 24	O 20	P 24
Interconnect Welding	IW	See AD1	6				
Visual Inspection	VI	See AD1	1,7,9	1,11	1,6,13	1,5,8,11	1,6,11
Dimensions and Weight	DW	See AD1	2	2	2	2	2
Electrical Performance	EP	See AD1	3	4,6,10	3,8,11	3,6,9	3,8
Temperature Coefficients	TC	See AD1		7	9		9
Spectral Response	SR	See AD1			4,12		4,10
Optical Properties	OP	See AD1		8			
Humidity & Temperature 1	HT1	See AD1				4	
Humidity & Temperature 2	HT2	See AD1	8				
Coating Adherence	CA	See AD2				10	
Contact Uniformity	CU	See AD1	4				
Surface Finish	SF	See AD1	5				
Pull Test	PT	See AD1	10				
Electron Irradiation	EI	See AD1			5		
Proton Irradiation	PI	See AD1					5
Photon Irradiation	PH	See AD1		5	7		7
Solar cell reverse bias test	RB	See AD1		9	10		
Thermal cycling	CY	See AD1				7	
Flatness	FT	See AD1		3			

NOTE 1: The numbers in the subgroup columns indicate the sequence in which the test are performed; e.g. for subgroup O, 1<sup>st</sup> test is VI, 2<sup>nd</sup> test DW, 3<sup>th</sup> is EP and so on.

NOTE 2: The reason for dividing the test samples into subgroups is to generally test for

the following:

- Subgroup A: contact adherence (front and rear side)
- Subgroup B: BOL performance
- Subgroup C1: Electron irradiation (general)
- Subgroup O: Extended storage simulation
- Subgroup P: Proton irradiation

## FRONT INTERCONNECT WELD

Questo passo del processo permette di valutare l'adesione delle interconnessioni metalliche sulla cella solare.

## VISUAL INSPECTION

Le celle solari vengono analizzate con un microscopio stereo 10x per verificare i requisiti richiesti per i difetti sulla cella solare e sui contatti specificati nella tabella seguente:

Defect / Parameter	Requirement	
Edge chips	Max a = 10mm Max b = 1mm	
Corner chips	Max c = 4mm	
Surface nick	Max c = 4mm	
Total defects	Total defects area < 5% of Cell area	
AR coating (*)	Total area of uncoated voids < 3% of Active area	
Cracks	Cracks are not allowed X-Shaped growth defects or X-shaped slip-lines are allowed outside the front side weld area up to a maximum 2% per delivery lot.	
Contact – General	Digs, scratches and probe prints are allowed as long as metallization is still present Digs or depressions deeper than 0.025 mm are not allowed. Peeling, blistering or delamination of contact is not allowed	
Contact – Front side, welding area	Interruption, Voids, Bubbles, Delamination, Pickles: not allowed. Drops and spatter shall not exceed: <ul style="list-style-type: none"> <li>▫ Diameter of 0.1mm</li> <li>▫ Height of 0.03 mm</li> </ul> Over coating along one side of each contact pad shall not exceed 0.1mm.	
Contact – Grid	Missing grid, short grids, or non-continuous grids are allowed for a maximum total number per cell of 3.	
Contact – Rear side, welding area	Same as Front Side	

Defect / Parameter	Requirement
Contact – Rear side, no welding area	Edge delamination < 0.75 mm Other defects < 2% of total cell area

### *DIMENSION AND WEIGHT*

Le dimensioni della cella e la posizione delle interconnessioni sono quelle indicate in tabella 4.0. Il peso è stabilito tramite la determinazione del peso medio per lotto di qualifica.

### *ELECTRICAL PERFORMANCE*

Lo scopo di questo test è di misurare i parametri elettrici delle celle solari.

- La corrente elettrica delle celle solari posizionate sotto il simulatore solare AM0 sotto un'illuminazione di 1 sole è misurata e registrata digitalmente alla tensione di carico di  $2.22V \pm 2mV$ .
- I parametri elettrici misurati per ogni cella solare sono: la curva I-V, la tensione a circuito aperto ( $V_{oc}$ ), la corrente di corto circuito ( $I_{sc}$ ), la corrente e la tensione ( $I_m$  e  $V_m$ ) nel punto di massima potenza ( $P_m$ ), il Fill Factor (FF), l'efficienza e la corrente alla tensione di carico ( $I_l$ ).
- Durante le misure le celle sono tenute a temperatura costante di  $25 \pm 1^\circ C$ .
- La caratterizzazione elettrica viene fatta sotto un simulatore solare a luce continua calibrato con celle standard secondarie preparate da SPASOLAB.

I requisiti richiesti sono i seguenti:

Environment	Item	Parameter/test conditions	Requirement
1 SC AM0 25°C	Bare Solar Cell Size 26.5 cm <sup>2</sup> (forward)	$V_T = 2.22 V \pm 2 mV$	MIN = 470 mA (15.6 mA/cm <sup>2</sup> ) <i>(for single cell)</i> MIN AVG = 498 mA (16.5 mA/cm <sup>2</sup> ) <i>(for single delivery lot)</i>

### *TEMPERATURE COEFFICIENTS*

- I coefficienti di temperatura devono essere misurati per tutti i campioni dei sottogruppi B, C1 e P.

- I coefficienti di temperatura della cella devono essere misurati seguendo i passi esposti di seguito:

Step	Temperature
1	+25 °C (EP test)
2	+40 °C
3	+60 °C
4	+75 °C

- I coefficienti di temperatura di corrente di corto circuito, di tensione a circuito aperto, di tensione alla potenza massima e di potenza massima devono essere derivati dalla curva con il metodo dei minimi quadrati.

Il test viene eseguito solo per caratterizzazione, non ci sono requisiti richiesti.

### *RISPOSTA SPETTRALE*

La risposta spettrale deve essere valutata a 25°C sulle celle del gruppo B, C1 e P (BOL + EOL), alle seguenti lunghezze d'onda:

Top cell 350-750 nm

Middle cell 409-921 nm

Bottom cell 800-2000 nm.

Il test viene eseguito solo per caratterizzazione, non ci sono requisiti richiesti.

### *PROPRIETA' OTTICHE*

Il coefficiente di assorbimento solare e l'emissività normale devono essere misurate a 25°C, all'inizio della sessione per le celle del gruppo B e anche dopo l'ultimo irraggiamento con elettroni per le celle del gruppo C1.

L'emittanza emisferica deve essere calcolata partendo dall'analisi dell'emissività normale.

Il test viene eseguito solo per caratterizzazione, non ci sono requisiti richiesti.

## *HUMIDITY AND TEMPERATURE*

### *HT1 per la qualifica del gruppo O*

Questo test è un test di vita accelerato per valutare i contatti e la stabilità del coating anti riflesso in atmosfera umida.

- Tutte le celle devono essere messe in una camera a temperatura ambiente,
- La temperatura della camera deve essere aumentata fino ad un minimo di 60°C,
- L'umidità relativa deve essere maggiore del 90%,
- Il test deve durare 30 giorni,
- Deve essere usata acqua deionizzata, e la condensa sulla superficie delle celle deve essere evitata.

Requisito:  $\Delta I_{sc} \leq 3\%$  per tutte le celle.

### *HT1 per la qualifica del gruppo O*

Questo test viene fatto per valutare l'aderenza dei contatti e del coating anti riflesso alla cella solare.

- Tutte le celle devono essere messe in una camera a temperatura ambiente,
- La temperatura della camera deve essere aumentata fino ad un minimo di  $95 \pm 5^\circ\text{C}$ ,
- L'umidità relativa deve essere maggiore del  $90 \pm 5\%$ ,
- La durata del test deve essere di 24 ore,
- Deve essere usata acqua deionizzata, e la condensa sulla superficie delle celle deve essere evitata.

Nessun requisito è richiesto.

## *ADERENZA DEL COATING*

Le celle solari vengono sottoposte ad un test di aderenza del coating e dei contatti metallici sui lati.

Requisiti richiesti: no delaminazioni front e retro.

### *CONTACT UNIFORMITY AND SURFACE FINISH*

Lo scopo di questo test è di verificare l'uniformità di spessore del contatto e la finitura della superficie delle celle, in accordo con i requisiti del processo di interconnessione.

L'uniformità di spessore del contatto in metallo è definita nella maniera seguente:

$$CU \% = \frac{\Delta \bar{th}}{\bar{th}} 100\%$$

Dove:

CU% è l'uniformità percentuale di contatto.

$\bar{th}$  è lo spessore medio misurato nella zona di interconnessione.

$\Delta \bar{th}$  è la più larga differenza misurata rispetto al valore medio.

La finitura della superficie dei contatti metallici nell'area di interconnessione deve essere controllata con un micro tester. I requisiti richiesti sono mostrati di seguito:

	<b>FRONT Contacts</b>	<b>REAR Contacts</b>
<b>Weld contact uniformity CU%</b>	<b>5</b>	<b>10</b>
<b>Contact surface roughness [<math>\mu\text{m}</math>]</b>	<b>Rz <math>\leq</math> 3</b>	<b>Rz <math>\leq</math> 4.5</b>

### *PULL TEST*

L'obiettivo di questo test è di valutare la forza di adesione dei contatti frontali e posteriori quando sono sottoposti a stress meccanici.

- Le interconnessioni sono saldate su entrambi i lati delle celle solari
- Una forza viene applicata e pian piano incrementata alle interconnessioni ad una velocità di 3mm/min fino alla rottura dell'interconnessione
- La direzione della forza è orientata di 45° rispetto alla superficie della cella

Requisiti: Forza di rottura >1.6N a 45°C

### *ELECTRON IRRADIATION*

Questo test è un test accelerato che valuta il degrado delle prestazioni elettriche della cella quando quest'ultima è irraggiata con un fascio di elettroni.

Il test viene portato avanti con un fascio da 1MeV per raggiungere le seguenti dosi equivalenti:

1.  $1 \cdot 10^{14} \text{ e}^-/\text{cm}^2$
2.  $5 \cdot 10^{14} \text{ e}^-/\text{cm}^2$
3.  $1 \cdot 10^{15} \text{ e}^-/\text{cm}^2$

Le celle del sottogruppo C1 vengono irradiate dopo essere state divise in tre gruppi da 8 celle ciascuno:

	Dose	1 E14 e <sup>-</sup> /cm <sup>2</sup>	5 E14 e <sup>-</sup> /cm <sup>2</sup>	1 E15 e <sup>-</sup> /cm <sup>2</sup>
Group ID				
1		X		
2		X	X	
3		X	X	X

Ogni gruppo composto da 8 campioni approssima la curva di distribuzione dell'efficienza dell'intero lotto di qualifica e deve contenere: 2 celle a bassa efficienza, 2 ad alta efficienza e 4 ad efficienza media.

Nessun requisito è richiesto.

### *PROTON IRRADIATION*

Il test viene fatto con l'intento di monitorare il degrado delle prestazioni della cella solare quando viene esposta ad un fascio di protoni alle seguenti energie:

1.  $E_1=100\text{keV}$
2.  $E_2=1\text{MeV}$
3.  $E_3=10\text{MeV}$

Per ogni energia vengono applicate le seguenti fluenze:

1.  $X_1= 1 \cdot 10^{10} \text{ p}^+/\text{cm}^2$
2.  $X_2= 1 \cdot 10^{11} \text{ p}^+/\text{cm}^2$
3.  $X_3= 1 \cdot 10^{12} \text{ p}^+/\text{cm}^2$

I 27 campioni del sottogruppo P sono stati divisi in 9 sottogruppi da 3 celle: 1 alta efficienza, 1 bassa e una media in accordo con il documento RD5.

Nessun requisito è richiesto.

### PHOTON IRRADIATION AND TEMPERATURE ANNEALING

Lo scopo di questo test è quello di verificare la stabilità delle prestazioni della cella ad 1 sole di luce equivalente.

Durante il test il campioni del gruppo B e del gruppo C1 devono essere:

- Irradiati con una luce ad un sole costante per 48 ore.
- Mantenuti a temperatura di  $25\pm 5^{\circ}\text{C}$  durante il test.
- Contattate in condizioni di circuito aperto.
- Dopo il test, le celle devono essere tenute ad una temperatura al di sotto di  $50^{\circ}\text{C}$  finché non vengono misurate elettricamente.

Nessun requisito richiesto.

### CELL REVERSE BIAS TEST

Questo test ha lo scopo di verificare la robustezza delle celle solari quando vengono polarizzate inversamente.

Il test deve essere portato avanti alle seguenti condizioni:

Environment	Item	Parameter/test conditions
Dark conditions $25^{\circ}\text{C}$	Solar Cell (reverse bias)	$V_{\text{REV}} = 2.5 \text{ V}$ $t_{\text{TEST}} = 1 \text{ s}$ (for single item)

Requisito: il degrado di corrente al punto operative della cella deve essere  $< 3\%$

### THERMAL CYCLING

Lo scopo del test è di assicurare l'affidabilità dei campioni quando sono sottoposti ad uno stress termico equivalente ad un anno in orbita nello spazio.

Il numero di cicli e le temperature estreme vengono specificate nella tabella seguente:

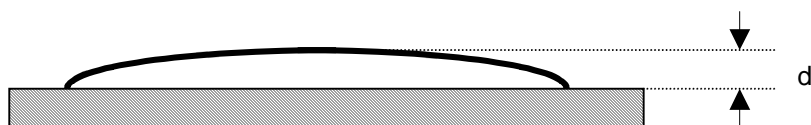
Number of cycles	Temp. Range [ $^{\circ}\text{C}$ ]	Cycle Duration (*) [min]	Environment
1000	-110 (-5;0) / +110 (0;+5)	6	Ambient Pressure

Requisito: Nessun degrado



## FLATNESS TEST

Lo scopo del test è quello di acquisire informazioni sulla robustezza della cella solare. La robustezza deve essere determinata misurando la massima deformazione,  $d$ , della cella solare rispetto ad una superficie ottica piana come mostrato in figura seguente:



Requisito: Deformazione media minore di 0.30mm

## 4.3 Risultati sperimentali

La campagna sperimentale per la qualifica spazio delle celle solari risulta essere molto estesa, molti test devono essere effettuati e alcuni test, come precedentemente illustrato, hanno bisogno di molto tempo per essere svolti.

In seguito viene mostrata la tabella con i risultati dei test di qualifica per i vari sottogruppi.

Tabella 4.2 – Risultati dei test per la qualifica spazio

Test	Symbol	Bare cells size 26.5 cm <sup>2</sup> (108)			
		Test condition	Requirements	Results	Pass/fail
Visual Inspection	VI	Microscope 10x	No critical defects	Test qual. report	Pass
Dimensions and Weight	DW	Balance and jigs	W<2.35 gr.	2.25 gr	pass
Electrical Performance	EP	AM0, 25 °C	Min ave>29%	Eff. 29.4%	pass
Temperature Coefficients	TC	AM0, 20-80°C	NA	Test qual. report	pass
Spectral Response	SR	three zone	NA	Test qual. report	pass
Optical Properties	OP	Hemisph. Refl.	NA	ass=0.902	pass
Humidity & Temperature 2	HT2	95%, 60°C, 30 days	<3%	<1%	pass
Coating Adherence	CA	peel test	no delamination	no delamination	pass
Contact Uniformity and surface finish	CU	profilometer	<3um, <4.5 um	1 um	pass
Pull Test	PT	45° pull angle	300 gr	500 gr	pass
Electron Irradiation	EI	1MeV electrons	NA	Test qual. report	pass
Proton Irradiation	PI	0.05-10 MeV proton	N/A	Test qual. report	pass
Solar cell reverse bias test	RB	@-2.5V,	<3% ΔIload	<1%	pass
Thermal cycling	CY	1850 cycles -175/130 °C	<3% ΔIload	<2%	pass
Flatness	FT	microscope	bowing<0.3 mm	0.247 mm	pass

Verrà, però, descritta accuratamente solo la parte di qualifica che comprende il sottogruppo P di celle, quello riguardante l'irraggiamento con protoni.

Sono state testate 30 celle: inizialmente erano 24 celle divise in 3 gruppi da 8, ma a causa di un errore di irraggiamento è stato aggiunto un nuovo gruppo di 6 celle.

Di seguito viene riassunta la sequenza di qualifica per questo gruppo di campioni e in tabella 4.3 vengono mostrati i riferimenti delle 30 celle e la loro suddivisione in gruppi.

**Tabella 4.3** – Sequenza di qualifica per le 30 celle del gruppo P.

Step	Test	Test Condition	Requirements
1	Visual Inspection (VI)	Microscope 10 x magnification	Conform to the SCD
2	Dimensions and Weight (DW)		Conform to the SCD
3	Electrical Performance (EP)	1 S.C. AM0, 25 °C	$I_{MIN} = 000$ mA (for single cell) $I_{MIN\_AVG} = 000$ mA (for single delivery lot)
4	Spectral Response (SR)		
5	Proton Irradiation (PI)	Proton energy 100keV: at 5E09 p/cm <sup>2</sup> , 5E10 p/cm <sup>2</sup> , 3E11 p/cm <sup>2</sup> Proton energy 1MeV: at 1E10 p/cm <sup>2</sup> , 5E10 p/cm <sup>2</sup> , 3E11 p/cm <sup>2</sup> Proton energy 10MeV: at 5E10 p/cm <sup>2</sup> , 5E11 p/cm <sup>2</sup> , 2E12 p/cm <sup>2</sup>	
6	Visual Inspection (VI)	Microscope 10 x magnification	Conform to the SCD
7	Photon Irradiation (PH)	48h, 25°C, 1 S.C. AM0 and 24h at 60°C	
8	Electrical Performance (EP)	1 S.C. AM0, 25 °C	Calculation of remaining factors
9	Temperature Coefficients (TC)	1 S.C. AM0, Min-25 / Max+25 °C, 6 equidistant temperatures	Min. 12 samples to test

10	Spectral Response (SR)		
11	Visual Inspection (VI)	Microscope 10 x magnification	Conform to the SCD

**Tabella 4.4** – Il riferimento delle trenta celle del gruppo P nella tabella in basso a sinistra, mentre a destra sono mostrati i 4 gruppi: i tre descritti in specifica più un quarto (gruppo 1\*) fuori da specifica.

Subgroup P	
ID	Cell
P1	P2540_101
P2	P2540_102
P3	P2540_103
P4	P2540_105
P5	P2540_106
P6	P2540_108
P7	P2540_109
P8	P2540_110
P9	P2540_111
P10	P2540_201
P11	P2540_202
P12	P2540_203
P13	P2540_204
P14	P2540_205
P15	P2540_206
P16	P2540_208
P17	P2540_211
P18	P2540_301
P19	P2540_302
P20	P2540_304
P21	P2540_305
P22	P2540_306
P23	P2540_308
P24	P2540_312
P25	P2540_212
P26	P2540_210
P27	P2540_209
P28	P2540_303
P29	P2540_207
P30	P2540_112

	DOSE [p <sup>+</sup> /cm <sup>2</sup> ]	GROUP 1* (50 keV)		
		LOW GRADE	MID GRADE	HIGH GRADE
a*	2 · 10 <sup>10</sup>	P2540_105	P2540_203 P2540_304	P2540_201
b*	2 · 10 <sup>11</sup>	P2540_208	P2540_101 P2540_308	P2540_206

\*See Chapter 9, Conclusion – List of non conformances

	DOSE [p <sup>+</sup> /cm <sup>2</sup> ]	GROUP 1 (100 keV)		
		LOW GRADE	MID GRADE	HIGH GRADE
a	1 · 10 <sup>10</sup>	P2540_112	P2540_303	P2540_210
b	1 · 10 <sup>11</sup>	P2540_207	P2540_209	P2540_212

	DOSE [p <sup>+</sup> /cm <sup>2</sup> ]	GROUP 2 (1 MeV)		
		LOW GRADE	MID GRADE	HIGH GRADE
a	1 · 10 <sup>10</sup>	P2540_204	P2540_106 P2540_205	P2540_302
b	1 · 10 <sup>11</sup>	P2540_109	P2540_202 P2540_211	P2540_305

	DOSE [p <sup>+</sup> /cm <sup>2</sup> ]	GROUP 3 (10 MeV)		
		LOW GRADE	MID GRADE	HIGH GRADE
a	1 · 10 <sup>11</sup>	P2540_102	P2540_103 P2540_312	P2540_301
b	1 · 10 <sup>12</sup>	P2540_108	P2540_111 P2540_110	P2540_306

### VISUAL INSPECTION

La prova di Visual Inspection è stata eseguita per tutti i campioni selezionati andando a verificare l'eventuale manifestazione di difetti visivi.

In tabella 4.4 vengono riportate le differenti tipologie di difetti visivi contemplati dalla normativa, identificati tramite un numero progressivo da 1 a 61.

**Tabella 4.5** - Tipologie di difetti visivi. In rosso sono evidenziati i difetti riscontrati sulle celle del sottogruppo P di qualifica.

N° Ref.	Cell Defects
1	Surface crack, both ends on same edge
2	Crack, across the entire cell thickness
3	Missing portion of cell across the entire cell thickness near the edge (Edge chips)
4	Corner chips
5	Non uniform color of ARC coating/dicolorations
6	Surface nick/missing portion of cell on a surface
7	Metal or ARC void
8	Metal delamination
9	Pit on the surface caused by impact of an object
10	Bubbles/blisters
11	Excess material
12	Scratches
13	Delamination of cell's pads
14	Missing grid
15	Interrupted grid
16	Coating worms/blisters
17	Irregular cut
19	Metal discoloration/non uniform metal color
20	Marking code discoloured/not well readable
21	Ink spot
22	Etch pit of Germanium wafer
23	Slip lines (Ge crystalline defect)
N° Ref.	Generic Defects
59	Fingerprints
60	Marks/signs
61	Spots

Nonostante i difetti evidenziati in tabella 4.4 è stato possibile dire che tutti i campioni hanno superato la prova di visual inspection.

#### *DIMENSIONS AND WEIGHT*

Le celle utilizzate per questo sottogruppo sono celle di area 2x2cm<sup>2</sup>.

Come detto in precedenza sono state scelte celle di queste dimensioni a causa del test di irraggiamento con i protoni, in modo da rendere migliore l'adattamento al fascio luminoso e in modo da non avere problemi di uniformità.

## ELECTRICAL PERFORMANCE

In tabella 4.5 vengono riportate le misure dei parametri elettrici delle celle al simulatore solare ad un sole ad inizio vita. Vengono riportati anche i valori di media e di deviazione standard generali per ogni parametro. In tabella 4.5 si può anche notare l'ottima uniformità dei campioni.

Tabella 4.6 – Risultati della prova di Electrical Performance

<i>Electrical Performance for Subgroup P</i>							
ID	I <sub>sc</sub> [A]	V <sub>oc</sub> [V]	P <sub>m</sub> [W]	I <sub>max</sub> [A]	V <sub>max</sub> [V]	F.F.	Eff. [%]
P2540_101	0.069	2.595	0.153	0.066	2.309	0.861	27.982
P2540_102	0.069	2.576	0.149	0.066	2.309	0.843	27.317
P2540_103	0.069	2.570	0.150	0.067	2.243	0.850	27.509
P2540_105	0.068	2.584	0.150	0.066	2.308	0.860	27.491
P2540_106	0.068	2.591	0.151	0.066	2.309	0.860	27.687
P2540_108	0.067	2.582	0.150	0.066	2.308	0.861	27.333
P2540_109	0.068	2.582	0.150	0.066	2.309	0.855	27.360
P2540_110	0.068	2.590	0.151	0.066	2.308	0.852	27.577
P2540_111	0.068	2.605	0.152	0.066	2.308	0.860	27.758
P2540_201	0.069	2.599	0.154	0.067	2.309	0.861	28.165
P2540_202	0.069	2.594	0.153	0.066	2.308	0.852	27.964
P2540_203	0.069	2.587	0.151	0.067	2.240	0.842	27.516
P2540_204	0.069	2.578	0.150	0.066	2.309	0.846	27.359
P2540_205	0.068	2.582	0.151	0.066	2.307	0.860	27.678
P2540_206	0.069	2.591	0.154	0.067	2.309	0.865	28.195
P2540_208	0.068	2.587	0.151	0.066	2.308	0.856	27.530
P2540_211	0.068	2.604	0.152	0.066	2.309	0.859	27.823
P2540_301	0.069	2.599	0.153	0.066	2.310	0.857	27.974
P2540_302	0.069	2.597	0.154	0.067	2.308	0.858	28.138
P2540_304	0.069	2.584	0.152	0.066	2.309	0.852	27.839
P2540_305	0.069	2.592	0.154	0.067	2.308	0.865	28.159
P2540_306	0.068	2.592	0.153	0.066	2.309	0.868	28.035
P2540_308	0.069	2.588	0.153	0.066	2.308	0.854	27.944
P2540_312	0.069	2.588	0.151	0.066	2.309	0.849	27.531
P2540_212	0.068	2.587	0.151	0.066	2.310	0.860	27.574
P2540_210	0.069	2.589	0.149	0.067	2.242	0.839	27.301
P2540_209	0.068	2.577	0.149	0.067	2.242	0.851	27.295
P2540_303	0.069	2.595	0.149	0.067	2.240	0.828	27.280
P2540_207	0.069	2.571	0.149	0.066	2.308	0.841	27.170
P2540_112	0.068	2.577	0.148	0.066	2.308	0.852	27.105
<b>Mean</b>	0.068	2.588	0.151	0.066	2.297	0.854	27.653
<b>St. Dev.</b>	±0.001	±0.009	±0.002	±0.001	±0.026	±0.009	±0.326

Tali misure sono state utilizzate come confronto durante tutta la prova di qualifica.

Per valutare, infatti, quanto lo specifico test abbia causato degrado alla cella si effettua un confronto tra i parametri ad inizio vita e quelli misurati dopo la prova.

## SPECTRAL RESPONSE

La risposta spettrale della cella è stata fatta comparando la corrente di cortocircuito della cella da testare con l'uscita di riferimento spettrale, dalla risposta spettrale nota, all'interno di una adeguata regione di lunghezze d'onda e sotto irraggiamento monocromatico. L'intensità di irraggiamento, a tutte le lunghezze d'onda, deve essere tale da assicurare che la misura sia effettuata nella regione all'interno della quale la corrente di cortocircuito di risposta della cella sia lineare con l'irraggiamento.

In figura 4.2 viene riportato l'andamento della riflettanza emisferica prima dell'irraggiamento con protoni di alcuni campioni del sottogruppo P. In Figura 4.3, invece, viene mostrata la risposta spettrale media ad inizio vita delle celle per le celle del sottogruppo P.

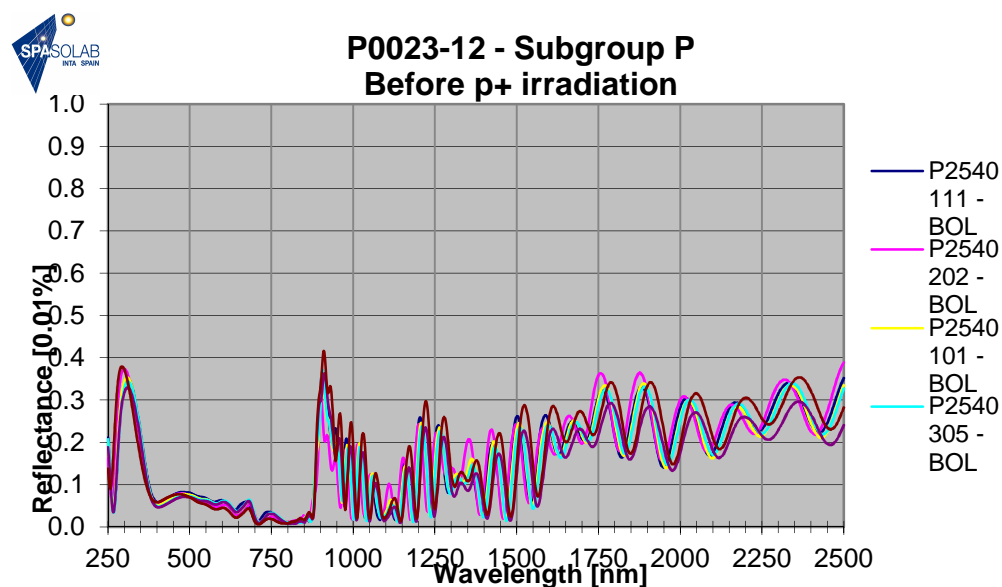


Figura 4.2 – Misure BOL di riflettanza emisferica per alcuni campioni del sottogruppo P, prima dell'irraggiamento con protoni.

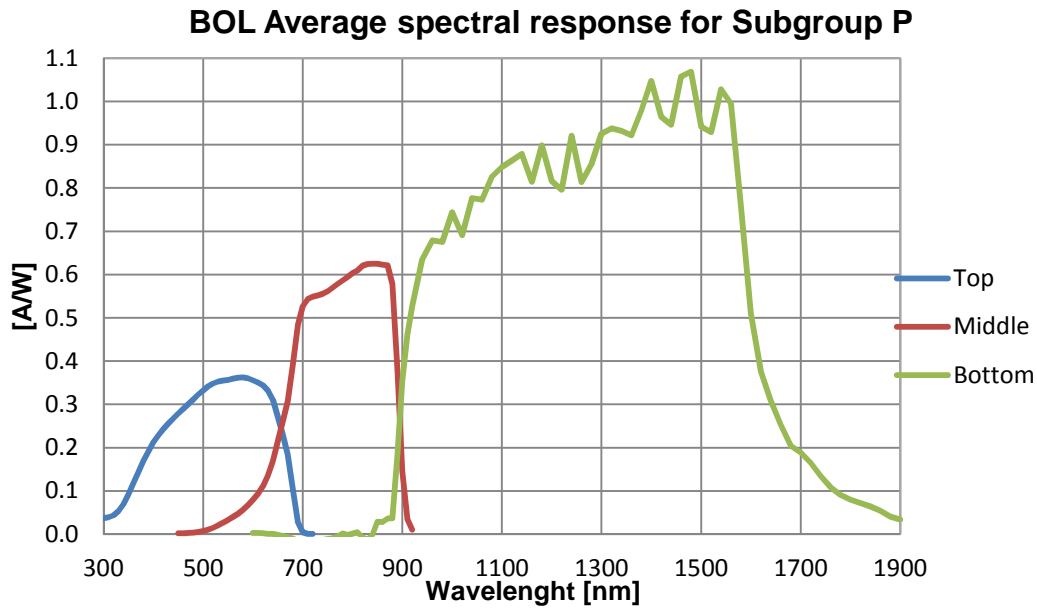


Figura 4.3 – Misura di Risposta Spettrale media BOL della sottocella TOP, MIDDLE e BOTTOM per i campioni del sottogruppo P prima dell’irraggiamento con protoni.

### PROTON IRRADIATION

Il test inizialmente doveva essere effettuato, come da specifica, sui tutti i campioni del sottogruppo P con un energia protonica rispettivamente di 100 KeV, 1 MeV e 10 MeV per raggiungere le dosi equivalenti in accordo con la tabella 4.6.

Tabella 4.7 – Definizione della suddivisione in gruppi per l’irraggiamento protonico.

Dose		Group	$1 \cdot 10^{10} \text{ p}^+/\text{cm}^2$	$1 \cdot 10^{11} \text{ p}^+/\text{cm}^2$
Energy E1=100 keV (8 cells)		1a	X	
		1b	X	X
Energy E2=1 MeV (8 cells)		2a	X	
		2b	X	X
Dose		Group	$1 \cdot 10^{11} \text{ p}^+/\text{cm}^2$	$1 \cdot 10^{12} \text{ p}^+/\text{cm}^2$
Energy E3=10 MeV (8 cells)		3a	X	
		3b	X	X

A causa di un errore, come anticipato precedentemente, alcune celle sono state sottoposte ad un’energia protonica di 50 KeV.

Quindi si sono dovute aggiungere le 6 celle del gruppo 1a e 1b per poter effettuare il test di qualifica in maniera corretta. In tabella 4.7 sono, invece, mostrate le 8 celle irraggiate in maniera errata.

Tabella 4.8 – Gruppo di celle irraggiate con un’energia sbagliata.

DOSE [p <sup>+</sup> /cm <sup>2</sup> ]	GROUP 1* (50 keV)		
	LOW GRADE	MID GRADE	HIGH GRADE
2 · 10 <sup>10</sup>	P2540_105	P2540_203	P2540_201
		P2540_304	
2 · 10 <sup>11</sup>	P2540_208	P2540_101	P2540_206
		P2540_308	

### ELECTRICAL PERFORMANCE

Le celle in seguito all’irraggiamento protonico sono state nuovamente misurate, con il simulatore solare, ad un sole alla temperatura di 25°C. I parametri elettrici e le loro variazioni sono mostrati nelle tabelle seguenti.

Tabella 4.9 – Risultati della prova di Electrical Performance dopo l’irraggiamento protonico

1a*: (50 keV, 2 10 <sup>10</sup> )							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>p</sub> max[A]	V <sub>p</sub> max[V]	F.F.	Eff. [%]
P2540_105	0.063	2.472	0.125	0.057	2.197	0.806	22.886
P2540_201	0.064	2.484	0.130	0.059	2.197	0.816	23.677
P2540_304	0.064	2.465	0.128	0.058	2.197	0.817	23.381
P2540_203	0.064	2.467	0.127	0.058	2.195	0.808	23.202
<b>media</b>	0.06348	2.47205	0.12733	0.05798	2.19655	0.81170	23.28653
<b>std</b>	0.00042	0.00870	0.00183	0.00079	0.00082	0.00572	0.33127
1b*: (50 keV, 2 10 <sup>11</sup> )							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>p</sub> max[A]	V <sub>p</sub> max[V]	F.F.	Eff. [%]
P2540_101	0.044	2.336	0.071	0.034	2.052	0.689	12.895
P2540_206	0.045	2.345	0.070	0.034	2.052	0.666	12.745
P2540_208	0.044	2.339	0.070	0.034	2.052	0.680	12.846
P2540_308	0.044	2.338	0.070	0.034	2.052	0.686	12.856
<b>media</b>	0.0441	2.3395	0.0702	0.0342	2.0519	0.6802	12.8353
<b>std</b>	0.0004	0.0038	0.0003	0.0002	0.0004	0.0101	0.0640
1a: (100 keV, 10 <sup>10</sup> )							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>p</sub> max[A]	V <sub>p</sub> max[V]	F.F.	Eff. [%]
P2540_112	0.067	2.523	0.141	0.062	2.268	0.839	25.867
P2540_303	0.069	2.523	0.141	0.064	2.196	0.814	25.867
P2540_210	0.068	2.519	0.142	0.065	2.197	0.827	25.931
<b>media</b>	0.06790	2.52163	0.14153	0.06380	2.22033	0.82657	25.88810



<b>std</b>	0.00105	0.00223	0.00023	0.00122	0.04145	0.01262	0.03733
<b>1b: (100 keV, 10<sup>11</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	Ipmax[A]	Vpmax[V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_207	0.058	2.404	0.104	0.049	2.124	0.745	19.025
P2540_209	0.058	2.393	0.104	0.049	2.125	0.757	19.069
P2540_212	0.058	2.399	0.105	0.050	2.125	0.763	19.259
<b>media</b>	0.05777	2.39873	0.10453	0.04923	2.12447	0.75470	19.11723
<b>std</b>	0.00029	0.00577	0.00068	0.00032	0.00059	0.00890	0.12447
<b>2a: (1MeV, 10<sup>10</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	Ipmax[A]	Vpmax[V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_106	0.069	2.542	0.150	0.066	2.270	0.860	27.367
P2540_204	0.069	2.520	0.148	0.067	2.196	0.846	26.994
P2540_205	0.069	2.537	0.149	0.066	2.268	0.853	27.260
P2540_302	0.069	2.545	0.150	0.066	2.268	0.851	27.503
<b>media</b>	0.06900	2.53608	0.14918	0.06628	2.25045	0.85268	27.28100
<b>std</b>	0.00039	0.01109	0.00118	0.00067	0.03612	0.00558	0.21578
<b>2b: (1MeV, 10<sup>11</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	Ipmax[A]	Vpmax[V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_109	0.065	2.370	0.126	0.062	2.052	0.815	23.108
P2540_202	0.068	2.402	0.131	0.064	2.051	0.810	24.013
P2540_211	0.068	2.444	0.136	0.064	2.124	0.819	24.838
P2540_305	0.068	2.436	0.137	0.064	2.124	0.822	24.988
<b>media</b>	0.06725	2.41315	0.13253	0.06348	2.08745	0.81675	24.23648
<b>std</b>	0.00148	0.02242	0.00346	0.00170	0.00071	0.00354	0.63993
<b>3a: (10MeV, 10<sup>11</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	Ipmax[A]	Vpmax[V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_102	0.071	2.542	0.152	0.067	2.270	0.845	27.729
P2540_103	0.071	2.534	0.151	0.069	2.196	0.844	27.614
P2540_301	0.070	2.559	0.154	0.068	2.270	0.854	28.129
P2540_312	0.070	2.557	0.153	0.068	2.270	0.856	28.007
<b>media</b>	0.07040	2.54793	0.15238	0.06773	2.25140	0.84960	27.86978
<b>std</b>	0.00028	0.01159	0.00130	0.00083	0.03713	0.00622	0.23905
<b>3b: (10MeV, 10<sup>12</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	Ipmax[A]	Vpmax[V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_108	0.068	2.424	0.136	0.064	2.123	0.822	24.827
P2540_110	0.069	2.414	0.136	0.064	2.124	0.815	24.886
P2540_111	0.069	2.427	0.137	0.065	2.124	0.823	25.131
P2540_306	0.069	2.432	0.138	0.065	2.123	0.825	25.178
<b>media</b>	0.06873	2.42440	0.13675	0.06440	2.12363	0.82098	25.00583
<b>std</b>	0.00041	0.00734	0.00094	0.00048	0.00072	0.00450	0.17489

Tabella 4.10 – Remaining factors dopo l'irraggiamento protonico

<b>1a*: (50 keV, 2 10<sup>10</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_105	0.929	0.957	0.832	0.870	0.952	0.937	0.832
P2540_201	0.929	0.956	0.841	0.883	0.951	0.948	0.841
P2540_304	0.918	0.954	0.840	0.883	0.952	0.959	0.840
P2540_203	0.920	0.953	0.843	0.860	0.980	0.960	0.843
<b>media</b>	0.924	0.955	0.839	0.874	0.959	0.951	0.839
<b>std</b>	0.006	0.001	0.005	0.011	0.014	0.011	0.005
<b>1b*: (50 keV, 2 10<sup>11</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_101	0.639	0.900	0.461	0.519	0.889	0.800	0.461
P2540_206	0.648	0.905	0.452	0.509	0.889	0.770	0.452
P2540_208	0.650	0.904	0.466	0.522	0.889	0.794	0.467
P2540_308	0.634	0.903	0.460	0.518	0.889	0.804	0.460
<b>media</b>	0.643	0.903	0.460	0.517	0.889	0.792	0.460
<b>std</b>	0.008	0.002	0.006	0.006	0.000	0.015	0.006
<b>1a: (100 keV, 10<sup>10</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_112	0.990	0.979	0.954	0.943	0.983	0.985	0.954
P2540_303	0.993	0.972	0.948	0.967	0.981	0.983	0.948
P2540_210	0.988	0.973	0.950	0.970	0.980	0.987	0.950
<b>media</b>	0.990	0.975	0.951	0.960	0.981	0.985	0.951
<b>std</b>	0.002	0.004	0.003	0.015	0.002	0.002	0.003
<b>1b: (100 keV, 10<sup>11</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_207	0.846	0.935	0.700	0.738	0.920	0.886	0.700
P2540_209	0.847	0.928	0.699	0.737	0.948	0.889	0.699
P2540_212	0.850	0.928	0.698	0.757	0.920	0.887	0.698
<b>media</b>	0.847	0.930	0.699	0.744	0.929	0.887	0.699
<b>std</b>	0.002	0.004	0.001	0.011	0.016	0.001	0.001
<b>2a: (1MeV, 10<sup>10</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_106	1.007	0.981	0.988	1.005	0.983	1.000	0.988
P2540_204	1.009	0.978	0.987	1.021	0.951	1.000	0.987
P2540_205	1.010	0.983	0.985	1.002	0.983	0.992	0.985
P2540_302	1.006	0.980	0.977	0.994	0.982	0.992	0.977
<b>media</b>	1.008	0.980	0.984	1.005	0.975	0.996	0.984
<b>std</b>	0.001	0.002	0.001	0.012	0.023	0.000	0.001
<b>2b: (1MeV, 10<sup>11</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_109	0.966	0.918	0.845	0.936	0.889	0.953	0.845

P2540_202	0.975	0.926	0.859	0.967	0.889	0.952	0.859
P2540_211	0.999	0.939	0.893	0.971	0.920	0.954	0.893
P2540_305	0.994	0.940	0.887	0.964	0.920	0.950	0.887
<b>media</b>	0.984	0.931	0.871	0.960	0.904	0.952	0.871
<b>std</b>	0.007	0.005	0.010	0.022	0.000	0.001	0.010
<b>3a: (10MeV, 10<sup>11</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	Ipmax[A]	Vpmax[V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_102	1.026	0.987	1.015	1.017	0.983	1.003	1.015
P2540_103	1.025	0.986	1.004	1.025	0.979	0.992	1.004
P2540_301	1.025	0.985	1.005	1.024	0.983	0.996	1.006
P2540_312	1.022	0.988	1.017	1.031	0.983	1.008	1.017
<b>media</b>	1.024	0.986	1.010	1.024	0.982	1.000	1.010
<b>std</b>	0.002	0.001	0.007	0.006	0.002	0.007	0.007
<b>3b: (10MeV, 10<sup>12</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	Ipmax[A]	Vpmax[V]	F.F.	Eff.[%]
P2540_108	1.013	0.939	0.908	0.973	0.920	0.955	0.908
P2540_110	1.013	0.932	0.903	0.979	0.920	0.956	0.902
P2540_111	1.015	0.932	0.905	0.983	0.920	0.957	0.905
P2540_306	1.009	0.938	0.898	0.977	0.919	0.950	0.898
<b>media</b>	1.013	0.935	0.904	0.978	0.920	0.954	0.904
<b>std</b>	0.003	0.004	0.004	0.004	0.000	0.003	0.004

Come si può notare da questa seconda tabella il degrado dopo questa prova è stato quasi nullo per la maggior parte delle celle. Solo il gruppo 1b di celle manifesta un degrado del 40%, attribuibile, anche in questo caso, ad un errore avvenuto durante il test.

### PHOTON IRRADIATION

Durante questo test tutti i campioni sono stati irraggiati con 1 S.C. AM0 di illuminazione equivalente alla temperatura di (25±5)°C per 48h e poi tenuti alla temperatura di 60°C per altre 24h.

### TEMPERATURE COEFFICIENTS

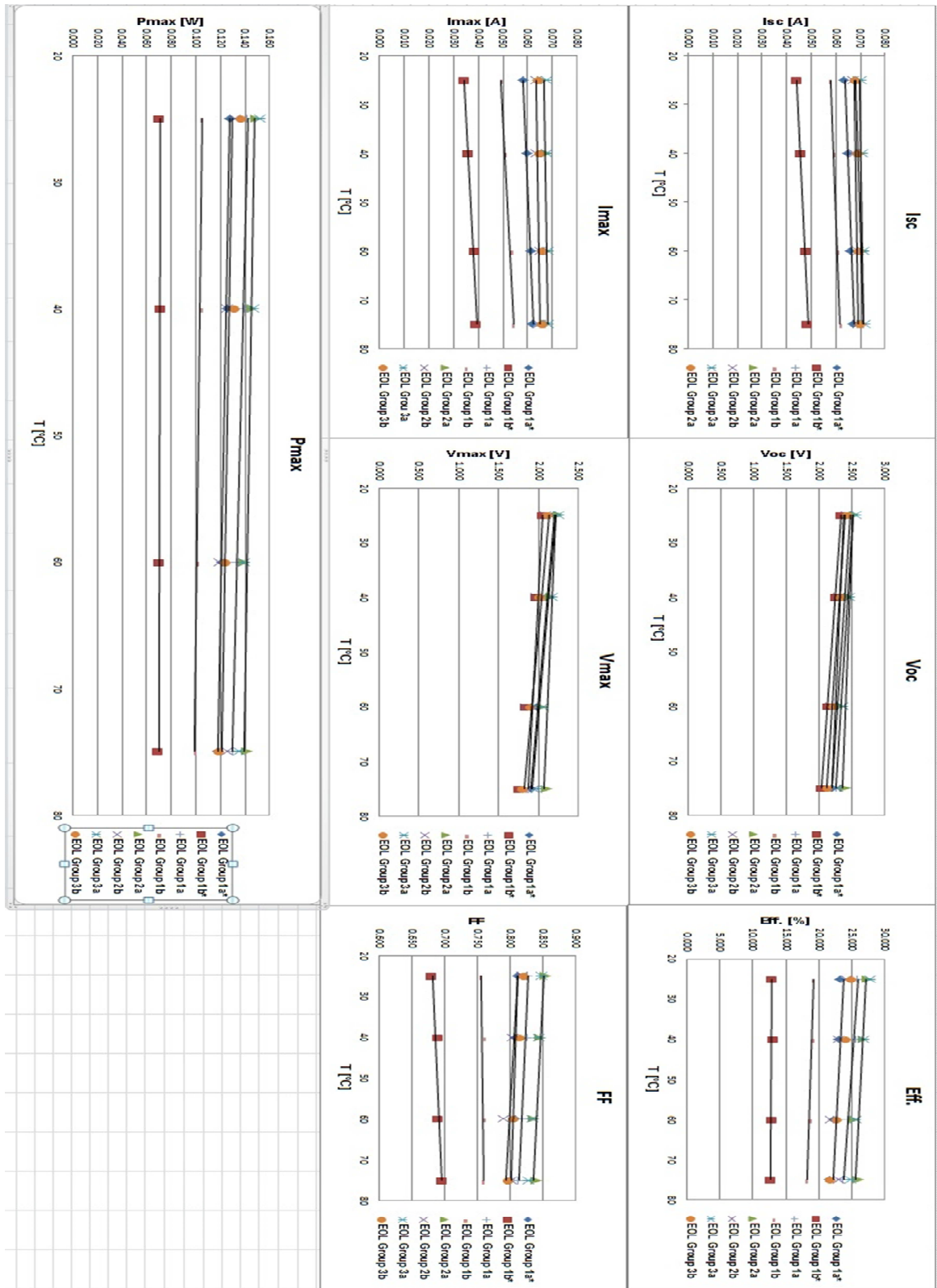
Le performance elettriche delle celle solari dopo l'irraggiamento protonico sono state misurate, in questo test, a temperature diverse: 25°C, 40°C, 60°C e 75°C (1 S.C., AM0).

Di seguito vengono mostrate le prestazioni elettriche delle celle alle diverse temperature.

Tabella 4.11 – Valori medi dei parametri caratteristici delle celle, suddivisi per ogni gruppo e ad ogni temperatura.

Gruppo 1a*	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	PL[W]	IL[A]	F.F.	Eff.[%]
25	0.063	2.472	0.127	0.058	2.197	0.124	0.055	0.812	23.287
40	0.065	2.398	0.126	0.060	2.106	0.107	0.047	0.807	23.083
60	0.066	2.275	0.122	0.061	1.979	0.002	0.001	0.807	22.246
75	0.067	2.195	0.118	0.062	1.905	0.001	0.001	0.800	21.587
Gruppo 1b*	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	PL[W]	IL[A]	F.F.	Eff.[%]
25	0.044	2.340	0.070	0.034	2.052	0.050	0.022	0.680	12.835
40	0.046	2.256	0.071	0.036	1.979	0.002	0.001	0.690	13.044
60	0.048	2.131	0.070	0.038	1.834	0.002	0.001	0.690	12.881
75	0.049	2.046	0.069	0.039	1.762	0.001	0.001	0.696	12.698
Gruppo 1a	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	PL[W]	IL[A]	F.F.	Eff.[%]
25	0.068	2.522	0.142	0.064	2.220	0.140	0.062	0.827	25.888
40	0.069	2.443	0.140	0.066	2.123	0.128	0.056	0.826	25.521
60	0.070	2.327	0.134	0.067	2.003	0.074	0.033	0.818	24.440
75	0.071	2.248	0.130	0.067	1.929	0.002	0.001	0.812	23.684
Gruppo 1b	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	PL[W]	IL[A]	F.F.	Eff.[%]
25	0.058	2.399	0.105	0.049	2.124	0.092	0.041	0.755	19.117
40	0.059	2.318	0.104	0.051	2.051	0.059	0.026	0.760	19.090
60	0.061	2.201	0.102	0.053	1.907	0.001	0.001	0.760	18.571
75	0.062	2.119	0.099	0.054	1.833	0.001	0.001	0.759	18.101
Gruppo 2a	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	PL[W]	IL[A]	F.F.	Eff.[%]
25	0.069	2.536	0.149	0.066	2.250	0.149	0.066	0.853	27.281
40	0.070	2.449	0.146	0.068	2.160	0.137	0.060	0.847	26.688
60	0.072	2.333	0.139	0.068	2.051	0.085	0.038	0.835	25.478
75	0.071	2.396	0.142	0.068	2.105	0.000	0.000	0.840	25.972
Gruppo 2b	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	PL[W]	IL[A]	F.F.	Eff.[%]
25	0.067	2.413	0.133	0.063	2.087	0.112	0.049	0.817	24.236
40	0.068	2.301	0.126	0.063	1.979	0.034	0.015	0.803	22.957
60	0.069	2.176	0.119	0.065	1.833	0.002	0.001	0.790	21.737
75	0.069	2.265	0.125	0.065	1.941	0.000	0.000	0.801	22.922
Gruppo 3a	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	PL[W]	IL[A]	F.F.	Eff.[%]
25	0.070	2.551	0.152	0.068	2.251	0.152	0.067	0.848	27.824
40	0.071	2.463	0.147	0.068	2.160	0.140	0.062	0.844	26.832
60	0.071	2.351	0.140	0.068	2.051	0.094	0.042	0.835	25.592
75	0.072	2.274	0.136	0.068	1.979	0.003	0.001	0.828	24.783
Gruppo 3b	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	PL[W]	IL[A]	F.F.	Eff.[%]
25	0.068	2.435	0.137	0.064	2.124	0.123	0.054	0.823	25.039
40	0.069	2.343	0.132	0.065	2.027	0.083	0.037	0.817	24.130
60	0.070	2.223	0.125	0.066	1.899	0.002	0.001	0.807	22.879
75	0.070	2.132	0.120	0.066	1.815	0.002	0.001	0.797	21.909

Tabella 4.12 – Grafici che mostrano le tendenze dei singoli parametri all'aumentare della temperatura.



**Tabella 4.13** – Remaining factors alla fine della sequenza di qualifica, dopo proton irradiation, photon irradiation e temperature coefficients.

<b>1a*: (50 keV, 2 10<sup>10</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>p</sub> max[A]	V <sub>p</sub> max[V]	F.F.	Eff. [%]
P2540_105	0.9409	0.9610	0.8470	0.8840	0.9516	0.9360	0.8467
P2540_201	0.9288	0.9601	0.8442	0.8876	0.9510	0.9465	0.8441
P2540_304	0.9249	0.9584	0.8528	0.8968	0.9517	0.9616	0.8524
P2540_203	0.9233	0.9571	0.8512	0.8676	0.9798	0.9631	0.8512
<b>media</b>	0.9295	0.9592	0.8488	0.8840	0.9585	0.9518	0.8486
<b>std</b>	0.0080	0.0018	0.0039	0.0122	0.0142	0.0129	0.0039
<b>1b*: (50 keV, 2 10<sup>11</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>p</sub> max[A]	V <sub>p</sub> max[V]	F.F.	Eff. [%]
P2540_101	0.6540	0.9052	0.4765	0.5354	0.8886	0.8052	0.4766
P2540_206	0.6642	0.9098	0.4682	0.5269	0.8881	0.7751	0.4681
P2540_208	0.6618	0.9089	0.4797	0.5374	0.8897	0.7978	0.4796
P2540_308	0.6498	0.9091	0.4804	0.5408	0.8894	0.8137	0.4806
<b>media</b>	0.6575	0.9082	0.4762	0.5351	0.8890	0.7979	0.4762
<b>std</b>	0.0067	0.0020	0.0056	0.0059	0.0008	0.0166	0.0057
<b>1a: (100 keV, 10<sup>10</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>p</sub> max[A]	V <sub>p</sub> max[V]	F.F.	Eff. [%]
P2540_112	0.9867	0.9809	0.9588	0.9456	0.9837	0.9898	0.9588
P2540_303	0.9841	0.9750	0.9538	0.9730	0.9812	0.9955	0.9542
P2540_210	0.9855	0.9752	0.9545	0.9745	0.9799	0.9922	0.9546
<b>media</b>	0.9854	0.9771	0.9557	0.9644	0.9816	0.9925	0.9558
<b>std</b>	0.0013	0.0034	0.0028	0.0162	0.0019	0.0029	0.0026
<b>1b: (100 keV, 10<sup>11</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>p</sub> max[A]	V <sub>p</sub> max[V]	F.F.	Eff. [%]
P2540_207	0.8544	0.9397	0.7174	0.7560	0.9197	0.8941	0.7177
P2540_209	0.8515	0.9328	0.7133	0.7523	0.9478	0.8990	0.7133
P2540_212	0.8614	0.9332	0.7175	0.7771	0.9201	0.8932	0.7178
<b>media</b>	0.8558	0.9352	0.7161	0.7618	0.9292	0.8954	0.7163
<b>std</b>	0.0051	0.0039	0.0024	0.0134	0.0161	0.0031	0.0026
<b>2a: (1MeV, 10<sup>10</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>p</sub> max[A]	V <sub>p</sub> max[V]	F.F.	Eff. [%]
P2540_106	1.0167	0.9829	1.0007	1.0183	0.9825	1.0012	1.0008
P2540_204	1.0199	0.9799	0.9998	1.0355	0.9509	1.0003	1.0000
P2540_205	1.0283	0.9868	1.0130	1.0290	0.9836	0.9978	1.0127
P2540_302	1.0251	0.9856	1.0022	1.0190	0.9830	0.9932	1.0026
<b>media</b>	1.0225	0.9838	1.0039	1.0254	0.9750	0.9981	1.0040
<b>std</b>	0.0052	0.0031	0.0061	0.0083	0.0161	0.0036	0.0059
<b>2b: (1MeV, 10<sup>11</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>p</sub> max[A]	V <sub>p</sub> max[V]	F.F.	Eff. [%]

P2540_109	0.9862	0.9224	0.8636	0.9580	0.8881	0.9500	0.8639
P2540_202	0.9933	0.9296	0.8792	0.9673	0.9100	0.9523	0.8791
P2540_211	1.0132	0.9435	0.9191	0.9990	0.9200	0.9618	0.9189
P2540_305	1.0097	0.9453	0.9158	0.9950	0.9203	0.9604	0.9160
<b>media</b>	1.0006	0.9352	0.8944	0.9798	0.9096	0.9562	0.8945
<b>std</b>	0.0130	0.0110	0.0274	0.0203	0.0151	0.0058	0.0273
<b>3a: (10MeV, 10<sup>11</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	F.F.	Eff. [%]
P2540_102	1.0223	0.9886	1.0163	1.0188	0.9827	1.0063	1.0166
P2540_103	1.0213	0.9877	1.0016	1.0219	0.9797	0.9923	1.0015
P2540_301	1.0301	0.9859	0.9967	1.0156	0.9822	0.9821	0.9971
P2540_312	1.0204	0.9889	1.0204	1.0326	0.9831	1.0113	1.0200
<b>media</b>	1.0235	0.9878	1.0087	1.0222	0.9819	0.9980	1.0088
<b>std</b>	0.0044	0.0013	0.0114	0.0074	0.0016	0.0133	0.0112
<b>3b: (10MeV, 10<sup>12</sup>)</b>							
Ref.	Isc[A]	Voc[V]	Pmax[W]	I <sub>pmax</sub> [A]	V <sub>pmax</sub> [V]	F.F.	Eff. [%]
P2540_108	1.0069	0.9426	0.9126	0.9772	0.9203	0.9612	0.9129
P2540_110	1.0078	0.9363	0.9027	0.9786	0.9202	0.9569	0.9028
P2540_111	1.0054	0.9356	0.9012	0.9792	0.9196	0.9577	0.9013
P2540_306	1.0088	0.9426	0.9022	0.9804	0.9200	0.9489	0.9022
<b>media</b>	1.0072	0.9393	0.9047	0.9789	0.9200	0.9562	0.9048
<b>std</b>	0.0014	0.0038	0.0053	0.0014	0.0003	0.0052	0.0054

## 4.4 Analisi dei risultati

Osservando i dati della *tabella 4.13* è possibile affermare che in seguito alla qualifica delle celle per questo sottogruppo non ci sono stati cambiamenti drastici dei parametri elettrici. La risposta delle celle a questi test è stata molto buona.

E' stata effettuata anche un'altra visual inspection per valutare, a seguito di tutte queste prove, difetti visivi di qualsiasi tipo sulle celle.

Anche questa ultima prova è stata superata dopo aver confrontato i dati con con la visual inspection effettuata ad inizio vita.

## CAPITOLO 5

# Qualifica concentrazione

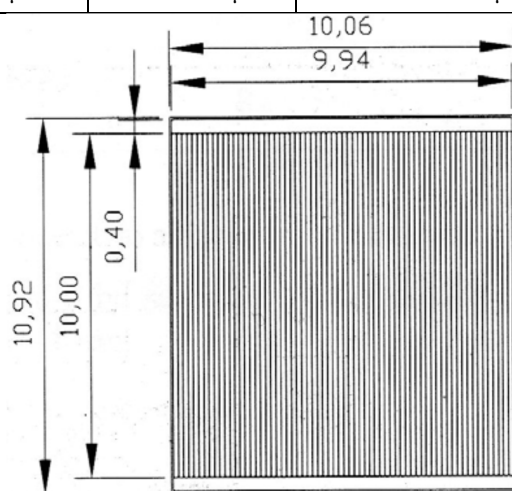
## 5.1 Caratteristiche della cella qualificata

Le celle solari qualificate sono celle a tripla giunzione InGaP/GaAs/Ge realizzate da CESI per applicazioni a concentrazione terrestre (CPV) e derivate da celle concepite originariamente per applicazioni spaziali. Come già detto precedentemente la tecnologia sviluppata per il settore spaziale offre spesso ricadute immediate nel settore terrestre e, dunque, lo sviluppo, la produzione industriale su larga scala e la qualifica di celle solari spaziali ad altissima efficienza può fornire elementi innovativi e tecnologicamente molto avanzati per il decollo e il progresso del fotovoltaico terrestre. Queste celle trovano principalmente applicazione nei sistemi a concentrazione, nei quali si riduce l'area del semiconduttore grazie all'impiego di specchi o lenti di Fresnel che concentrano la radiazione solare su celle di ridotte dimensioni.

In *tabella 5.0* vengono mostrate le caratteristiche geometriche delle celle qualificate, mentre in *Figura 5.0* il prospetto frontale di una cella.

**Tabella 5.0** – Dimensioni e relative tolleranze di una cella solare InGaP/GaAs/Ge CCTJ38 qualificata.

	Length	Width	Thickness
Values	10.92 mm	10.06 mm	160 $\mu\text{m}$
Tolerances	$\pm 100\mu\text{m}$	$\pm 100\mu\text{m}$	$\pm 20\mu\text{m}$



**Figura 5.0** – Prospetto frontale di una cella solare InGaP/GaAs/Ge 38% per CPV.



## 5.2 Sequenza di qualifica

La sequenza di qualifica per la caratterizzazione delle celle a concentrazione è stata sviluppata cercando di coniugare sinergicamente le tipologie di test che sembravano più adatte a coprire tutte le possibili prestazioni della cella a diverse condizioni operative. Le differenti tipologie di test sono state desunte dalla normativa ECSS-E-20-08 per celle destinate ad applicazioni spaziali e dalla normativa IEC-62108 per moduli a concentrazione terrestre. Prima di procedere alla produzione di celle solari a concentrazione è dunque opportuno condurre una campagna di misura che ne qualifichi il componente. A questo scopo 80 celle solari sono state scelte casualmente a partire da un lotto di pre-produzione di 400 celle: le celle selezionate sono state destinate ai test di qualifica e utilizzate inoltre per validare le tecniche di montaggio sul ricevitore solare. Le celle solare non sono state marchiate sul retro ma sono comunque state monitorizzate per tutta la qualifica. I test sono stati organizzati in tre sottogruppi di prove:

- Il sottogruppo A che riguarda i test sulla robustezza dei contatti: 20 celle solari (CESI)
- Il sottogruppo B che riguarda le prestazioni ad inizio vita della cella: 40 celle solari (CESI)
- Il sottogruppo O che riguarda le prestazioni a fine vita della cella: 20 celle solari (CESI)

Di seguito, in *tabella 5.1*, vengono mostrati i test di qualifica e la loro sequenza temporale, in accordo con la normativa IEC62787:

**Tabella 5.2 – Sequenza di Test di qualifica**

Sequenza di test per celle CCTJ (80 celle solari)			Celle solari (80)		
			A	B	O
Nome del Test	Condizioni	P/F Criteria	20	40	20
Visual Inspection	Stereomicroscope inspection 10X	No major visual defects	1,7	1	1,5,8,12,15, 18
Dimensions and Weight	--	According to specification	2	2	2
Electrical Performance	1 sun	fill factor > 80 %		3,8,11,14	

Sequenza di test per celle CCTJ (80 celle solari)			Celle solari (80)		
			A	B	O
Nome del Test	Condizioni	P/F Criteria	20	40	20
Electrical Performance CPV	500 suns	Average eff. >36 % Minimum eff. >35 %	3,5,8	4,9,12,15	3,6,9,13,16,19
Temperature Coefficients	@ 500 suns between 20 and 70 °C	none		5	
Spectral Response	--	none		6	
Damp Heat	<b>1k</b> hours at <b>85 °C</b> , <b>85%</b> RH	No major visual defects, $\Delta Pm < 5\%$ , See IEC 62108 standard			4
Coating Adherence	Tape peel test				10
Contact Uniformity & Surface Finish	Profilometer	According to specification	4		
Wire bond pull (front)	Wire or ribbon bond, pull until failure, record mode and yield force	See IEC 60749 standard	9		
Die Adhesion (back)	Solder or adhesive dye attach, pull or shear to failure, record mode and yield force	See IEC 60749 standard	10		
Thermal Cycle	T= <b>-40 °C</b> to 110°C, 500 cycles  No current applied	$\Delta Pm < 5\%$ , See IEC 62108 standard	6		
TC and Damp Freeze	TC -40 +110°C 100 cycles, then , 85°C, 85%RH 20 cycles	No major visual defects, $\Delta Pm < 5\%$ , See IEC 62108 standard			7
High Temperature Storage	85 °C for 2000 hours	No major visual defects, $\Delta Pm < 5\%$			11
Low Temperature Storage	-40 °C for 72 hours	No major visual defects, $\Delta Pm < 5\%$			14
ESD Damage Threshold	Incremental Voltage tests to establish HBM ESD damage threshold. Dark IV.	Pass all operational parameters per product data sheet		13*	
(HTOL) or ALT	T= <b>70°C</b> , I = <b>1.2Isc (@500x)</b> , <b>800 hours</b>	No major visual defects, $\Delta Pm < 5\%$		10*	
UV exposure	50 kWh/m <sup>2</sup> ± 10 %, $\lambda < 400$ nm, Tj < 60°C	No major visual defects, <5% reduction in power output			17
Cell reverse bias test	T=25 °C, V <sub>rev</sub> =-2.5V durata 1 s	$\Delta Pm < 10\%$		7	

## VISUAL INSPECTION

La cella solare viene visionata con un microscopio stereo avente un'ottica di ingrandimento 10x in modo da verificare che non ci siano danni visibili sulla superficie e sui contatti della cella.

## DIMENSION AND WEIGHT

In questo test vengono controllate le dimensioni della cella, dei contatti e della posizione dei collegamenti in modo da soddisfare il requisiti della specifica. Il peso della cella è

determinato tramite un confronto con il peso medio per lotto di qualifica e confrontato con il peso indicato dalle specifiche di progetto.

### *ELECTRICAL PERFORMANCE*

Lo scopo di questo test è di valutare i parametri elettrici corrispondenti della cella solare a bassa intensità:

- La curva elettrica I-V viene misurata sotto il simulatore solare e il risultato registrato digitalmente.
- I parametri elettrici misurati per ogni cella solare includono la curva I-V, la tensione di circuito aperto, la corrente di corto circuito, la corrente e la tensione al punto di massima potenza, il fill factor, l'efficienza e la corrente alla tensione di carico.
- Durante la misura le celle vengono tenute costantemente alla temperatura di  $(25\pm 1)^{\circ}\text{C}$

### *ELECTRICAL PERFORMANCE CPV*

Lo scopo di questo test è di valutare i parametri elettrici della cella per sistemi a concentrazione:

- La curva elettrica I-V della cella viene misurata sotto il simulatore solare con un fattore di concentrazione di 500 e il risultato viene registrato digitalmente con un minimo di 50 punti per ogni curva I-V.
- I parametri elettrici misurati per ogni cella solare includono la curva I-V, la tensione di circuito aperto, la corrente di corto circuito, la corrente e la tensione al punto di massima potenza, il fill factor, l'efficienza e la corrente alla tensione di carico.
- Durante la misura le celle vengono tenute costantemente alla temperatura di  $(25\pm 1)^{\circ}\text{C}$

## TEMPERATURE COEFFICIENTS

I coefficienti di temperatura devono essere misurati a 500 soli su un minimo di 10 campioni del sottogruppo B.

I coefficienti di temperatura della cella devono inoltre essere misurati nel seguente ordine:

Step	Temperature
1	+ 25 °C (EP test)
2	+40 °C
3	+50 °C
4	+60 °C
5	+70 °C
6	+80 °C

I coefficienti di temperatura della corrente di corto circuito, della tensione a circuito aperto, della tensione a potenza massima e la potenza massima vengono calcolati tramite interpolazione con il metodo dei minimi quadrati. Il coefficiente termico rappresenta il coefficiente angolare della retta interpolante i dati sperimentali. Lo scopo di questo test è quello di prevedere il funzionamento della cella a temperature diverse da quella standard di 25°C.

## SPECTRAL RESPONSE

- La risposta spettrale deve essere misurata a  $(25\pm 1)^\circ\text{C}$  su almeno 10 celle del gruppo B comparando la corrente di corto circuito della cella con la risposta spettrale di uno standard la cui risposta spettrale è nota all'interno di una adeguata regione di lunghezze d'onda e sotto irraggiamento monocromatico.
- L'irradiazione monocromatica deve essere generata tramite l'utilizzo di filtri a banda stretta o tramite monocromatori ad alta intensità, nei range seguenti:  
Top cell      350-750 nm  
Middle cell    409-921 nm  
Bottom cell    800-2000 nm
- L'intensità della radiazione a tutte le lunghezze d'onda deve essere fatta in modo da assicurare che la misura sia effettuata nella regione in cui la corrente di cortocircuito di risposta della cella sia lineare con l'irraggiamento.

- Per le celle solari a multi giunzione, bisogna assicurare che le misure vengano effettuate alla corrente della sottocella limitante e che si stia lavorando nelle condizioni di corto circuito.

### *DAMP HEAT*

Lo scopo di questo test è quello di determinare l'abilità della cella a sostenere gli effetti di esposizione a lungo termine in condizioni simultanee di calore e di grande umidità. La procedura che viene applicata è la seguente:

- Tutte le celle devono essere tenute a pressione atmosferica.
- Devono stare per un periodo di circa 24 ore ad un'alta temperatura (40°C circa) e a bassa umidità.
- Le misure devono essere fatte alla fine di questo periodo.
- A questo punto segue un periodo di esposizione della cella ad alte temperature e ad alta umidità: 1000 ore a (85±2)°C e (85±5)%RH o 2000 ore a (65±2)°C e (85±5)%RH.
- 1 o 2 ore di periodo di riposo a temperatura ambiente e umidità della stanza.
- Le misure devono essere effettuate alla fine del periodo di riposo.

In seguito a questo test non ci deve essere comparsa di difetti visivi gravi.

### *COATING ADHERENCE*

Questo test viene eseguito per verificare la stabilità del rivestimento anti-riflettente e dei contatti della cella. Tutte le celle devono essere sottoposte a tale test sia sulla superficie frontale che su quella posteriore applicando una forza di adesione di 670 g/cm con una tolleranza del 10%. A seguito dell'applicazione del carico non devono essere presenti laminazioni visibili sui contatti o sul rivestimento anti-riflettente della cella.

### *CONTACT UNIFORMITY AND SURFACE FINISH*

Lo scopo di questo test è di verificare l'uniformità di spessore del contatto e la finitura della superficie delle celle, in accordo con i requisiti del processo di interconnessione.

L'uniformità dello spessore dei contatti nella zona di saldatura deve essere ispezionata tramite un *Betascope* o altro strumento simile, previamente concordato con il cliente, mentre la finitura superficiale nell'area di saldatura dei contatti viene registrata tramite un profilometro.

### *WIRE BOND PULL*

Lo scopo di questo test è di valutare l'adesione dei contatti metallici con il semiconduttore e delle connessioni fra le celle e il ricevitore.

### *DIE ADHESION*

Lo scopo di questo test è di determinare l'integrità dei materiali e le procedure usate per assemblare le celle. In accordo con le procedure, i requisiti che un device deve soddisfare sono di solito proporzionali all'area della superficie su cui è montato.

### *THERMAL CYCLING*

Durante le esposizioni in CPV la cella subisce ciclate termiche bisogna quindi assicurare che il dispositivo sia in grado di sopportare diversi livelli di temperatura ed eventuali shock termici. La cella deve essere ciclata a diverse temperature per un numero di cicli variabili. Il numero di cicli a temperature estreme deve essere quello specificato in tabella seguente:

<b>Number of cycles</b>	<b>Temp. Range [°C]</b>	<b>Environment</b>
500	$T_{\min} = -40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $T_{\max} = 110 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Ambient Pressure
1000	$T_{\min} = -40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $T_{\max} = 85 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Ambient Pressure
2000	$T_{\min} = -40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $T_{\max} = 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Ambient Pressure

### *TC AND DAMP FREEZE*

Lo scopo di questo test è quello di verificare, in un periodo relativamente breve, la resistenza del dispositivo a condizioni di alta temperatura/alta umidità e gelo/disgelo. I

campioni saranno preconditionati usando uno dei protocolli mostrati nella tabella seguente.

Option	Maximum cell temperature	Total cycles
TCB-1	$T_{\min} = -40\text{ °C}$ $T_{\max} = 110\text{ °C}$	100
TCB-2	$T_{\min} = -40\text{ °C}$ $T_{\max} = 85\text{ °C}$	200
TCB-3	$T_{\min} = -40\text{ °C}$ $T_{\max} = 65\text{ °C}$	400

Il preconditionamento è seguito da:

- Una rampa crescente di temperatura partendo da quella ambiente fino a  $T_{\max}$  con  $(85\pm 5)\%$  di umidità relativa.
- Un periodo di giacenza di 20h alla temperatura  $T_{\max}$  con  $(85\pm 5)\%$  di umidità relativa.
- Una rampa decrescente di temperatura fino a  $-40\text{ °C}$  con 4 ore di umidità non controllata.

Il numero di cicli deve essere:

20 cicli se viene usata una  $T_{\max}$  di  $85\text{ °C}$ ,

40 cicli se viene usata una  $T_{\max}$  di  $65\text{ °C}$ .

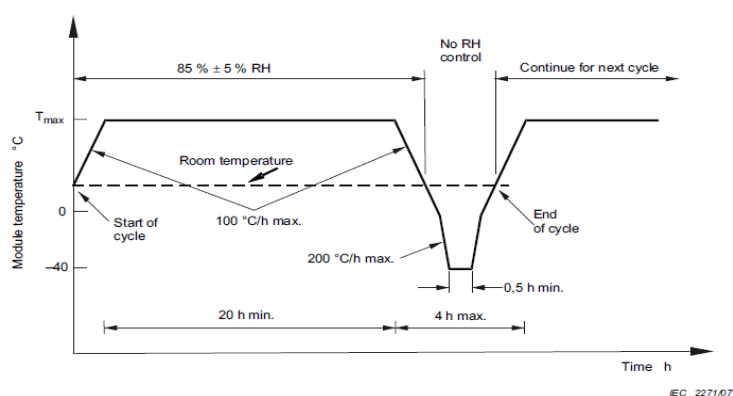


Figura 5.1 – Profilo delle condizioni di test.

### HIGH TEMPERATURE STORAGE

Lo scopo del test è quello di determinare la massima temperatura e la minima temperatura che le celle CPV possono raggiungere durante il trasporto e durante il

periodo di deposito. Quindi i dispositivi non sono in funzione durante questi test ma delle misure appropriate devono essere fatte prima e dopo. La procedura per questo test, solitamente, è di lasciare il campione in una camera a 85°C per 2000 ore con un umidità relativa <40%.

### *LOW TEMPERATURE STORAGE*

Stesso meccanismo descritto sopra solo che la cella viene lasciata a -40°C per 72 ore.

### *ESD DAMAGE THRESHOLD*

Lo scopo del test ESD Damage Threshold è di stabilire il massimo range permesso di evento ESD che non causa danni irreversibili al dispositivo. Il test consiste nell'applicare impulsi di tensione particolari ai terminali del dispositivo e di misurare in seguito i parametri. Se i parametri non hanno subito cambiamenti significativi si aumenta la scarica di tensione e si procede ad una nuova misura. Si prosegue fino ad arrivare al valore limite. In teoria si parte da una tensione di 500V.

### *HTOL or ALT (Arrhenius Test)*

Il test viene fatto per valutare l'affidabilità a lungo termine delle celle CPV. Come detto nel capitolo precedente questo viene considerato un test di vita accelerato. Viene eseguito nella seguente maniera:

- La cella solare viene connessa al ricevitore;
- Il ricevitore viene portato alla temperatura settata a  $T_{op\_max}$ ;
- La cella viene percorsa dalla massima corrente di polarizzazione diretta tipica dell'applicazione in concentrazione per 5000 ore;
- La cella solare viene misurata periodicamente.

### *CELL REVERSE BIAS TEST*

Questo test viene fatto per valutare la robustezza della cella solare quando viene polarizzato in inversa. Il test viene eseguito alle seguenti condizioni:



Environment	Item	Parameter/Test conditions
Dark conditions (25±1) °C	Solar Cell (reverse bias)	V <sub>REV</sub> =2.5 V t <sub>TEST</sub> =1 s (for single item)

### UV EXPOSURE

Serve per dimostrare le capacità delle celle CPV di rimanere per molto tempo ad alti livelli di irraggiamento UV senza mostrare segni di degrado meccanici o elettronici.

Le condizioni sono le seguenti:

- Un dosaggio di UV di 50kWh/m<sup>2</sup>±10%,
- λ<400nm,
- (60±5)°C.

## 5.3 Risultati sperimentali

Prima di procedere alla produzione di celle solari a concentrazione è dunque opportuno condurre una campagna di misura che ne qualifichi il componente. In *tabella 5.3* viene riportata la suddivisione nei sottogruppi A,B ed O dei campioni selezionati e la finalità dimostrativa che ogni sottogruppo si propone di perseguire.

**Tabella 5.3 – Suddivisione in sottogruppi dei campioni e relativa finalità dimostrativa**

Subgroup A		Subgroup B				Subgroup O	
ID	Cell	ID	Cell	ID	Cell	ID	Cell
a1	1684-4 TJ1A1	b1	3479-F I1A1	b21	3479-C I2D3	o1	1684-4 TJ3A1
a2	1684-4 TJ1A2	b2	3479-F I1A2	b22	3479-C I2D4	o2	1684-4 TJ3A2
a3	1684-4 TJ1A3	b3	3479-F I1A3	b23	2119-3 TJ96B1	o3	1684-4 TJ3A3
a4	1684-4 TJ1A4	b4	3479-F I1A4	b24	2119-3 TJ96B2	o4	1684-4 TJ3A4
a5	1684-4 TJ1B1	b5	3479-F I1B1	b25	2119-3 TJ96B3	o5	1684-4 TJ3B1
a6	1763-8 TJ1B2	b6	3479-F I1B2	b26	2119-3 TJ96B4	o6	1763-8 TJ3B2
a7	1763-8 TJ1B3	b7	3479-F I1B3	b27	2119-3 TJ96C1	o7	1763-8 TJ3B3
a8	1763-8 TJ1B4	b8	3479-F I1B4	b28	2119-3 TJ96C2	o8	1763-8 TJ3B4
a9	1763-8 TJ1C1	b9	3479-F I1C1	b29	2119-3 TJ96C3	o9	1763-8 TJ3C1
a10	1763-8 TJ1C2	b10	3479-F I1C2	b30	2119-3 TJ96C4	o10	1763-8 TJ3C2
a11	1763-8 TJ1C3	b11	3479-C I2A2	b31	2119-3 TJ96D1	o11	1763-8 TJ3C3
a12	1763-8 TJ1C4	b12	3479-C I2A4	b32	2119-3 TJ96D2	o12	1763-8 TJ3C4
a13	1763-8 TJ1D1	b13	3479-C I2B3	b33	2119-3 TJ96D3	o13	1763-8 TJ3D1
a14	1765-9 TJ1D2	b14	3479-C I2B4	b34	2119-3 TJ96D4	o14	1765-9 TJ3D2
a15	1765-9 TJ1D3	b15	3479-C I2C1	b35	2119-15 TJ97A1	o15	1765-9 TJ3D3
a16	1765-9 TJ1D4	b16	3479-C I2C2	b36	2119-15 TJ97A2	o16	1765-9 TJ3D4
a17	1765-9 TJ2A1	b17	3479-C I2C3	b37	2119-15 TJ97A3	o17	1765-9 TJ4A1
a18	1765-9 TJ2A2	b18	3479-C I2C4	b38	2119-15 TJ97A4	o18	1765-9 TJ4A2

<b>a19</b>	1765-9 TJ2A3	<b>b19</b>	3479-C I2D1	<b>b39</b>	2119-19 TJ97B1	<b>o19</b>	1765-9 TJ4A3
<b>a20</b>	1765-9 TJ2A4	<b>b20</b>	3479-C I2D2	<b>b40</b>	2119-19 TJ97B2	<b>o20</b>	1765-9 TJ4A4

<b>Subgroup A</b>	<b>Contact adherence (front and rear side)</b>
<b>Subgroup B</b>	<b>BOL performance</b>
<b>Subgroup O</b>	<b>Extended storage simulation</b>

Si riportano di seguito I risultati sperimentali ottenuti per ogni sottogruppo relative alle singole prove eseguite nell'ordine sequenziale definito dal test plan.

## GRUPPO A(contact fitness)

### VISUAL INSPECTION

La prova di *Visual Inspection* è stata eseguita andando a verificare e registrare per tutti i campioni selezionati l'eventuale manifestazione di difetti visivi, la cui sola presenza sulla cella, in alcuni casi, o la concentrazione al di sopra di limiti definiti, nella maggior parte degli altri, potrebbe determinare il non superamento della prova stessa. Tutti i campioni hanno raggiunto i requisiti richiesti dalla specifica

In tabella sono mostrati i difetti visivi più comuni, ed in rosso quelli che sono stati riscontrati maggiormente sulle celle.

**Tabella 5.4 – Tipologie di difetti visivi.** Vengono evidenziati in rosso i difetti riscontrati sulle celle del sottogruppo A di qualifica.

N° Ref.	Cell Defects
1	Surface crack, both ends on same edge
2	Crack, across the entire cell thickness
3	Missing portion of cell across the entire cell thickness near the edge (Edge chips)
4	Corner chips
5	Non uniform color of ARC coating/discolorations
6	Surface nick/missing portion of cell on a surface
7	Metal or ARC void
8	Metal delamination
9	Pit on the surface caused by impact of an object
10	Bubbles/blisters
11	Excess material
12	Scratches
13	Delamination of cell's pads
14	Missing grid
15	Interrupted grid
16	Coating worms/blisters
17	Irregular cut
19	Metal discoloration/non uniform metal color
20	Marking code discoloured/not well readable
21	Ink spot
22	Etch pit of Germanium wafer
23	Slip lines (Ge crystalline defect)
N° Ref.	Generic Defects
59	Fingerprints
60	Marks/signs
61	Spots

A seguito della misura della curva I-V di celle mostranti tali difetti, è possibile affermare, con una certa sicurezza, che quest'ultimi non sembrano degradare in modo significativo le prestazioni elettriche e dunque possono essere ritenuti accettabili, sempre se localizzati in zone contenute sulla superficie della cella, in quanto valutabili solamente come difetto cosmetico. In ogni caso sembra essere utile, a partire dai risultati proposti, ripercorrere ogni passo del processo produttivo per cercare di capire in quale precisa fase del processo avvenga la genesi dei singoli difetti sopra descritti e, nei limiti della variabilità statistica, cercare di abatterli al livello esiguo degli altri difetti visivi riscontrati.

### *DIMENSION AND WEIGHT*

Sono state valutate le dimensioni, la massa e lo spessore delle singole celle. Le specifiche sono state raggiunte. Il peso medio è di 0.90 g.

**Tabella 5.5** – Risultati della prova di Dimensions and Weight per il sottogruppo A.

Cell ID	Dimension	Weight (g)	Thick. (µm)
<b>a1</b>	ok	0.088	0.181
<b>a2</b>	ok	0.085	0.171
<b>a3</b>	ok	0.088	0.182
<b>a4</b>	ok	0.088	0.176
<b>a5</b>	ok	0.087	0.175
<b>a6</b>	ok	0.091	0.175
<b>a7</b>	ok	0.094	0.183
<b>a8</b>	ok	0.091	0.176
<b>a9</b>	ok	0.093	0.187
<b>a10</b>	ok	0.089	0.180
<b>a11</b>	ok	0.090	0.169
<b>a12</b>	ok	0.093	0.180
<b>a13</b>	ok	0.091	0.185
<b>a14</b>	ok	0.090	0.170
<b>a15</b>	ok	0.087	0.169
<b>a16</b>	ok	0.090	0.174
<b>a17</b>	ok	0.091	0.174
<b>a18</b>	ok	0.089	0.165
<b>a19</b>	ok	0.092	0.167
<b>a20</b>	ok	0.091	0.164

## ELECTRICAL PERFORMANCE

Vengono di seguito riportate in *tabella 5.6* le misure dei parametri elettrici ottenute per ogni cella del sottogruppo A ad 90 soli AM 1.5D di illuminazione equivalente, tramite il simulatore solare a singola sorgente, e i relativi valori di media e deviazione standard per ogni parametro.

**Tabella 5.6 – Risultati della prova di Electrical Performance CPV per il sottogruppo A.**

Cell ID	Isc (A)	Voc (V)	Pm (W)	Imax (A)	Vmax (V)	F.F	EFF.(%)
a1	1.13	2.90	2.84	1.08	2.63	0.87	29.17
a2	1.14	2.91	2.82	1.05	2.69	0.85	29.03
a3	1.11	2.87	2.78	1.06	2.64	0.87	28.62
a4	1.16	2.92	2.91	1.11	2.63	0.86	29.91
a5	1.15	2.93	2.93	1.09	2.69	0.87	30.10
a6	1.16	3.01	3.08	1.14	2.71	0.88	31.65
a7	1.15	2.90	2.93	1.12	2.62	0.88	30.15
a8	1.16	2.98	3.08	1.14	2.71	0.89	31.65
a9	1.16	2.93	3.00	1.11	2.69	0.88	30.88
a10	1.15	2.92	2.93	1.11	2.63	0.87	30.11
a11	1.16	2.95	3.04	1.12	2.70	0.88	31.24
a12	1.18	2.95	2.69	1.09	2.47	0.77	27.63
a13	1.16	2.97	3.03	1.11	2.72	0.88	31.19
a14	1.15	2.98	3.00	1.11	2.71	0.88	30.89
a15	1.17	2.98	2.69	1.12	2.40	0.77	27.64
a16	1.15	2.98	3.03	1.12	2.71	0.88	31.17
a17	1.15	2.96	3.01	1.11	2.70	0.89	30.94
a18	1.15	2.95	2.96	1.10	2.70	0.88	30.48
a19	1.16	2.99	3.06	1.13	2.70	0.88	31.44
a20	1.16	2.98	3.05	1.12	2.71	0.88	31.33
Average (*)	1.15	2.95	2.94	1.11	2.66	0.87	30.26

\*I dati elettrici dei campioni che presentano shunt (in rosso) non sono stati usati per calcolare il valore medio.

Tali misure sono importanti perché definiscono le caratteristiche elettriche ad inizio vita della cella e verranno utilizzate estesamente nel seguito quando sarà necessario mettere in evidenza eventuali degradazioni causate dall'applicazione delle prove successive a questa.

I parametri elettrici di ogni cella a 500 soli, sono stati invece misurati tramite il simulatore solare PASAN descritto precedentemente. (*tabella 5.7*)

**Tabella 5.7 – Risultati della prova di Electrical Performance CPV per il sottogruppo A.**

Cell ID	Isc (A)	Voc (V)	Pm (W)	Imax (A)	Vmax (V)	F.F	EFF.(%)
a1	6.61	2.99	16.85	6.20	2.72	0.85	34.6

Cell ID	Isc (A)	Voc (V)	Pm (W)	I <sub>max</sub> (A)	V <sub>max</sub> (V)	F.F	EFF.(%)
a2	6.66	3.00	16.76	6.03	2.78	0.84	34.5
a3	6.48	2.96	16.53	6.07	2.72	0.86	34.0
a4	6.76	3.01	17.27	6.36	2.72	0.85	35.5
a5	6.72	3.02	17.38	6.25	2.78	0.86	35.7
a6	6.80	3.10	18.28	6.53	2.80	0.87	37.6
a7	6.74	2.99	17.41	6.44	2.70	0.86	35.8
a8	6.78	3.08	18.28	6.54	2.80	0.88	37.6
a9	6.78	3.02	17.83	6.41	2.78	0.87	36.7
a10	6.70	3.01	17.39	6.41	2.71	0.86	35.8
a11	6.81	3.04	18.04	6.46	2.79	0.87	37.1
a12	Cell used for mechanical test no data available						
a13	6.79	3.06	18.01	6.40	2.81	0.87	37.0
a14	6.70	3.07	17.84	6.36	2.80	0.87	36.7
a15	Cell used for mechanical test no data available						
a16	6.75	3.07	18.00	6.43	2.80	0.87	37.0
a17	6.70	3.05	17.87	6.40	2.79	0.87	36.7
a18	6.71	3.04	17.60	6.31	2.79	0.86	36.2
a19	6.77	3.09	18.15	6.50	2.79	0.87	37.3
a20	6.80	3.08	18.09	6.46	2.80	0.86	37.2

### CONTACT UNIFORMITY AND SURFACE FINISH

La misura dello spessore del contatto frontale e della rugosità superficiale del contatto posteriore delle celle è stata eseguita tramite un profilometro. È necessario verificare lo spessore dei contatti affinché non ci sia, da un lato, un eccesso di materiale depositato o, dall'altro, uno spessore troppo ridotto che potrebbe comportare problemi in sede di integrazione della cella. Le specifiche cui le celle devono sottostare sono riportate in *tabella 5.8* mentre in *tabella 5.9* vengono mostrati i risultati ottenuti. Con  $R_z$  si intende l'ampiezza fra due punti consecutivi di minimo e massimo. Tale misura è stata eseguita in due posizioni diverse sul contatto posteriore, rispettivamente nel centro e vicino al bordo della cella. Come è possibile notare tutte le celle del sottogruppo rispettano le specifiche considerate.

**Tabella 5.8 – Specifiche sulla rugosità e sullo spessore del contatto frontale.**

	Front Contact [μm]	Rear Contact [μm]
Contact thickness	4 ÷ 10	4 ÷ 10
Contact surface roughness $R_z$	$R_z \leq 3$	$R_z \leq 4.5$

**Tabella 5.9 – Risultati della prova di Contact Uniformity & Surface Finish per il sottogruppo A.**

Cells	Metal	Roughness	Roughness	Cells	Metal	Roughness	Roughness
-------	-------	-----------	-----------	-------	-------	-----------	-----------

	thickness [ $\mu\text{m}$ ]	$R_z^*$ [ $\mu\text{m}$ ]	$R_z^{**}$ [ $\mu\text{m}$ ]		thickness [ $\mu\text{m}$ ]	$R_z^*$ [ $\mu\text{m}$ ]	$R_z^{**}$ [ $\mu\text{m}$ ]
a1	4.8	0.10	0.16	a11	4.4	0.08	0.12
a2	4.0	0.10	0.10	a12	5.0	0.10	0.16
a3	4.4	0.16	0.10	a13	4.2	0.08	0.08
a4	4.4	0.10	0.10	a14	4.8	0.10	0.10
a5	4.4	0.05	0.12	a15	4.8	0.16	0.12
a6	5.0	0.08	0.10	a16	4.4	0.12	0.16
a7	4.4	0.10	0.12	a17	4.6	0.14	0.06
a8	4.6	0.08	0.10	a18	4.6	0.14	0.12
a9	4.4	0.10	0.08	a19	4.6	0.08	0.08
a10	4.8	0.14	0.16	a20	4.8	0.08	0.12

	Metal thickness [ $\mu\text{m}$ ]	Roughness $R_z^*$ [ $\mu\text{m}$ ]	Roughness $R_z^{**}$ [ $\mu\text{m}$ ]
<b>Mean</b>	4.5700	0.1045	0.1130
<b>Standard Deviation</b>	$\pm 0.2618$	$\pm 0.0298$	$\pm 0.0292$

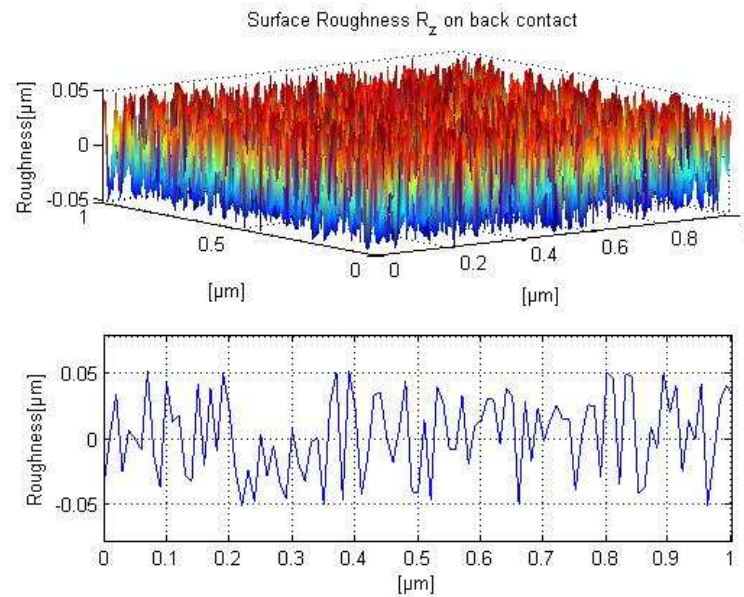


Figura 5.1 – Rugosità superficiale  $R_z$  sul contatto posteriore per il sottogruppo A.

## HUMIDITY & TEMPERATURE 2

Il degrado dei parametri elettrici a seguito di questo test sono riportati in tabella 5.8.

Le prestazioni elettriche sono state misurate prima e dopo il test di umidità ad un'illuminazione equivalente di 90 soli usando il simulatore solare Wacom a singola sorgente. Tutte le celle hanno superato il test.

Tabella 5.10 – Variazione sui parametri elettrici prima e dopo il test.

CELL ID	$\Delta I_{sc}$ (%)	$\Delta V_{oc}$ (%)	$\Delta P_m$ (%)	$\Delta I_m$ (%)	$\Delta V_m$ (%)	$\Delta FF$ (%)
<b>a1</b>	-1.61	2.46	1.06	-1.59	2.70	0.24
<b>a2</b>	-1.27	0.84	0.55	2.61	-2.02	1.00
<b>a3</b>	-1.27	0.53	-0.85	-2.59	1.79	-0.09
<b>a4</b>	-2.32	0.70	-2.14	-4.83	2.82	-0.52

<b>a5</b>	0.10	1.35	1.75	1.06	0.69	0.30
<b>a6</b>	-1.26	0.18	0.23	-0.03	0.25	1.32
<b>a7</b>	-1.04	1.21	0.90	-2.03	2.98	0.73
<b>a8</b>	0.22	0.41	0.58	0.33	0.25	-0.06
<b>a9</b>	-1.35	1.18	-0.20	-0.31	0.11	-0.02
<b>a10</b>	0.10	0.51	0.68	-1.80	2.53	0.09
<b>a11</b>	-1.33	0.62	-0.68	-0.82	0.14	0.03
<b>a13</b>	-0.30	-1.47	-0.37	0.83	-1.18	1.43
<b>a14</b>	-0.77	-0.69	-1.63	-1.41	-0.22	-0.18
<b>a16</b>	-0.45	-0.12	-0.68	-0.24	-0.44	-0.11
<b>a17</b>	-0.89	0.48	-0.87	-1.54	0.68	-0.46
<b>a18</b>	-1.08	0.50	-0.45	-0.02	-0.43	0.14
<b>a19</b>	-0.17	-1.76	-2.72	-2.26	-0.46	-0.79
<b>a20</b>	-0.14	0.00	-0.52	-0.41	-0.11	-0.39
<b>Average</b>	<b>-0.83</b>	<b>0.38</b>	<b>-0.30</b>	<b>-0.84</b>	<b>0.55</b>	<b>0.11</b>

### THERMAL CYCLING

L'obiettivo di tale test è quello di assicurare l'affidabilità dei campioni quando questi vengono sottoposti ad uno stress termico elevato. Le celle sono state sottoposte a 100 cicli termici della durata di due minuti ciascuno. I parametri di riferimento del test sono esposti in *tabella 5.11*, mentre in *tabella 5.12* viene mostrato il degrado delle celle a seguito del test.

**Tabella 5.11 – Parametri di riferimento per il test di Thermal Cycling.**

Number of cycles	Temperature Range [°C]	Cycle Duration [min]	Environment
100	$(-190 \pm 10) / (110 \pm 5)$	2	Ambient Pressure

**Tabella 5.12 – Degrado delle celle dopo il Thermal Cycling**

Name	$\Delta I_{sc}$ (%)	$\Delta V_{oc}$ (%)	$\Delta P_m$ (%)	$\Delta I_m$ (%)	$\Delta V_m$ (%)
<b>a1</b>	1.20	1.00	1.03	1.14	-0.10
<b>a2</b>	-0.03	1.41	0.38	-1.70	2.12
<b>a3</b>	-0.04	0.76	1.02	0.37	0.64
<b>a4</b>	0.15	0.03	2.39	2.40	-0.01
<b>a5</b>	-0.95	0.18	-1.57	-1.03	-0.55
<b>a6</b>	0.77	0.87	0.14	-0.05	0.19
<b>a7</b>	0.03	0.65	-0.13	1.90	-1.99
<b>a8</b>	-0.25	0.37	-1.11	-2.87	1.81
<b>a9</b>	1.11	0.67	0.83	0.96	-0.13
<b>a10</b>	-1.19	0.42	-0.52	1.27	-1.77
<b>a11</b>	-0.30	1.19	-0.17	0.30	-0.47
<b>a13</b>	-1.94	2.55	-0.90	-1.54	0.65
<b>a14</b>	0.17	1.01	0.45	0.54	-0.09
<b>a16</b>	1.36	0.98	1.31	1.59	-0.27
<b>a17</b>	0.28	0.52	0.53	1.48	-0.93
<b>a18</b>	1.77	0.67	2.71	3.05	-0.32
<b>a19</b>	2.10	1.67	2.73	2.99	-0.26

Name	$\Delta I_{sc}$ (%)	$\Delta V_{oc}$ (%)	$\Delta P_m$ (%)	$\Delta I_m$ (%)	$\Delta V_m$ (%)
a20	1.15	0.75	1.63	2.13	-0.49

## PULL TEST

I risultati di questo test sono mostrati nella tabella seguente. La forza media di rottura è di 4.6 N

Tabella 5.13 – Risultati del Pull Test

Cell ID	Pull force (g)	Pull force (N)	Breakage reason	Front/Back
a1	589.3	6.0	CB	F
	815.9	8.3	L	F
a2	317.3	3.2	CB	B
	861.3	8.8	L	F
a3	362.6	3.7	CB	F
	544.0	5.5	L	F
a4	498.6	5.1	CB	F
	453.3	4.6	CB	B
a5	453.3	4.6	L	B
	90.7	0.9	L	F
a6	317.3	3.2	CB	F
	317.3	3.2	CB	B
a7	155.4	1.6	L	F
	680.0	6.9	CB	F
a8	815.9	8.3	L	F
	181.3	1.8	L	F
a9	226.7	2.3	SL	F
	498.6	5.1	CB	F
a10	147.8	1.5	L	F
	544.0	5.5	CB	B
a11	181.3	1.8	SL	F
	181.3	1.8	L	F
a12	544.0	5.5	L	B
	155.3	1.6	L	F
a13	181.3	1.8	L	B
	317.3	3.2	CB	F
a14	453.3	4.6	CB	F
	453.3	4.6	CB	F
a15	181.3	1.8	SL	F
	544.0	5.5	CB	F
a16	815.9	8.3	L	F
	226.7	2.3	SL	F
a17	906.6	9.2	CB	B
	906.6	9.2	L	F
a18	589.3	6.0	CB	B
	317.3	3.2	L	F
a19	362.6	3.7	CB	F
	453.3	4.6	L	F
a20	589.3	6.0	L	F
	680.0	6.9	CB	F
Average	446.5	4.7	/	/

### LEGENDA

CB= CELL BREAK  
SL= SOLDER DELAMINATION  
L= INTERCONNECTOR BREAK  
F= FRONT  
B= BACK



## GRUPPO B(BOL performances)

### VISUAL INSPECTION

La prova di *Visual Inspection* è stata eseguita andando a verificare e registrare per tutti i campioni selezionati l'eventuale manifestazione di difetti visivi, la cui sola presenza sulla cella, in alcuni casi, o la concentrazione al di sopra di limiti definiti, nella maggior parte degli altri, potrebbe determinare il non superamento della prova stessa. Tutti i campioni hanno raggiunto i requisiti richiesti dalla specifica

### DIMENSION AND WEIGHT

Anche per il sottogruppo B sono state misurate le dimensioni, lo spessore e la massa delle singole celle. In *tabella 5.14* vengono riportati i risultati ottenuti. Il peso medio è di 0.96 g.

Tabella 5.14 - Risultati della prova di Dimensions and Weight per il sottogruppo B.

Cells	Dimensions [mm]	Weight [g]	Thickness [mm]	Cells	Dimensions [mm]	Weight [g]	Thickness [mm]
b1	ok	0.101	0.182	b21	ok	0.104	0.190
b2	ok	0.100	0.179	b22	ok	0.106	0.185
b3	ok	0.102	0.176	b23	ok	0.089	0.153
b4	ok	0.100	0.178	b24	ok	0.088	0.154
b5	ok	0.100	0.180	b25	ok	0.086	0.155
b6	ok	0.103	0.194	b26	ok	0.088	0.157
b7	ok	0.101	0.198	b27	ok	0.088	0.152
b8	ok	0.102	0.189	b28	ok	0.087	0.153
b9	ok	0.102	0.184	b29	ok	0.088	0.153
b10	ok	0.102	0.189	b30	ok	0.090	0.160
b11	ok	0.102	0.179	b31	ok	0.087	0.155
b12	ok	0.105	0.190	b32	ok	0.089	0.154
b13	ok	0.106	0.220	b33	ok	0.089	0.154
b14	ok	0.102	0.186	b34	ok	0.086	0.154
b15	ok	0.105	0.186	b35	ok	0.087	0.157
b16	ok	0.106	0.186	b36	ok	0.089	0.147
b17	ok	0.105	0.184	b37	ok	0.088	0.148
b18	ok	0.103	0.187	b38	ok	0.087	0.154
b19	ok	0.104	0.190	b39	ok	0.088	0.154
b20	ok	0.105	0.194	b40	ok	0.086	0.150

Subgroup B			
	Dimensions [mm]	Weight [g]	Thickness [mm]
Mean	-	0.096	0.172
St. Dev.	-	± 0.008	± 0.019

### ELECTRICAL PERFORMANCE – ELECTRICAL PERFORMANCE CPV

Vengono riportati di seguito i risultati derivanti dalla caratterizzazione elettrica ad inizio vita delle celle del sottogruppo B. Tale caratterizzazione è stata condotta al simulatore

solare Wacom per un rateo di concentrazione pari ad 1 sole in *tabella 5.15* e con il simulatore solare PASAN a 500 soli in *tabella 5.16*.

**Tabella 5.15** - Risultati della prova di Electrical Performance per il sottogruppo B.

Cell ID	Isc (A)	Voc (V)	Pm (W)	Imax (A)	Vmax (V)	F.F	EFF.(%)
b1	0.0131	2.46	0.027	0.012	2.21	0.85	27.4
b2	0.0131	2.48	0.021	0.010	2.13	0.66	21.5
b3	0.0129	2.53	0.028	0.012	2.29	0.85	28.0
b4	0.0129	2.54	0.028	0.013	2.21	0.86	28.4
b5	0.0131	2.53	0.028	0.013	2.20	0.86	28.4
b6	0.0134	2.46	0.027	0.013	2.13	0.82	27.1
b7	0.0134	2.53	0.028	0.012	2.28	0.82	27.8
b8	0.0133	2.52	0.028	0.013	2.21	0.85	28.4
b9	0.0132	2.54	0.029	0.013	2.28	0.86	28.7
b10	0.0132	2.53	0.028	0.013	2.21	0.85	28.3
b11	0.0132	2.28	0.016	0.010	1.53	0.52	15.6
b12	0.0133	2.44	0.024	0.012	2.06	0.74	24.1
b13	0.0130	2.46	0.025	0.012	2.13	0.78	25.1
b14	0.0131	2.47	0.025	0.012	2.13	0.78	25.3
b15	0.0134	2.34	0.015	0.009	1.68	0.47	14.7
b16	0.0129	2.48	0.026	0.012	2.13	0.81	25.9
b17	0.0132	2.53	0.027	0.012	2.21	0.81	27.0
b18	0.0132	2.33	0.026	0.013	2.06	0.84	25.9
b19	0.0134	2.44	0.023	0.011	2.04	0.69	22.5
b20	0.0131	2.54	0.025	0.011	2.21	0.76	25.3
b21	0.0131	2.46	0.024	0.012	2.06	0.74	23.9
b22	0.0129	2.47	0.026	0.012	2.13	0.82	26.2
b23	0.0119	2.49	0.019	0.009	2.06	0.63	19.8
b24	0.0123	2.53	0.025	0.011	2.32	0.81	26.7
b25	0.0122	2.53	0.026	0.012	2.21	0.84	27.5
b26	0.0120	2.53	0.026	0.011	2.28	0.85	27.4
b27	0.0119	2.51	0.025	0.011	2.21	0.83	26.2
b28	0.0119	2.51	0.025	0.011	2.21	0.84	26.7
b29	0.0121	2.51	0.026	0.012	2.21	0.85	27.5
b30	0.0122	2.53	0.025	0.012	2.21	0.83	27.1
b31	0.0120	2.54	0.026	0.011	2.28	0.85	27.7
b32	0.0119	2.53	0.025	0.011	2.21	0.84	26.9
b33	0.0121	2.54	0.026	0.012	2.21	0.86	28.0
b34	0.0120	2.51	0.026	0.012	2.20	0.85	27.2
b35	0.0119	2.52	0.026	0.011	2.28	0.86	27.4
b36	0.0122	2.52	0.023	0.011	2.13	0.75	24.6
b37	0.0120	2.52	0.026	0.012	2.21	0.85	27.5
b38	0.0119	2.46	0.017	0.009	1.90	0.57	17.9
b39	0.0122	2.54	0.026	0.011	2.28	0.83	27.2
b40	0.0128	2.45	0.019	0.010	1.98	0.61	20.2

**Tabella 5.16** - Risultati della prova di Electrical Performance CPV a 500 soli per il sottogruppo B.

Cell ID	Isc (A)	Voc (V)	Pm (W)	Imax (A)	Vmax (V)	F.F	EFF.(%)
b1	6.75	2.975	17.478	6.42	2.721	0.87	35.0
b2	6.93	3.033	18.155	6.52	2.783	0.87	36.3

Cell ID	Isc (A)	Voc (V)	Pm (W)	I <sub>max</sub> (A)	V <sub>max</sub> (V)	F.F	EFF.(%)
b3	6.93	3.078	18.517	6.61	2.801	0.88	37.0
b4	6.92	3.094	18.393	6.45	2.852	0.87	36.8
b5	7.00	3.079	18.516	6.65	2.786	0.87	37.0
b6	6.91	2.983	17.606	6.35	2.772	0.86	35.2
b7	7.05	3.083	18.534	6.66	2.784	0.86	37.1
b8	7.04	3.065	18.573	6.63	2.800	0.87	37.1
b9	7.06	3.074	18.713	6.70	2.793	0.87	37.4
b10	7.05	3.069	18.667	6.70	2.788	0.87	37.3
b11	7.00	3.079	18.317	6.53	2.805	0.86	36.6
b12	7.08	3.072	18.534	6.66	2.782	0.86	37.1
b13	7.03	3.083	18.629	6.67	2.793	0.87	37.3
b14	6.97	3.088	18.611	6.51	2.858	0.87	37.2
b15	7.07	3.056	18.093	6.53	2.771	0.84	36.2
b16	7.03	3.070	18.595	6.64	2.799	0.87	37.2
b17	7.04	3.056	18.345	6.55	2.802	0.86	36.7
b18	7.02	3.052	18.200	6.56	2.773	0.86	36.4
b19	7.01	3.086	18.558	6.66	2.785	0.87	37.1
b20	7.00	3.093	18.349	6.59	2.784	0.86	36.7
b21	7.03	3.067	18.569	6.65	2.791	0.87	37.1
b22	6.98	3.100	18.575	6.64	2.799	0.87	37.1
b23	6.29	3.067	16.778	6.01	2.794	0.88	35.7
b24	6.28	3.033	16.628	5.96	2.790	0.88	35.4
b25	6.30	3.041	16.677	5.96	2.797	0.88	35.5
b26	6.29	3.063	16.752	5.98	2.799	0.88	35.6
b27	6.17	3.081	16.468	5.76	2.861	0.87	35.0
b28	6.15	3.044	16.333	5.86	2.789	0.88	34.8
b29	6.19	3.066	16.494	5.91	2.792	0.88	35.1
b30	6.27	3.077	16.769	6.01	2.791	0.88	35.7
b31	6.36	3.051	16.861	6.06	2.784	0.88	35.9
b32	6.33	3.069	16.879	6.05	2.792	0.88	35.9
b33	6.31	3.068	16.902	6.06	2.789	0.88	36.0
b34	6.12	3.041	16.228	5.79	2.803	0.88	34.5
b35	6.26	3.061	16.721	5.98	2.796	0.88	35.6
b36	6.23	3.099	16.775	5.86	2.861	0.88	35.7
b37	6.19	3.051	16.440	5.90	2.785	0.88	35.0
b38	6.13	3.040	16.051	5.78	2.779	0.87	34.2
b39	6.23	3.086	16.666	5.84	2.855	0.88	35.5
b40	6.44	3.086	16.958	6.10	2.781	0.86	36.1

### TEMPERATURE COEFFICIENTS

Per la stima dei coefficienti termici sono state registrate le curve tramite il metodo dei minimi quadrati a differenti temperature con  $T = [25\ 40\ 50\ 60\ 70] \text{ } ^\circ\text{C}$ . In *tabella 5.17* vengono riportati, per ogni cella, i parametri  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $P_m$ ,  $I_m$ ,  $V_m$ ,  $FF$  e  $\eta$  valutati in corrispondenza di ogni valore di temperatura del vettore  $T$  mentre in *Figura 5.2* si

riportano i risultati sperimentali medi ottenuti per le celle del sottogruppo B e interpolati ai minimi quadrati: il coefficiente termico è dato dalla pendenza della relativa retta interpolante e viene riportato in *tabella 5.17*.

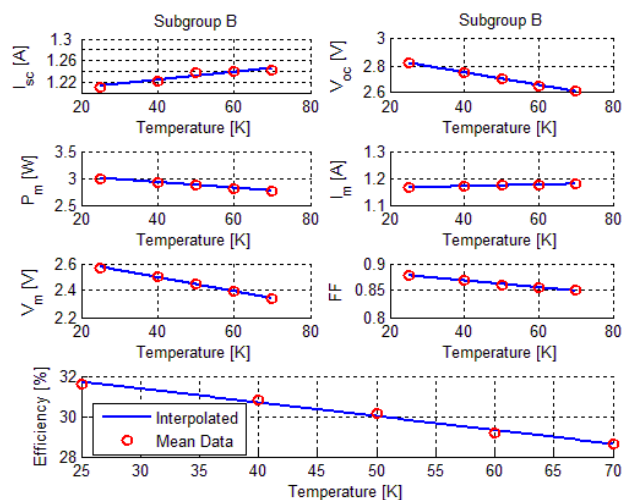


Figura 5.2 - Interpolazione lineare dei dati sperimentali a varie temperature per la stima dei coefficienti termici delle grandezze  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $P_m$ ,  $I_m$ ,  $V_m$ , FF e  $\eta$  per il sottogruppo B.

Si evidenziano in rosso le celle che hanno mostrato la presenza di effetti di *shunt* e che non sono state dunque considerate nella valutazione dei coefficienti termici.

Tabella 5.17 - Coefficienti termici per i parametri  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $P_m$ ,  $I_m$ ,  $V_m$ , FF e  $\eta$  per tutte le celle del sottogruppo B.

Cell s	$\Delta I_{sc}/dT$ [mA/cm <sup>2</sup> /°C]	$\Delta V_{oc}/dT$ [mV/°C]	$\Delta P_m/dT$ [mW/cm <sup>2</sup> /°C]	$\Delta I_m/dT$ [mA/cm <sup>2</sup> /°C]	$\Delta V_m/dT$ [mV/°C]	$\Delta FF/dT$ [1/°C]e-3	$\Delta \eta/dT$ [%/°C]
<b>b1</b>	Cell electrically broken during the test						
<b>b2</b>	Cell electrically broken during the test						
<b>b3</b>	0.6784	-4.0646	-5.1706	0.5254	-5.2209	-0.6518	-0.0672
<b>b4</b>	0.4432	-3.6706	-4.0680	0.8173	-5.0295	-0.3073	-0.0560
<b>b5</b>	0.5929	-4.2507	-4.7886	0.7882	-5.4186	-0.4134	-0.0634
<b>b6</b>	0.9676	-4.1680	-4.4903	1.3329	-6.3476	-0.6282	-0.0597
<b>b7</b>	0.3195	-4.0462	-4.7251	-0.1313	-3.5634	-0.2753	-0.0628
<b>b8</b>	0.7584	-4.1800	-4.8576	0.6398	-5.1625	-0.5542	-0.0641
<b>b9</b>	0.7284	-4.1257	-5.0209	0.7357	-5.4589	-0.5930	-0.0659
<b>b10</b>	0.7878	-4.8623	-4.8315	0.6862	-5.1620	-0.3362	-0.0639
<b>b11</b>	0.5115	-3.9400	-4.1665	0.3648	-4.1612	-0.2908	-0.0569
<b>b12</b>	0.4411	-3.9241	-4.4332	0.5163	-4.5760	-0.3056	-0.0598
<b>b13</b>	0.5927	-4.1620	-4.5204	0.7071	-4.9934	-0.3566	-0.0608
<b>b14</b>	0.6812	-3.9564	-4.1353	0.9375	-5.2923	-0.3821	-0.0568
<b>b15</b>	0.4427	-3.7680	-4.1249	0.0327	-3.4848	-0.2902	-0.0563
<b>b16</b>	0.6722	-4.1551	-7.9775	-1.5164	-3.4639	-1.4397	-0.0947
<b>b17</b>	0.4063	-3.5384	-4.0366	0.6757	-4.6248	-0.3029	-0.0556
<b>b18</b>	0.6033	-3.6937	-4.1684	0.8863	-5.1193	-0.4243	-0.0569

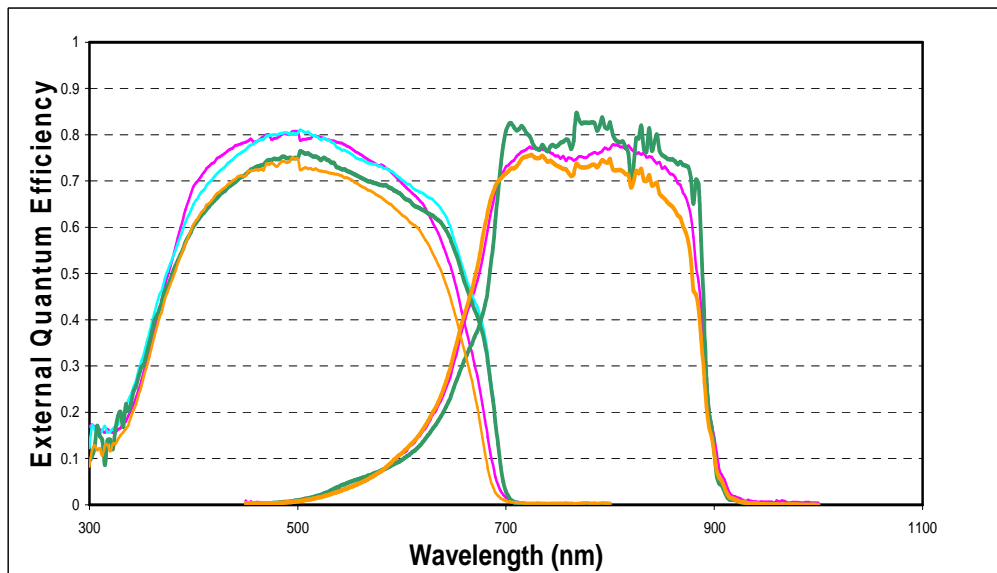
Cell s	$\Delta J_{sc}/dT$ [mA/cm <sup>2</sup> /°C]	$\Delta V_{oc}/dT$ [mV/°C]	$\Delta P_m/dT$ [mW/cm <sup>2</sup> /°C]	$\Delta J_m/dT$ [mA/cm <sup>2</sup> /°C]	$\Delta V_m/dT$ [mV/°C]	$\Delta FF/dT$ [1/°C]e-3	$\Delta \eta/dT$ [%/°C]
b19	0.5816	-3.7716	-3.8986	0.2925	-3.7248	-0.3018	-0.0544
b20	0.4947	-3.7681	-3.7503	0.3224	-3.7150	-0.2184	-0.0528
b21	0.4901	-3.6078	-4.5212	-0.2067	-3.2545	-0.4683	-0.0607
b22	0.5703	-3.8438	-3.8525	0.3684	-3.8635	-0.2649	-0.0540
b23	0.8967	-4.3926	-3.7573	0.4826	-4.4416	-0.4553	-0.0548
b24	0.7747	-3.7607	-3.0474	0.7555	-4.4025	-0.3353	-0.0471
b25	0.6641	-4.2834	-3.9858	0.6616	-4.9919	-0.3797	-0.0572
b26	0.9269	-4.5594	-3.8974	0.8888	-5.4288	-0.4597	-0.0563
b27	0.9161	-5.5665	-4.3549	1.1941	-6.6827	-0.3162	-0.0609
b28	0.9030	-4.5074	-3.3944	0.8093	-4.8859	-0.3351	-0.0505
b29	0.9125	-4.9490	-3.8045	1.0466	-5.7522	-0.3239	-0.0551
b30	0.8789	-4.9550	-4.4125	0.5722	-5.1749	-0.4715	-0.0618
b31	0.8182	-4.1816	-3.8307	0.4790	-4.4698	-0.4669	-0.0556
b32	0.7708	-4.1796	-3.9875	-0.0694	-3.4115	-0.4887	-0.0574
b33	0.9149	-4.3088	-3.6249	0.2929	-3.8478	-0.4376	-0.0536
b34	0.8793	-4.4586	-3.5133	0.9394	-5.3393	-0.3809	-0.0517
b35	0.7874	-3.9338	-3.8207	0.3609	-4.2288	-0.5444	-0.0555
b36	0.8618	-4.8544	-3.9328	0.7521	-5.2681	-0.3541	-0.0567
b37	0.9308	-4.2782	-3.1053	0.4489	-3.8247	-0.3281	-0.0476
b38	0.8448	-4.9094	-3.7007	0.7497	-5.1148	-0.2766	-0.0536
b39	0.9617	-4.1852	-3.6204	1.0204	-5.6133	-0.5465	-0.0532
b40	0.7619	-4.6161	-4.1404	0.1315	-3.9564	-0.3788	-0.0591

	$\Delta J_{sc}/dT$ [mA/cm <sup>2</sup> / °C]	$\Delta V_{oc}/dT$ [mV/°C]	$\Delta P_m/dT$ [mW/cm <sup>2</sup> /°C]	$\Delta J_m/dT$ [mA/cm <sup>2</sup> /°C ]	$\Delta V_m/dT$ [mV/°C]	$\Delta FF/dT$ [1/°C]	$\Delta \eta/dT$ [%/°C]
<b>Average</b>	0.743	-4.222	-4.211	0.609	-4.730	-0.4e-3	-0.057
<b>Stand.D ev.</b>	± 0.21	± 0.45	± 0.44	± 0.37	± 0.83	± 1e-4	± 0.01

### SPECTRAL RESPONSE

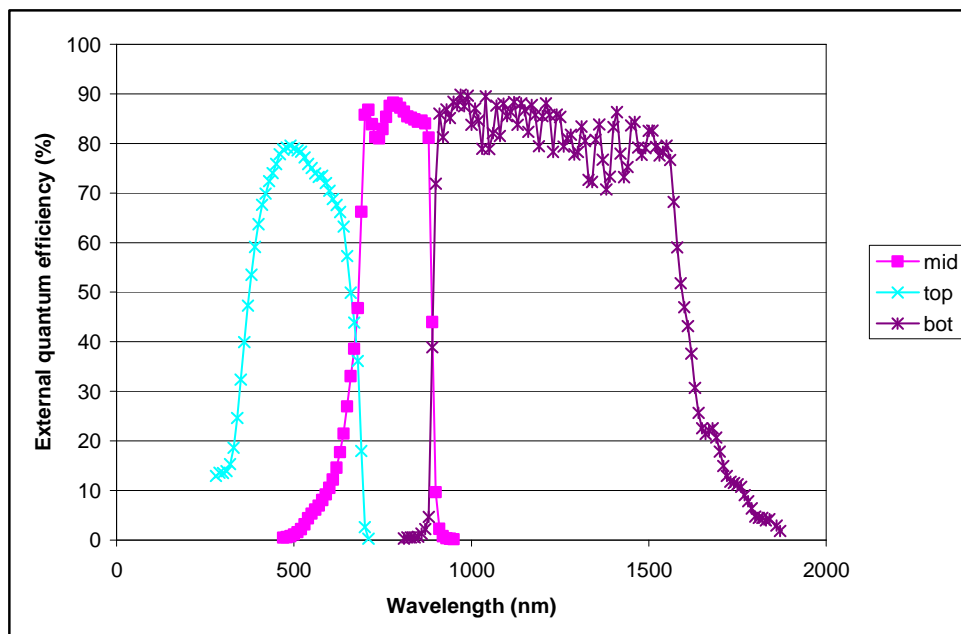
È stata valutata la risposta spettrale della sottocella top in InGaP e della sottocella middle in GaAs. Come già detto nei capitoli precedenti, la misura della risposta spettrale viene eseguita comparando la corrente di cortocircuito della cella da testare con l'uscita di un riferimento spettrale, dalla risposta spettrale nota, all'interno di una adeguata regione di lunghezze d'onda e sotto irraggiamento monocromatico. L'intensità di irraggiamento, a tutte le lunghezze d'onda, deve essere tale da assicurare che la misura sia effettuata nella regione all'interno della quale la corrente di cortocircuito di risposta

della cella sia lineare con l'irraggiamento. In *Figura 5.8* viene riportato l'andamento dell'efficienza quantica per cinque sottocelle top e relative sottocelle middle in funzione di  $\lambda$ . Le misure sono state effettuate all'Università Bicocca di Milano.



**Figura 5.3** - Calcolo dell'efficienza quantica per le sottocelle *top* e *middle* di ogni singola cella in funzione della lunghezza d'onda  $\lambda$ .

La misura completa di risposta spettrale, inclusa anche la curva per la giunzione bottom, è stata invece effettuata al Fraunhofer Institute e viene mostrata di seguito:



**Figura 5.4** - Top (InGaP), Middle (InGaAs) e Bottom (Ge).

## CELL REVERSE

Le celle sono state testate per verificare la loro capacità di sopportare polarizzazioni inverse. Sono state sottoposte, in condizione di buio a 25 °C, ad una polarizzazione inversa  $V_{rev}$  pari a 2.5 V per una durata del test pari a 1 secondo. In *tabella 5.18* sono valutate le variazioni dei parametri elettrici in seguito al test.

**Tabella 5.18** – Variazione dei parametri elettrici a 90 soli AM1.5D di illuminazione equivalente dopo il test di polarizzazione inversa.

Cell ID	$\Delta I_{sc}$ %	$\Delta V_{oc}$ %	$\Delta P_m$ %	$\Delta I_m$ %	$\Delta V_m$ %	$\Delta FF$ %
<b>b17</b>	-3.06	1.63	-0.39	0.12	-0.51	1.09
<b>b18</b>	-2.26	0.84	-0.44	-0.82	0.39	1.02
<b>b19</b>	-0.58	0.58	-0.67	-1.13	0.47	-0.66
<b>b20</b>	-0.94	0.98	0.00	-2.75	2.83	-0.05
<b>b21</b>	-1.01	0.98	-0.19	-2.69	2.58	-0.15
<b>b23</b>	-2.76	0.45	-3.27	-5.68	2.57	-0.97
<b>b24</b>	-3.30	1.45	-2.38	-4.86	2.61	-0.50
<b>b25</b>	-3.78	0.78	-2.79	-2.88	0.09	0.26
<b>b27</b>	-2.75	0.21	-2.48	-2.51	0.03	0.07
<b>b28</b>	-3.14	0.56	-3.00	-5.33	2.47	-0.41
<b>b31</b>	-2.78	1.04	-1.68	-2.03	0.36	0.09
<b>b32</b>	-2.71	0.52	-1.87	-4.37	2.60	0.34
<b>b33</b>	-2.07	-0.04	-2.37	-2.56	0.19	-0.26
<b>b34</b>	-2.83	0.43	-2.88	-4.93	2.16	-0.48
<b>b35</b>	-2.81	0.09	-2.63	-2.31	-0.33	0.10
<b>b36</b>	-2.17	0.29	-1.79	-2.08	0.29	0.10
<b>b37</b>	-2.34	0.12	-1.53	-1.96	0.44	0.71
<b>b38</b>	-2.06	0.67	-2.32	-5.09	2.91	-0.92
<b>b39</b>	-2.26	0.48	-1.41	-1.78	0.37	0.38
<b>b40</b>	-3.04	-0.21	-2.36	-2.63	0.27	0.91

## FORWARD DARK CURRENT

Per questo test sono state utilizzate celle di area  $2.05 \times 2.05 \text{ mm}^2$ , partendo sempre dalla stessa struttura a tripla giunzione precedentemente descritta. L'area attiva della cella, in questo caso, è di  $2.63 \text{ mm}^2$ . Un set di 20 ricevitori solari è stato preparato dal Centro Ricerche Plast-optica S.p.A. seguendo la procedura.

I ricevitori solari sono stati assemblati tramite la tecnologia Chip on Board. I test di vita accelerati sono stati eseguiti in una camera climatica tenendo i ricevitori a 140 °C.

Le celle solari sono state polarizzate direttamente durante il test e la corrente di cortocircuito nominale è stata iniettata nella giunzione. Prima e dopo il test accelerato, i parametri elettrici sono stati osservati sotto un simulatore solare ad 1 sole.

La variazione, in termini percentuali, della tensione di circuito aperto di ogni ricevitore, rispetto al valore iniziale è riportato in figura seguente.

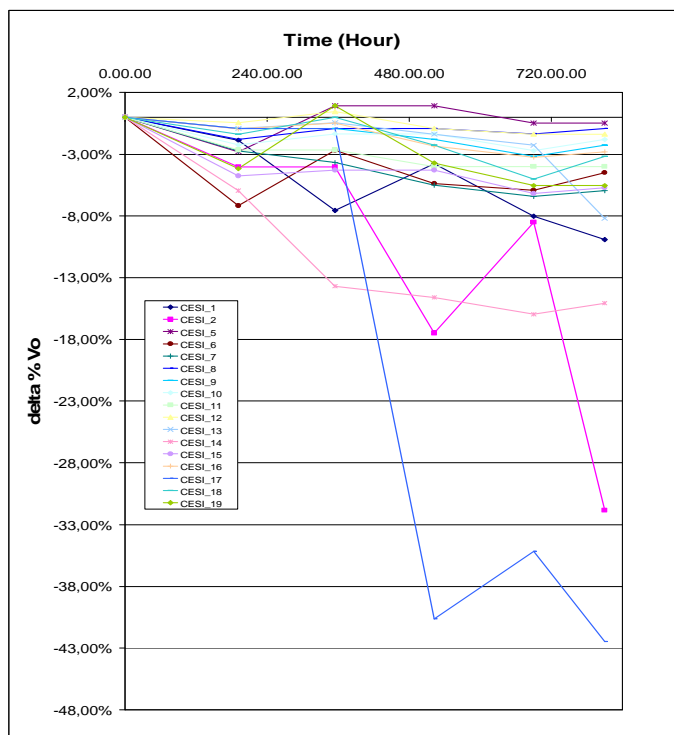


Figura 5.5 – Variazione della tensione di circuito aperto nel tempo.

Si può notare dalla figura che, dopo 792 ore, 17 ricevitori su 20 presentano una diminuzione percentuale della tensione a circuito aperto tra il 2% e il 10%. Solo 3 ricevitori mostrano un degrado maggiore.

### ESD DAMAGE THRESHOLD

Questo test è stato svolto per la prima volta nei laboratori CESI parallelamente alla qualifica fino ad ora descritta.

Sono state scelte 32 celle solari CESI da un lotto esistente, sono state divise in 4 gruppi da 5 celle e in 4 gruppi da 3 celle, ed è stata effettuata la prova, come indicato da norma CEI EN 61000-4-2.

La prima prova è stata fatta con scarica iniziale di 500V. La cella, posta su un piano isolante semi-rigido, è sottoposta a 10 scariche ESD (5 positive, 5 negative) tramite un generatore, munito di un elettrodo appuntito, a contatto con il bordo della cella stessa. I risultati vengono mostrati nella tabella seguente, dopo una misura elettrica ad 1 sole.



Tabella 5.19 - Risultati della prova di ESD a 500V a contatto. In rosso le celle che risultano danneggiate.

	<i>Isc[A]</i>	<i>Voc[V]</i>	<i>MPP[W]</i>	<i>I@MPP[A]</i>	<i>V@MPP[V]</i>	<i>FF[%]</i>	<i>Eff.[%]</i>
<b>MISURE DOPO PROVA</b>							
<b>R3190_1</b>	<b>0.020</b>	<b>2.336</b>	<b>0.025</b>	<b>0.013</b>	<b>1.982</b>	<b>0.550</b>	<b>18.483</b>
R3190_3	0.019	2.422	0.036	0.017	2.131	0.809	26.814
<b>R3190_6</b>	<b>0.019</b>	<b>2.200</b>	<b>0.016</b>	<b>0.010</b>	<b>1.609</b>	<b>0.373</b>	<b>11.784</b>
<b>R3190_7</b>	<b>0.019</b>	<b>2.425</b>	<b>0.036</b>	<b>0.017</b>	<b>2.131</b>	<b>0.795</b>	<b>26.406</b>
R3190_8	0.019	2.430	0.038	0.018	2.134	0.849	28.145
<b>MISURE AD INIZIO VITA</b>							
R3190_1	0.018	2.403	0.036	0.017	2.131	0.844	26.889
R3190_3	0.018	2.425	0.038	0.018	2.130	0.849	27.778
R3190_6	0.018	2.440	0.038	0.018	2.132	0.842	27.905
R3190_7	0.019	2.446	0.038	0.018	2.130	0.835	28.166
R3190_8	0.019	2.423	0.038	0.018	2.131	0.837	27.775

Le misure ad 1 sole risultano non attendibili in quanto la degradazione della cella sembra essere meccanica, cioè dovuta alla pressione esercitata dal generatore sul bordo.

Il piano isolante semi-rigido peggiora ulteriormente la misura in quanto non offre un sostegno adeguato per la cella.

La prova è stata quindi rieseguita nello stesso modo ma con la cella posta su un piano isolante rigido.

Tabella 5.20 - Risultati della prova di ESD a 500V a contatto. In rosso le celle che risultano lievemente danneggiate.

	<i>Isc[A]</i>	<i>Voc[V]</i>	<i>MPP[W]</i>	<i>I@MPP[A]</i>	<i>V@MPP[A]</i>	<i>FF[%]</i>	<i>Eff.[%]</i>
<b>MISURE AD INIZIO VITA</b>							
R3190_14	0.018	2.422	0.037	0.018	2.132	0.846	27.574
R3190_15	0.018	2.419	0.037	0.017	2.131	0.841	27.305
R3190_16	0.018	2.369	0.036	0.017	2.081	0.841	26.374
R3190_17	0.018	2.391	0.037	0.017	2.105	0.844	27.043
R3190_18	0.018	2.390	0.037	0.017	2.131	0.842	27.037
<b>MISURE DOPO PROVA</b>							
<b>R3190_14</b>	<b>0.019</b>	<b>2.359</b>	<b>0.031</b>	<b>0.016</b>	<b>1.983</b>	<b>0.676</b>	<b>22.773</b>
R3190_15	0.018	2.402	0.035	0.017	2.056	0.805	25.805
R3190_16	0.018	2.373	0.035	0.017	2.056	0.836	26.128
R3190_17	0.018	2.402	0.036	0.017	2.129	0.836	26.921
<b>R3190_18</b>	<b>0.018</b>	<b>2.282</b>	<b>0.033</b>	<b>0.017</b>	<b>1.905</b>	<b>0.790</b>	<b>24.087</b>

Le misure ad 1 sole risultano ugualmente non attendibili sempre a causa della degradazione meccanica, ma è stato almeno “risolto” l’errore di misura dovuto al piano semi-rigido.

Come da specifica viene poi effettuata la prova con la cella posta su piano di massa sempre sottoposta a scariche ESD (5 positive, 5 negative) tramite il generatore a contatto, ma questa volta nel centro della cella.

Tabella 5.21 - Risultati della prova di ESD a 500V a contatto nel centro. In rosso le celle che risultano lievemente danneggiate.

	<i>Isc[A]</i>	<i>Voc[V]</i>	<i>MPP[W]</i>	<i>I@MPP[A]</i>	<i>V@MPP[V]</i>	<i>FF[%]</i>	<i>Eff.[%]</i>
<b>MISURE AD INIZIO VITA</b>							
R3190_9	0.018	2.401	0.037	0.017	2.131	0.830	27.225
R3190_10	0.018	2.386	0.035	0.017	2.132	0.812	26.036
R3190_11	0.018	2.392	0.037	0.017	2.105	0.844	27.121
R3190_12	0.018	2.408	0.037	0.017	2.131	0.842	27.326
R3190_13	0.018	2.401	0.036	0.017	2.131	0.824	26.856
<b>MISURE DOPO PROVA</b>							
R3190_9	0.019	2.409	0.037	0.017	2.131	0.824	27.179
R3190_10	0.018	2.381	0.036	0.017	2.056	0.820	26.251
R3190_11	0.019	2.398	0.036	0.017	2.131	0.803	26.344
R3190_12	0.018	2.411	0.036	0.017	2.131	0.836	26.885
<b>R3190_13</b>	<b>0.019</b>	<b>2.100</b>	<b>0.017</b>	<b>0.014</b>	<b>1.227</b>	<b>0.420</b>	<b>12.659</b>

Questa misura ad 1 sole è risultata essere la più attendibile.

Dopo queste prime tre prove si è convenuti sul fatto che la degradazione delle celle fosse esclusivamente meccanica, dovuta alla misura, e non elettrica causata dalla scarica.

Si è così deciso di procedere col test, ma cambiando le condizioni di misura:

La cella solare è stata così tenuta sul piano di massa e sottoposta a scariche ESD di tensione crescente, da 1kV fino a 10kV, ma con generatore munito di elettrodo arrotondato per scariche in aria.

La cella non è più a contatto con il generatore.

Tabella 5.22 - Risultati della prova di ESD a 1kV in aria. In rosso le celle che risultano lievemente danneggiate.

	<i>Isc[A]</i>	<i>Voc[V]</i>	<i>MPP[W]</i>	<i>I@MPP[A]</i>	<i>V@MPP[V]</i>	<i>FF[%]</i>	<i>Eff.[%]</i>
<b>MISURE AD INIZIO VITA</b>							
R3190_19	0.018	2.402	0.036	0.017	2.131	0.840	26.885
R3190_20	0.018	2.413	0.037	0.017	2.131	0.846	27.023
R3190_21	0.018	2.450	0.038	0.018	2.157	0.850	27.944
R3192_22	0.018	2.430	0.037	0.018	2.132	0.845	27.597
R3190_23	0.019	2.448	0.039	0.018	2.132	0.846	28.472
<b>MISURE DOPO PROVA</b>							

R3190_19	0.018	2.412	0.036	0.017	2.130	0.830	26.581
R3190_20	0.018	2.419	0.036	0.017	2.129	0.829	26.714
R3190_21	0.018	2.450	0.038	0.018	2.131	0.836	27.823
R3192_22	0.018	2.431	0.037	0.017	2.133	0.834	27.434
R3190_23	0.019	2.445	0.038	0.018	2.133	0.814	27.711

Tabella 5.23 - Risultati della prova di ESD a 2kV in aria. In rosso le celle che risultano lievemente danneggiate

<b>MISURE AD INIZIO VITA</b>							
Cell no.	Isc[A]	Voc[V]	MPP[W]	I@MPP[A]	V@MPP[V]	FF[%]	Eff.[%]
R3190_40	0.0182	2.4565	0.0375	0.017	2.2067	0.8371	27.6939
R3190_42	0.0188	2.4388	0.0384	0.018	2.1321	0.8398	28.3951
R3190_43	0.0182	2.4134	0.0368	0.0173	2.1278	0.8352	27.1804
<b>MISURE DOPO PROVA</b>							
Cell no.	Isc[A]	Voc[V]	MPP[W]	I@MPP[A]	V@MPP[V]	FF[%]	Eff.[%]
R3190_40	0.018	2.4516	0.0363	0.017	2.1306	0.82	26.794
R3190_42	0.0185	2.4381	0.0378	0.0177	2.1309	0.8369	27.95
R3190_43	0.0184	2.3925	0.0328	0.0159	2.0576	0.7447	24.2445

Tabella 5.24 - Risultati della prova di ESD a 3kV in aria. In rosso le celle che risultano lievemente danneggiate

<b>MISURE AD INIZIO VITA</b>							
Cell no.	Isc[A]	Voc[V]	MPP[W]	I@MPP[A]	V@MPP[V]	FF[%]	Eff.[%]
R3190_44	0.0182	2.4328	0.037	0.0174	2.129	0.8357	27.3138
R3190_45	0.0181	2.433	0.0372	0.0174	2.1318	0.8448	27.4772
R3190_46	0.0182	2.4474	0.0377	0.0171	2.2062	0.8456	27.8372
<b>MISURE DOPO PROVA</b>							
Cell no.	Isc[A]	Voc[V]	MPP[W]	I@MPP[A]	V@MPP[V]	FF[%]	Eff.[%]
R3190_44	0.0181	2.4274	0.0362	0.017	2.13	0.8258	26.786
<b>R3190_45</b>	<b>0.0191</b>	<b>2.4169</b>	<b>0.0283</b>	<b>0.0138</b>	<b>2.0589</b>	<b>0.6147</b>	<b>20.9253</b>
<b>R3190_46</b>	<b>0.0181</b>	<b>2.4253</b>	<b>0.0318</b>	<b>0.0149</b>	<b>2.1302</b>	<b>0.7239</b>	<b>23.4981</b>

Tabella 5.25 - Risultati della prova di ESD a 5kV e a 10kV in aria. In rosso le celle che risultano lievemente danneggiate, in grigio le celle che risultano totalmente compromesse

5kV	Isc[A]	Voc[V]	MPP[W]	I@MPP[A]	V@MPP[V]	FF[%]	Eff.[%]
<b>R3190_24</b>	<b>0.019</b>	<b>2.423</b>	<b>0.030</b>	<b>0.015</b>	<b>2.055</b>	<b>0.647</b>	<b>22.306</b>
<b>R3190_25</b>							
<b>R3190_27</b>	<b>0.020</b>	<b>2.299</b>	<b>0.022</b>	<b>0.015</b>	<b>1.531</b>	<b>0.496</b>	<b>16.422</b>
10kV	Isc[A]	Voc[V]	MPP[W]	I@MPP[A]	V@MPP[V]	FF[%]	Eff.[%]
R3190_28							
R3190_29	0.020	0.680	0.009	0.016	0.554	0.675	6.604
R3190_30	0.020	0.934	0.016	0.017	0.930	0.823	11.573

La serie di misure a 1 sole mostra che la degradazione della cella aumenta con l'aumentare della tensione di scarica. Il limite di tensione applicabile è stimato intorno ai 3kV.

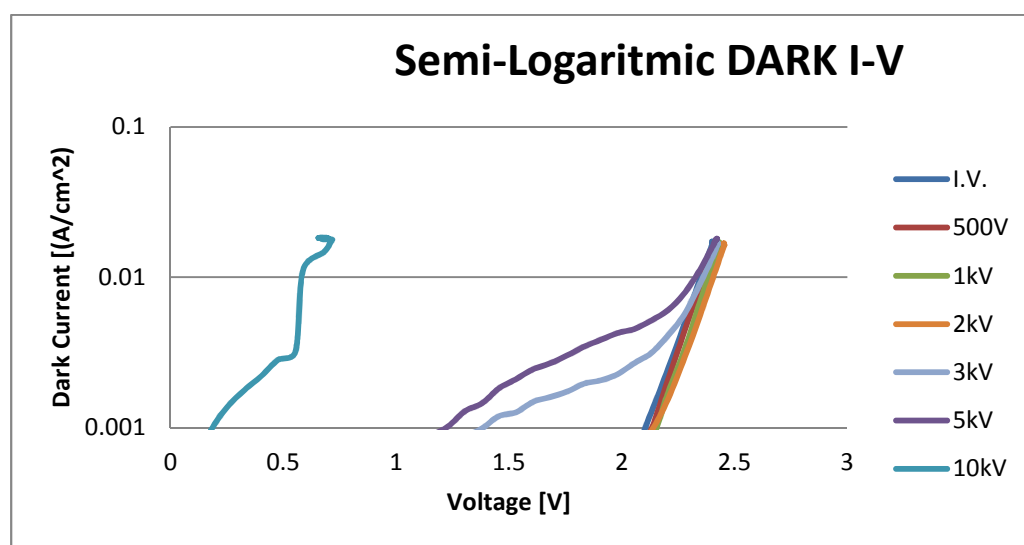
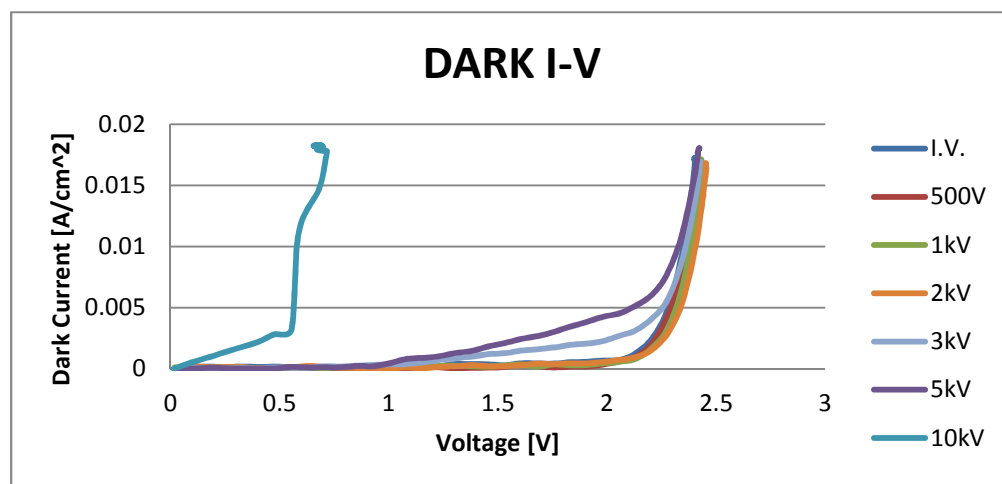


Figura 5.6 – Curva di buio I-V e curva di buio I-V in scala semilogaritmica. I grafici mostrano molto bene come la degradazione della caratteristica avviene quando si applica una scarica tra i 2V e i 3V

## GRUPPO 0(EOL performances)

### VISUAL INSPECTION

La prova di *Visual Inspection* è stata eseguita andando a verificare e registrare per tutti i campioni selezionati l'eventuale manifestazione di difetti visivi, la cui sola presenza sulla

cella, in alcuni casi, o la concentrazione al di sopra di limiti definiti, nella maggior parte degli altri, potrebbe determinare il non superamento della prova stessa. Tutti i campioni hanno raggiunto i requisiti richiesti dalla specifica

### *DIMENSION AND WEIGHT*

Si riportano in *tabella 5.26* i risultati delle prove dimensionali condotte sulle celle del sottogruppo O. Tali risultati sono in accordo a quanto già precedentemente esposto relativamente ai sottogruppi A e B.

**Tabella 5.26** - Risultati della prova di Dimensions and Weight per il sottogruppo O.

Cells	Dimensions [mm]	Weight [g]	Thickness [mm]	Cells	Dimensions [mm]	Weight [g]	Thickness [mm]
o1	ok	0.086	0.174	o11	ok	0.094	0.180
o2	ok	0.088	0.178	o12	ok	0.092	0.180
o3	ok	0.088	0.173	o13	ok	0.095	0.172
o4	ok	0.090	0.180	o14	ok	0.091	0.170
o5	ok	0.089	0.174	o15	ok	0.091	0.171
o6	ok	0.090	0.174	o16	ok	0.089	0.177
o7	ok	0.093	0.179	o17	ok	0.092	0.173
o8	ok	0.091	0.173	o18	ok	0.091	0.177
o9	ok	0.091	0.175	o19	ok	0.090	0.173
o10	ok	0.092	0.175	o20	ok	0.092	0.175

Il peso medio è di 0.91g.

### *ELECTRICAL PERFORMANCE CPV*

In *tabella 5.27* vengono riportate le misure dei parametri elettrici ad inizio vita ottenute per ogni cella del sottogruppo O ad un rateo di concentrazione pari a 500 soli. I risultati sono in pieno accordo con quanto già ottenuto in precedenza per i sottogruppi A e B. Come sempre tali misure verranno utilizzate nel seguito come riferimento, quando sarà necessario mettere in evidenza eventuali degradazioni causate dall'applicazione delle altre prove.

**Tabella 5.27** - Risultati della prova di Electrical Performance CPV per il sottogruppo O.

Cell ID	Isc (A)	Voc (V)	Pm (W)	I <sub>max</sub> (A)	V <sub>max</sub> (V)	FF	EFF(%)
<b>o1</b>	6.72	3.00	17.33	6.37	2.72	0.86	34.66
<b>o2</b>	6.59	2.98	16.55	6.13	2.70	0.84	33.10
<b>o3</b>	6.77	3.03	17.43	6.45	2.70	0.85	34.87
<b>o4</b>	6.38	2.96	15.94	5.86	2.72	0.84	31.88

Cell ID	Isc (A)	Voc (V)	Pm (W)	I <sub>max</sub> (A)	V <sub>max</sub> (V)	FF	EFF(%).
o5	6.80	3.02	17.61	6.27	2.81	0.86	35.21
o6	6.96	3.06	18.35	6.62	2.77	0.86	36.69
o7	6.76	3.01	17.81	6.37	2.79	0.87	35.62
o8	6.87	3.08	18.42	6.56	2.81	0.87	36.83
o9	6.82	2.99	17.45	6.45	2.71	0.86	34.90
o10	6.79	3.05	18.02	6.40	2.81	0.87	36.05
o11	6.93	3.09	18.52	6.57	2.82	0.87	37.04
o12	6.95	3.07	18.37	6.58	2.79	0.86	36.74
o13	6.93	3.10	18.56	6.62	2.80	0.86	37.11
o14	6.85	3.08	18.24	6.51	2.80	0.86	36.47
o15	6.94	3.09	17.11	5.99	2.86	0.80	34.22
o16	6.71	3.04	17.80	6.36	2.80	0.87	35.60
o17	6.76	3.06	17.96	6.42	2.80	0.87	35.92
o18	6.80	3.08	18.15	6.45	2.82	0.87	36.31
o19	6.85	3.08	18.02	6.44	2.80	0.85	36.03
o20	6.70	3.05	17.78	6.34	2.80	0.87	35.56

## HUMIDITY & TEMPERATURE

Le variazioni dei parametri elettrici prima e dopo il test sono riportate in tabella seguente. Le misure sono state effettuate a 90 SC AM1.5 di illuminazione equivalente.

Tabella 5.28 – Variazioni dei parametri elettrici delle celle a causa del test.

	$\Delta I_{sc}$ (A)	$\Delta V_{oc}$ (V)	$\Delta P_m$ (W)	$\Delta I_{max}$ (A)	$\Delta V_{max}$ (V)	$\Delta FF$ (%)
o1	Cell mechanically broken					
o2	Cell mechanically broken					
o3	-2.42	0.48	-0.17	-3.60	3.57	1.84
o4	-0.64	0.12	0.83	0.13	0.66	1.34
o5	-1.39	0.58	0.70	0.59	0.10	1.49
o6	-1.71	1.06	-0.36	-1.92	1.61	0.38
o7	-1.43	1.50	-0.45	-0.87	0.45	-0.50
o8	-0.24	0.59	-0.42	-0.65	0.22	-0.69
o9	-1.28	1.23	0.30	-0.63	0.94	0.33
o10	-0.56	0.13	-1.25	-1.01	-0.22	-0.79
o11	-0.59	0.55	-0.41	-0.27	-0.16	-0.40
o12	-0.82	0.78	0.23	-0.47	0.69	0.24
o13	-1.36	0.48	-1.12	-1.38	0.29	-0.18
o14	-0.73	0.24	-0.63	-0.96	0.29	-0.19
o15	Cell mechanically broken					
o16	-0.45	0.59	-0.07	-0.36	0.34	-0.20
o17	-0.48	0.50	-0.31	-0.84	0.58	-0.27
o18	-0.41	0.12	-0.57	-0.42	-0.18	-0.34
o19	-1.52	-0.07	-0.13	-0.70	0.58	1.44
o20	-1.07	-0.55	-1.43	-1.47	0.07	0.17
Average	<b>-1.01</b>	<b>0.49</b>	<b>-0.31</b>	<b>-0.87</b>	<b>0.58</b>	<b>0.22</b>

## THERMAL CYCLING

È stato ripetuto il medesimo test condotto precedentemente sulle celle del sottogruppo A. Il degrado dei parametri elettrici delle celle a seguito del test è mostrato in *tabella 5.29*. Tutte le celle raggiungono le specifiche. Il valore medio di degrado della potenza massima è di 1.3%.

**Tabella 5.29** - Risultati della prova di Electrical Performance CPV a 72 soli per il sottogruppo O a seguito della prova di Thermal Cycling.

CELL ID	$\Delta I_{sc}$ (A)	$\Delta V_{oc}$ (V)	$\Delta P_m$ (W)	$\Delta I_{max}$ (A)	$\Delta V_{max}$ (V)	$\Delta FF$ (%)
<b>o3</b>	-2.29	0.35	-0.41	-1.72	1.33	1.56
<b>o4</b>	-2.01	1.54	0.11	-2.12	2.27	0.62
<b>o5</b>	-3.17	1.85	0.83	0.61	0.22	2.24
<b>o6</b>	-3.01	1.54	-0.52	-2.49	2.02	1.02
<b>o7</b>	-2.27	1.60	-0.94	-1.76	0.84	-0.24
<b>o8</b>	-2.49	1.15	-1.41	-1.86	0.45	-0.03
<b>o9</b>	-3.77	1.35	-1.22	-2.17	0.97	1.29
<b>o10</b>	-2.24	1.56	-0.58	-0.37	-0.21	0.14
<b>o11</b>	-3.39	1.47	-1.44	-3.62	2.27	0.53
<b>o12</b>	-2.95	1.63	-0.64	-1.45	0.83	0.73
<b>o13</b>	-2.98	1.17	-1.50	-2.11	0.64	0.35
<b>o14</b>	-2.01	-0.24	-1.83	-1.98	0.15	0.43
<b>o16</b>	-2.08	0.51	-1.90	-2.20	0.30	-0.33
<b>o17</b>	-2.84	0.24	-2.78	-2.94	0.18	-0.18
<b>o18</b>	-2.37	0.11	-1.82	-1.57	-0.24	0.46
<b>o19</b>	-2.80	-0.90	-2.45	-2.49	0.04	1.27
<b>o20</b>	-2.63	0.09	-3.25	-3.22	-0.04	-0.72
<b>Average</b>	<b>-2.67</b>	<b>0.88</b>	<b>-1.28</b>	<b>-1.97</b>	<b>0.71</b>	<b>0.54</b>

## COATING ADHERENCE

Tale test ha lo scopo di dimostrare la stabilità a sollecitazioni taglienti dei contatti e dello strato di materiale anti-riflettente depositato sulla superficie frontale della cella.

La normativa di riferimento prevede l'applicazione di una forza di adesione pari a 670 g/cm con una tolleranza del 10%, esercitata tramite l'ausilio di un apposito materiale adesivo applicato al *coating* e successivamente rimosso. A seguito dell'applicazione del carico su metà dei campioni del sottogruppo O (o1, o2, o6, o7, o10, o12, o13, o15, o18 e o19), non sono state riscontrate al microscopio delaminazioni visibili né sui contatti, né sul rivestimento anti-riflettente della cella. La prova ha dunque avuto esito positivo.

## 5.4 Analisi dei risultati

Analizzando i risultati ottenuti a seguito delle prove sopra esposte per i tre sottogruppi A, B ed O in relazione a requisiti preventivamente definiti dalle normative o richiesti dagli acquirenti, è possibile affermare che la qualifica delle celle ha avuto esito totalmente positivo. I principali requisiti che definiscono il passaggio o il fallimento della prova e che devono essere tassativamente rispettati per non inficiare il processo di qualifica sono riportati nel seguito in tabella 5.30 nella colonna Requirements, mentre nella colonna Experimental Data vengono riassunti i valori dei parametri di riferimento ottenuti a seguito delle prove. Dal confronto dei valori relativi è possibile desumere il pieno rispetto delle specifiche.

**Tabella 5.30** - Requisiti da rispettare per ogni singola prova (Requirements) e risultati ottenuti sperimentalmente (Experimental Data).

<b>Subgroup A</b>		
<b>Test</b>	<b>Requirements</b>	<b>Experimental Data</b>
Visual Inspection	See AD1	No major defects
Dimensions and Weight	See AD1	ok
Electrical Performance	See AD1	ok
Humidity & Temperature 2	$\Delta P_m < 5\%$	$\Delta P_m = 0.301\%$
Contact Uniformity	$s = (4 \div 10) \mu m$	$s = 4.57 \mu m$
Surface Finish	$R_z \leq 3 \mu m$ (front contact) $R_z \leq 4.5 \mu m$ (back contact)	$R_z = 0.1045 \mu m$ (front contact) $R_z = 0.1130 \mu m$ (back contact)
Thermal cycling	$\Delta P_m < 5\%$	$\Delta P_m = 0.338\%$
<b>Subgroup B</b>		
<b>Test</b>	<b>Requirements</b>	<b>Experimental Data</b>
Visual Inspection	See AD1	No major defects
Dimensions and Weight	See AD1	ok
Electrical Performance	See AD1	ok
Temperature Coefficients	Only Test	-
Spectral Response	Only Test	-
Cell reverse	$\Delta P_m < 5\%$	$\Delta P_m = 4\%$
<b>Subgroup O</b>		
<b>Test</b>	<b>Requirements</b>	<b>Experimental Data</b>
Visual Inspection	See AD1	No major defects
Dimensions and Weight	See AD1	ok
Electrical Performance	See AD1	ok
Humidity & Temperature 1	$\Delta P_m < 5\%$	$\Delta P_m = 0.316\%$
Thermal cycling	$\Delta P_m < 5\%$	$\Delta P_m = 1.3\%$
Coating Adherence	Arc voids area < 3% of active area	No visible delamination on contacts or ARC voids



## CONCLUSIONI

Per concludere si vuole dare uno sguardo sui possibili incrementi e sviluppi previsti nel prossimo futuro per le celle fotovoltaiche in sistemi ad elevata concentrazione (HCPV). Come già detto ampiamente, la tecnologia fotovoltaica attualmente più efficiente per la generazione di energia elettrica consiste nell'utilizzo di celle solari realizzate con materiali semiconduttori del gruppo III-V.

Come è possibile vedere in *Figura 5.7*, odiernamente, al CESI, sono state raggiunte efficienze intorno al 40% per la concentrazione e intorno al 30% per le celle spazio. Sempre dalla *Figura 5.7* si può notare come puntando sulla la tecnologia della cella solare a quadrupla giunzione, presentata solamente in maniera superficiale in questo lavoro di tesi, in pochi anni si possano raggiungere efficienze decisamente migliori.

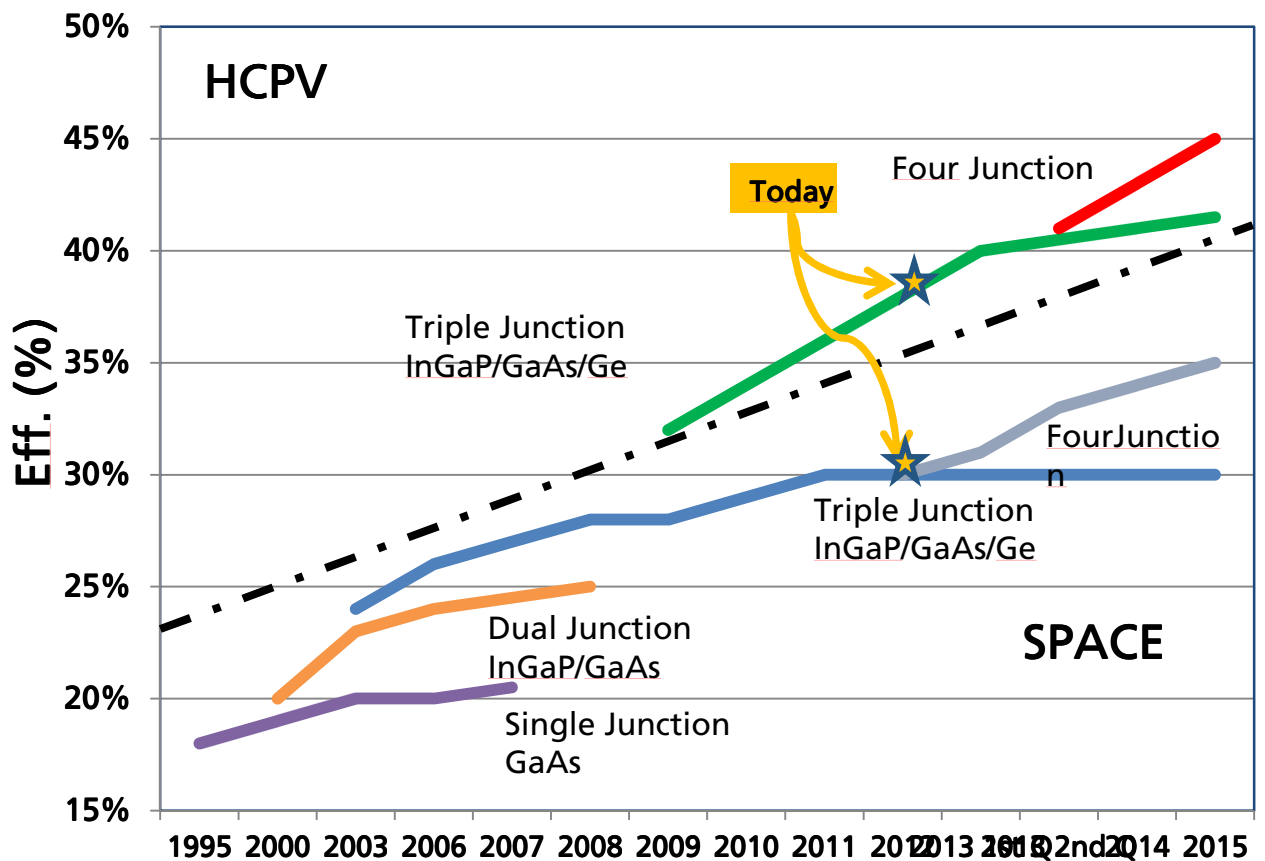


Figura 5.7 – Roadmap del CESI per le celle terrestri in concentrazione e per le celle spazio.

I sistemi HCPV possono dunque giocare un ruolo molto importante nella generazione di energia sostenibile nel prossimo futuro, a maggior ragione se saranno in grado di incrementare notevolmente l'efficienza di conversione delle celle in essi alloggiati.

Ma qual è il limite teorico di efficienza per una cella solare?

Tale limite venne indagato per la prima volta da Shockley e Queisser nel 1961 per una cella solare a singola giunzione p-n all'interno di un modello basato sulle seguenti ipotesi: l'assorbimento di un fotone produce una e una sola coppia elettrone-lacuna, solo i fotoni con energia  $h\nu > E_g$  sono assorbiti, la ricombinazione radiativa è l'unico meccanismo di ricombinazione presente e la separazione fra i livelli di Fermi è costante all'interno della cella.

Senza entrare nel dettaglio del modello, è possibile dimostrare che l'efficienza limite di conversione della radiazione solare in energia elettrica per una cella a singola giunzione p-n illuminata sotto un spettro AM1.5D ad un sole è stimata:

$$\eta_Q = \frac{\int_{\nu_0}^{\infty} \frac{2\pi n^2 \nu^2}{c^2} \left\{ \left( \frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \left[ e^{\frac{h\nu}{kT_S}} - 1 \right]^{-1} + \left[ e^{\frac{h\nu}{kT_S}} - 1 \right]^{-1} \left( 1 - \left( \frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \right) - \left[ e^{\frac{h\nu - \mu}{kT_Q}} - 1 \right]^{-1} \right\} h\nu d\nu}{\int_0^{\infty} \frac{2\pi n^2 \nu^2}{c^2} \left( \frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \left[ e^{\frac{h\nu}{kT_S}} - 1 \right]^{-1} h\nu d\nu}$$

$\eta_{Q, \text{max}} \cong 32\%$

Tali limite può essere superato tramite l'utilizzo di celle a multi-giunzione ottimizzando il bandgap di ogni singola sottocella. Portando al limite il ragionamento, vale a dire ipotizzando una cella caratterizzata da un numero infinito di giunzioni sottoposta ad un rateo di concentrazione pari ad un sole, l'equazione seguente definisce un limite teorico di efficienza pari a circa il 68%.

$$\eta_Q(\infty) = \frac{\int_0^{\infty} \frac{2\pi n^2 \nu^2}{c^2} \left\{ \left( \frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \left[ e^{\frac{h\nu}{kT_s}} - 1 \right]^{-1} + \left[ e^{\frac{h\nu}{kT_A}} - 1 \right]^{-1} \left( 1 - \left( \frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \right) - \left[ e^{\frac{h\nu - \mu(\nu)}{kT_Q}} - 1 \right]^{-1} \right\} \mu(\nu) d\nu}{\int_0^{\infty} \frac{2\pi n^2 \nu^2}{c^2} \left( \frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \left[ e^{\frac{h\nu}{kT_s}} - 1 \right]^{-1} h\nu d\nu}$$

La concentrazione gioca dunque un ruolo determinante. Riprendendo l'equazione precedente per una cella ad infinite giunzioni ma sottoposta ad un rateo di concentrazione pari a 46000 soli, è possibile dimostrare come l'efficienza di conversione raggiunga il suo valore limite pari all'87%.

## **BIBLIOGRAFIA**

### **Testi:**

**Luciano Gandolfi, Giordano Zanetti (1983), Teconlogie dei COMPONENTI ELETTRONICI AL SILICIO.** Hoepli, Milano.

**Harold J.Hovel (1975), Semiconductors and semimetals. Volume II. Solar Cells.** Thomas J.Watson Research Center, IBM Corporation, Yorktown Heights, New York.

**Nelson J (2006), The Physics of Solar Cells.** Imperial College Press, UK.

**Boer K.J. (1992), Survey of Semiconductors physics-Volume II-Barrier, Junctions, Surfaces and Devices.** Van Nostrand Reinhold, New York.

**Sze S.M. (1981), Physics of Semiconductors Devices.** Wiley&Sons, Second Edition.

**N.W.Ashcroft, N.D. Mermin (1976), Solid State Physics.** Cornell University.

**W. Shockley, H.J. Queisser (1961), Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells.** J. Appl. Phys. 32, 510

### **Articoli:**

**Nick Bosco, Cassi Sweet, Timothy J. Silverman and Sarah Kurtz, CPV Cell Infant Mortality Study.**

**John H. Wohlgemuth and Sarah Kurtz, Using Accelerated Testing To Predict Module Reliability.**

**A. Minuto, E. Malvisi, G. Timò, A. Martinelli, M. Poncini, Misure di risposta spettrale di celle multigiunzione.**

**M.Meusel, C.Baur, G.Létay, Spectral response measurements of GaInP/Ga(In)As/Ge triplejunction solar cells: measurements artifacts and their explanation.**

S. Padovani, A. Del Negro, M. Antonipieri, S. Sinesi, R. Campesato, M. C. Casale, G. Gabetta, G. Gori, **Triple Junction InGaP/InGaAs/Ge solar cells for high concentration photovoltaics application: reliability and lifetime assessment.**

R. Campesato, G. Gabetta, M. C. Casale, G. Gori, **CPV Infant Mortality And Indoor Characterization For High Efficiency, Reliable Solar Cells.**

N. Núñez, M. Vázquez, J. R. González, C. Algora, P. Espinet, **Novel accelerated testing method for III-V concentrator solar cells.**

S. van Riesen, A. W. Bett<sup>1</sup>, **Degradation Study of III-V Solar Cells for Concentrator Applications.**

F. Dimroth, **High semiconductors-efficiency solar cells from III-V compound**

**Siti:**

<http://www.pveducation.org/pvcdrom/>

