

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



Tesi di Laurea

# **Tecniche per l'identificazione dei difetti e per l'analisi delle performance nei moduli fotovoltaici**

Relatori:

Prof. Filippo Spertino

Prof. Alessio Carullo

Correlatore:

Ing. Alessandro Ciocia

Candidato:

Davide Murgia

Aprile 2018

Anno accademico 2017-2018

*Ringrazio il Professor Spertino, il Professor Carullo e l'Ing. Ciocia per il prezioso aiuto che mi hanno fornito durante lo svolgimento di questa tesi. Desidero ringraziare dal profondo del mio cuore i miei genitori Gaetano e Silvana, mia sorella Sara e la mia fidanzata Francesca per l'appoggio e l'affetto che non mi hanno mai fatto mancare durante i momenti più difficili di questo mio percorso. Ringrazio in modo speciale i miei nonni Rita e Bruno che grazie al loro sostegno mi hanno permesso di raggiungere questo importante traguardo. Ringrazio il mio caro amico Marco per i consigli e gli incoraggiamenti che durante questi cinque anni mi sono stati di grande aiuto.*

# Sommario

1. FUNZIONAMENTO DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA.....	6
1.1. Bande di energia.....	6
1.2. Classificazione dei materiali.....	6
1.3. Effetto fotovoltaico.....	7
1.4. Funzionamento della cella solare.....	7
1.5. Circuito equivalente della cella fotovoltaica .....	10
1.5.1. Caratteristica corrente-tensione della cella fotovoltaica .....	13
1.5.2. Modi di funzionamento.....	15
1.5.3. Influenza della temperatura e dell'irradianza sulla caratteristica I-V .....	15
1.5.4. Fattori di perdita delle celle solari .....	16
1.5.5. Potenza e rendimento di una cella fotovoltaica .....	18
1.6. Collegamenti di celle fotovoltaiche in serie ed in parallelo .....	18
1.6.1. Collegamenti in serie .....	19
1.6.2. Collegamenti in parallelo .....	20
2. IL MODULO FOTOVOLTAICO.....	23
2.1. Rendimento del modulo fotovoltaico .....	23
2.2. Condizioni di riferimento per la misura dei dati nominali.....	25
2.2.1. Standard Test Conditions (STC).....	25
2.2.2. Nominal Operating Cell Temperature (NOCT).....	25
2.2.3. Correzione dei parametri in funzione di temperatura e irradianza .....	25
2.3. Certificazioni.....	27
2.4. Accoppiamento fra generatore fotovoltaico e carico elettrico .....	28
3. COMPARAZIONE DEI TIPI DI ANALISI DELLE PERFORMANCE DEI MODULI FOTOVOLTAICI .....	31
3.1. Misurazione della caratteristica I-V.....	31
3.1.1. Modalità di svolgimento mediante condensatore .....	31
3.1.2. Modalità di svolgimento mediante carico elettronico .....	34
3.1.3. Procedure di correzione secondo normativa CEI .....	37
3.2. Test di elettroluminescenza .....	40
3.2.1. Modalità di svolgimento .....	40
3.2.2. Analisi dei difetti riscontrabili con elettroluminescenza .....	42
3.2.3. Analisi EL per l'individuazione di micro-crack.....	46
3.2.4. Analisi statistica correlata ai test EL per lo studio dei crack.....	49
3.2.5. Individuazione delle bave di lumaca attraverso il test EL .....	52

3.2.6.	Metodi EL low-cost .....	53
3.2.7.	Procedura per l'analisi delle performance.....	55
3.2.8.	Metodo per l'analisi dei difetti dei moduli fotovoltaici.....	57
3.3.	Test di fluorescenza .....	59
3.3.1.	Modalità di svolgimento .....	59
3.4.	Termografia.....	60
3.4.1.	Modalità di svolgimento .....	61
4.	ANALISI SPERIMENTALE SUI MODULI FOTOVOLTAICI SOTTOPOSTI A INVECCHIAMENTO ACCELERATO.....	64
4.1.	Normativa IEC 61215.....	64
4.1.1.	Cicli termici .....	64
4.1.2.	Cicli caldo-umido.....	66
4.2.	Unità climatica.....	67
4.2.1.	Camera climatica .....	67
4.2.2.	Sistema di raffreddamento.....	69
4.2.3.	Sistema di riscaldamento .....	70
4.2.4.	Umidificatore .....	70
4.3.	Modalità di svolgimento dei test di invecchiamento .....	70
4.3.1.	Svolgimento dei cicli termici .....	70
4.3.2.	Svolgimento dei cicli caldo umido.....	71
4.4.	Test iniziali di caratterizzazione .....	72
4.4.1.	Curve I-V .....	72
4.4.2.	Test di elettroluminescenza .....	88
4.5.	Test svolti durante l'attività della camera .....	90
4.5.1.	Curve I-V dopo due settimane di attività della camera climatica.....	90
4.5.2.	Curve I-V dopo tre settimane di attività della camera climatica.....	104
4.5.3.	Test di elettroluminescenza .....	119
4.6.	Analisi e confronto dei dati raccolti.....	122
4.6.1.	Confronto delle curve I-V .....	122
4.6.2.	Confronto delle immagini EL.....	129
5.	CONCLUSIONI.....	132
6.	BIBLIOGRAFIA .....	133
7.	APPENDICE .....	136

## **Introduzione**

Nel corso degli ultimi anni il consumo sempre più intenso delle risorse non rinnovabili del pianeta, unito ad un peggioramento delle condizioni climatiche, ha imposto all'uomo la necessità di estendere la propria attenzione a nuove fonti di energia rinnovabili e non inquinanti. Tale necessità diventerà ancora più indispensabile nel corso dei prossimi decenni quando un sensibile aumento della popolazione mondiale, e lo sviluppo economico dei continenti più poveri, porterà ad una crescita esponenziale del fabbisogno di energia. Il mercato dell'energia fotovoltaica ha quindi avuto modo di espandersi molto negli ultimi anni in seguito agli ingenti investimenti economici effettuati nel settore. La potenza elettrica installata ogni anno aumenta sensibilmente e l'innovazione tecnologica è alla continua ricerca di materiali sempre più performanti in grado di convertire la maggior parte possibile della radiazione solare in energia elettrica e di accumulare quest'ultima per un certo periodo di tempo quando è necessario. Risulta quindi molto importante avere a disposizione moduli fotovoltaici sempre efficienti nel corso della vita dell'impianto in modo da poter convertire la maggior quantità di radiazione solare in arrivo dal sole potendo avere così un ritorno economico più consistente oltre che un maggiore abbattimento dell'inquinamento ambientale.

Lo studio svolto in questo lavoro di tesi è mirato all'analisi di differenti tecniche di identificazione dei difetti e delle performance dei moduli fotovoltaici quali il tracciamento delle curve corrente-tensione, l'elettroluminescenza, la fluorescenza e la termografia al fine di valutare la presenza e le cause degli eventuali danneggiamenti avvenuti nei moduli che inducono perdite di rendimento. Lo scopo di questo studio è quello di individuare una possibile combinazione di test che, svolti simultaneamente, possano portare in evidenza dettagli aggiuntivi utili per la valutazione del rendimento di un impianto fotovoltaico.

Durante questo lavoro di tesi è stata utilizzata una camera climatica per sottoporre due distinte categorie di moduli fotovoltaici a differenti tipi di sollecitazioni. Il primo gruppo di moduli è stato sottoposto ad un invecchiamento accelerato mediante l'applicazione di cicli caldo-umido. Alla seconda categoria di moduli sono stati applicati stress termici mediante cicli termici al fine di studiare come i loro parametri elettrici ed il loro rendimento possa cambiare in seguito a forti gradienti di temperatura. In conclusione, verranno mostrati i risultati finali dei test di caratterizzazione elettrica e di elettroluminescenza che descrivono la variazione delle performance dei moduli sottoposti alle diverse sollecitazioni.

# 1. FUNZIONAMENTO DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA

## FOTOVOLTAICA

La cella fotovoltaica è l'elemento base su cui si fonda l'impianto fotovoltaico. Il fenomeno principale attraverso il quale essa converte la radiazione solare in potenza elettrica è detto effetto fotovoltaico. Per spiegare approfonditamente questo fenomeno è necessario prima introdurre alcuni concetti preliminari di fisica.

Per un migliore approfondimento è possibile consultare gli appunti delle lezioni del corso di "Power generation from renewable energy sources" [1].

### 1.1. Bande di energia

Gli elettroni appartenenti ad un atomo possono appartenere a differenti tipi di bande di energia come è possibile osservare nella Figura 1-1.

Se l'elettrone si trova in condizioni tali da rimanere legato all'atomo di appartenenza, esso si trova nella banda detta di valenza.

Se invece l'elettrone si trova in una situazione tale per cui è probabile che esso si divida dall'atomo attuale per andare a confluire nell'orbitale di un altro atomo, esso si trova nella banda di conduzione.

Qualora l'elettrone non si trovasse in nessuna delle due situazioni appena descritte, esso si troverà in una zona intermedia fra le due bande detta energy gap. Esso rappresenta il valore di energia che l'elettrone deve ricevere per poter passare dalla banda di valenza a quella di conduzione in modo da poter abbandonare l'atomo in cui si trova. Tale valore non è sempre uguale ma varia in base all'elemento chimico a cui l'atomo appartiene.

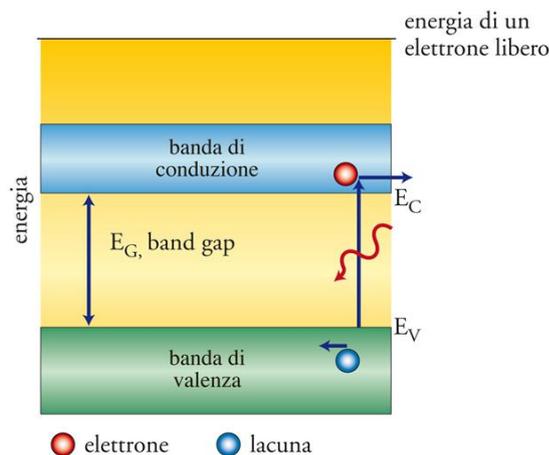


Figura 1-1. Banda di valenza e di conduzione con il relativo energy gap.

### 1.2. Classificazione dei materiali

I materiali definiti isolanti hanno la caratteristica di non permettere la conduzione di corrente e dunque non consentono la circolazione di elettroni. In termini fisici questo si traduce in un alto valore di energy gap.

I materiali metallici sono invece degli ottimi conduttori di corrente e presentano un energy gap molto basso tanto che non è necessario fornire energia agli elettroni per passare alla banda di conduzione.

Esiste una terza tipologia di materiali detti semiconduttori che presentano caratteristiche intermedie fra i materiali isolanti e quelli conduttori. Essi presentano un energy gap limitato e non eccessivamente elevato.

Dal momento che l'impianto fotovoltaico ha lo scopo di produrre potenza elettrica, il materiale non deve essere né un materiale isolante (annullerebbe la corrente) né un materiale conduttore (annullerebbe la tensione). La scelta ricade dunque sui materiali semiconduttori poiché sono gli unici a permettere un passaggio di corrente e tensione.

Spesso l'energy gap viene espresso in elettronVolt  $E_v$  la cui costante di conversione in Joule  $J$  è la seguente:

$$1 \text{ eV} = 1,60217646 \cdot 10^{-19} \text{ J}$$

Equazione 1-1

### 1.3. Effetto fotovoltaico

L'effetto fotovoltaico già accennato in precedenza è quell'effetto tale per cui un elettrone che riceve una quantità sufficiente di energia è in grado di passare dalla banda di valenza a quella di conduzione. Dunque affinché l'elettrone possa passare da una banda all'altra, l'Equazione 1-2 deve essere soddisfatta:

$$E_{ph} = h \cdot \nu = h \cdot \frac{c}{\lambda} \geq E_g$$

Equazione 1-2

Dove:

- $E_{ph}$  = corrente fotovoltaica [J];
- $h$  = costante di Planck ( $6,625 \cdot 10^{-34}$  J\*s);
- $\nu$  = frequenza [Hz];
- $c$  = velocità della luce (300.000 km/s);
- $\lambda$  = lunghezza d'onda [m];
- $E_g$  = energy gap [J];

Una volta che il fotone viene promosso alla banda di conduzione, la sua assenza nella banda di valenza crea una lacuna. Dopo poco tempo tuttavia l'elettrone perde la sua energia e precipita nuovamente nella banda di valenza ricombinandosi con la lacuna che aveva creato precedentemente. Quando ciò avviene, l'energia ricevuta in precedenza (ad esempio dalla radiazione solare) viene dispersa in forma di calore e non può più essere convertita in potenza elettrica utile [2] [1].

### 1.4. Funzionamento della cella solare

Come specificato in precedenza la cella solare è l'elemento base su cui si fonda un impianto fotovoltaico. Essa è infatti il componente elementare che costituisce ogni modulo.

Attualmente il materiale maggiormente utilizzato per la realizzazione delle celle è il silicio monocristallino e policristallino. In misura minore viene anche utilizzato il silicio amorfo per la realizzazione dei moduli a film sottile. In alternativa al silicio vengono anche prodotte celle realizzate in diseleniuro di Indio e Rame "CIS" o il tellurio di Cadmio "CdTe".

Le celle a film sottile presentano uno spessore di circa 1  $\mu\text{m}$  mentre quelle in silicio cristallino hanno uno spessore di qualche centinaio di  $\mu\text{m}$ .

La cella fotovoltaica si comporta sostanzialmente come un diodo. Affinché gli elettroni possano passare dalla banda di valenza a quella di conduzione essi hanno bisogno di ricevere una fonte di energia dalla radiazione solare. Ogni fotone proveniente dal Sole può liberare un solo elettrone. Se l'energia ricevuta non è sufficiente, l'elettrone non passerà allo stato eccitato e l'energia ricevuta dalla radiazione solare verrà assorbita sotto forma di calore dal reticolo cristallino del silicio. Lo stesso accade quando l'energia in arrivo dalla radiazione solare è maggiore dell'energy gap (l' $E_g$  è pari a 1.08 V per il silicio monocristallino). In questo caso il surplus di energia verrà anch'esso assorbito dal reticolo cristallino e non potrà essere convertito in potenza elettrica utile. A causa di questi fenomeni, il rendimento massimo teorico è pari a circa il 23%. Ad ogni modo, vi sono altri fattori che concorrono ad un'ulteriore riduzione di questo valore.

Tuttavia, una volta che l'elettrone viene promosso alla banda di conduzione non è in grado di rimanervi per molto tempo. Per questo motivo viene creata una giunzione p-n nel diodo.

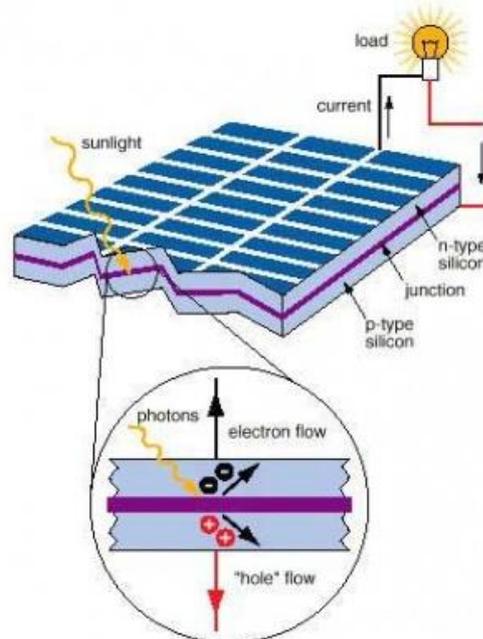


Figura 1-2. Struttura di una cella fotovoltaica.

La giunzione osservabile nella Figura 1-2 è stata ottenuta drogando il silicio (elemento appartenente al IV gruppo della tavola degli elementi) che costituisce la giunzione del diodo con due elementi chimici differenti. Una parte del diodo è stata drogata con atomi di tipo P (ovvero atomi appartenenti al III gruppo della tavola degli elementi) come ad esempio il Boro B; l'altra parte del diodo è stata drogata con atomi di tipo N (appartenenti al V gruppo della

tavola degli elementi) come il fosforo P. Avvicinando queste superfici drogate nel modo appena descritto è possibile creare la giunzione p-n che sarà sede di un campo elettrico.

Quando la radiazione solare raggiunge la superficie della cella, gli elettroni della parte P e della parte N verranno eccitati alla banda di conduzione. Tuttavia, dal momento che il Boro presenta un elettrone in meno rispetto all'atomo di silicio che ha rimpiazzato, nella parte P della giunzione si avranno meno elettroni ma con maggiore carica mentre nella parte N si avrà una maggiore presenza di elettroni.

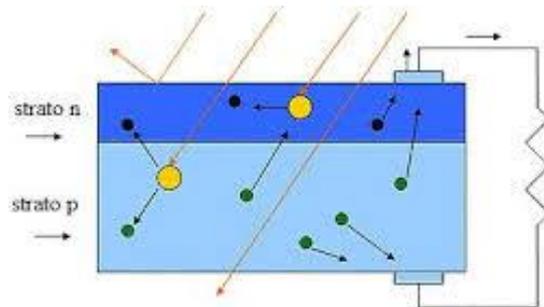


Figura 1-3. Funzionamento di una cella fotovoltaica.

Dunque nella parte N della giunzione vi sono molti elettroni a bassa intensità di carica che non hanno tuttavia un sufficiente numero di lacune con cui ricombinarsi. Gli elettroni iniziano a muoversi sulla superficie e quelli presenti nei pressi della giunzione p-n vengono guidati dall'altra parte della giunzione grazie al campo elettrico che essa genera. Tuttavia solo gli elettroni della parte P hanno sufficiente energia per superare la barriera di potenziale e passare alla parte N mentre la maggior parte degli elettroni del silicio non ha energia sufficiente. Grazie a questo fenomeno appena descritto si crea un potenziale ai capi della cella.

Posizionando dei contatti elettrici di tipo metallico sulla superficie della cella è possibile collegare quest'ultima ad un circuito elettrico esterno in modo che una corrente elettrica proporzionale ai fotoni incidenti scorra dentro essa. Infatti, gli elettroni che superano la barriera di potenziale passando fra N e P andandosi a ricombinare con le lacune della parte P producono una corrente fotovoltaica  $I_{ph}$  proporzionale all'irradianza  $G$ :

$$I_{ph}[A] \propto G [W/m^2]$$

Equazione 1-3

In condizioni di illuminazione, i fotoni in arrivo dal sole continuano a creare coppie elettroni-lacune che permettono la formazione della corrente fotovoltaica. Quando la cella viene posta all'ombra l'effetto fotovoltaico si arresta e di conseguenza anche la corrente  $I_{ph}$  si interrompe in pochi  $\mu s$ .

Di seguito viene riportata la Figura 1-4 di una cella in silicio monocristallino.



Figura 1-4. Esempio di cella fotovoltaica in silicio monocristallino.

I contatti elettrici che convogliano la corrente fotovoltaica nel circuito esterno devono avere un valore di resistenza più basso possibile (circa  $0.02 \Omega$ ) per evitare perdite per effetto Joule:

$$P_j = R \cdot I^2$$

Equazione 1-4

Dove:

- $P_j$  = potenza dissipata per effetto Joule [W];
- $R$  = resistenza contatti elettrici [ $\Omega$ ];
- $I$  = corrente passante nel conduttore [A];

## 1.5. Circuito equivalente della cella fotovoltaica

Il funzionamento di una cella fotovoltaica può essere schematizzato tramite un circuito equivalente composto da un generatore di corrente connesso in antiparallelo ad un diodo. Il generatore ideale di corrente produce una corrente proporzionale all'irradianza che riceve la cella mentre il diodo rappresenta l'effetto raddrizzante del campo elettrico generato dalla giunzione p-n.

Per descrivere in modo più realistico il funzionamento della cella, il circuito viene completato con l'aggiunta di due resistenze: una resistenza di shunt  $R_{sh}$  che rappresenta le perdite di corrente dalle superfici laterali della cella; una resistenza in serie  $R_s$  che rappresenta le perdite indotte dalla presenza dei contatti elettrici metallici presenti sulla superficie frontale della cella. Nella Figura 1-5 viene riportato il circuito elettrico appena descritto.

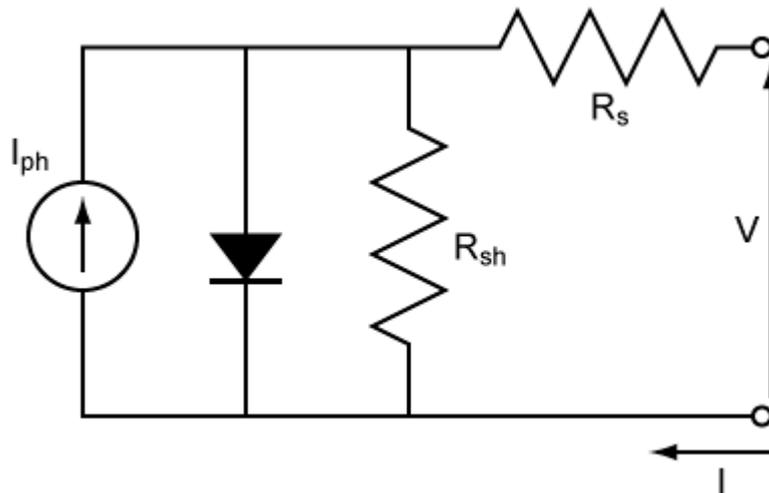


Figura 1-5. Circuito equivalente di una cella fotovoltaica.

Risolvendo le equazioni dell'elettrotecnica per questo circuito elettrico è possibile ricavare l'espressione della corrente  $I$  e della tensione  $U$  (anche espressa con  $V$ ).

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}}$$

Equazione 1-5

$$U = U_j - R_s I$$

Equazione 1-6

Il termine  $I_{ph}$  rappresenta la corrente fotovoltaica generata dalla cella per mezzo dell'effetto fotovoltaico ed è espressa dalla seguente equazione:

$$I_{ph} = qnS$$

Equazione 1-7

Dove:

- $q$  = carica dell'elettrone ( $1.6 \cdot 10^{-9}$  eV);
- $n$  = numero di fotoni incidenti espressi in [ $\text{cm}^{-2} \text{s}^{-1}$ ];
- $S$  = superficie della cella [ $\text{cm}^2$ ];

Il termine  $I_j$  rappresenta invece la corrente che scorre nel diodo.

$$I_j = I_0 \left( e^{\frac{qU_j}{mKT}} - 1 \right)$$

Equazione 1-8

Dove:

- $I_0$  = corrente di saturazione inversa del diodo;
- $q$  = carica dell'elettrone ( $1.6 \cdot 10^{-9}$  eV);
- $m$  = costante di non idealità del diodo (anche detto fattore di qualità);
- $K$  = costante di Boltzmann ( $1,38 \cdot 10^{-23}$  J/K);
- $T$  = temperatura nel punto di giunzione p-n [K];

Sostituendo l'Equazione 1-8 nell'Equazione 1-5 è possibile ricavare l'Equazione 1-9 relativa alla corrente della cella:

$$I = I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{qU_j}{mKT}} - 1 \right) - \frac{U_j}{R_{sh}}$$

Equazione 1-9

La tensione a cui è soggetto il diodo è invece esprimibile dall'Equazione 1-10:

$$U_j = \frac{mKT}{q} \ln \left( \frac{I_{ph} - \left( 1 - \frac{R_s}{R_{sh}} \right) I - \frac{U}{R_{sh}} + I_0}{I_0} \right)$$

Equazione 1-10

Sostituendo l'Equazione 1-10 nell'Equazione 1-6 si ottiene l'espressione della tensione della cella:

$$U = \frac{mKT}{q} \ln \left( \frac{I_{ph} - \left( 1 - \frac{R_s}{R_{sh}} \right) I - \frac{U}{R_{sh}} + I_0}{I_0} \right) - R_s I$$

Equazione 1-11

Inoltre, dal momento che il termine  $R_{sh}$  è solitamente molto maggiore di  $R_s$  i termini  $R_s/R_{sh}$  ed  $U/R_{sh}$  possono essere trascurati.

$$U = \frac{mKT}{q} \ln \left( \frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - R_s I$$

Equazione 1-12

Da quest'ultima equazione è possibile esprimere la tensione nella condizione particolare di circuito aperto ovvero quando  $I=0$ :

$$U_{oc} = \frac{mKT}{q} \ln \left( \frac{I_{ph} + I_0}{I_0} \right) = \frac{mKT}{q} \ln \left( \frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right)$$

Equazione 1-13

Sostituendo invece nell'Equazione 1-9 della corrente l'espressione della tensione del diodo si ottiene la seguente equazione:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\frac{q}{mKT}(U + R_s I)} - 1 \right] - \left( \frac{U + R_s I}{R_{sh}} \right)$$

Equazione 1-14

Se necessario è possibile sostituire nella formula sopra il thermal voltage  $V_t = q/mKT$ .

Nel caso particolare di cortocircuito, ovvero quando  $U=0$ , l'Equazione 1-15 fornisce il valore della corrente di cortocircuito  $I_{sc}$ .

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\frac{q}{mKT} + R_s I} - 1 \right]$$

Equazione 1-15

Qualora fosse possibile considerare la resistenza in serie  $R_s$  trascurabile, dall'equazione sopra si otterrebbe che la corrente fotovoltaica sia uguale alla corrente di cortocircuito.

$$I_{sc} \approx I_{ph}$$

Equazione 1-16

Quando la cella è sottoposta a totale assenza di radiazione solare, il suo comportamento è uguale a quello di un diodo e la caratteristica corrente-tensione è la seguente in Figura 1-6 [3] [1].

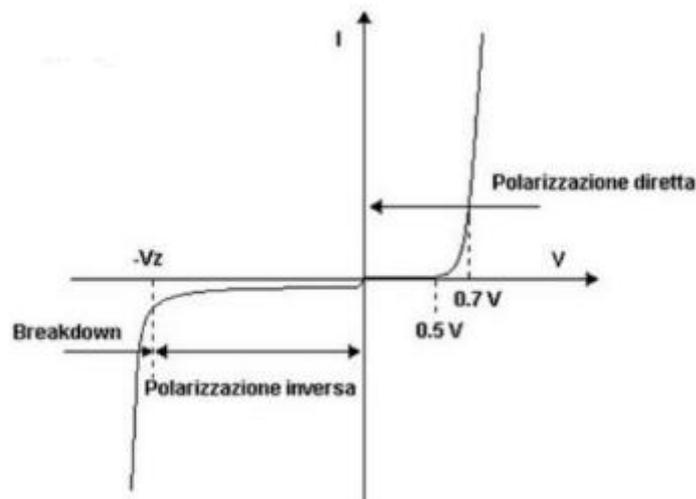


Figura 1-6. Curva I-V di una cella fotovoltaica posta al buio.

### 1.5.1. Caratteristica corrente-tensione della cella fotovoltaica

Quando la cella è esposta alla luce, non si comporta più come un diodo poiché il contributo del generatore di corrente ideale del circuito equivalente non è più nullo. Dunque è necessario tenere in considerazione anche della caratteristica I-V del generatore di corrente che è una retta orizzontale corrispondente al valore di  $I_{ph}$  della cella.

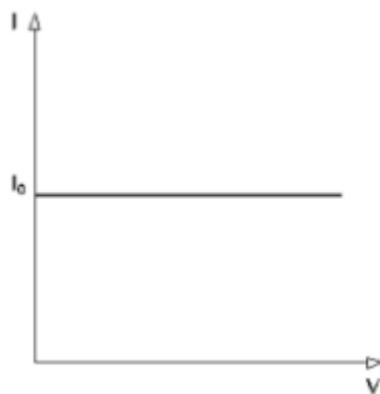


Figura 1-7. Curva I-V di un generatore di corrente ideale.

Mettendo insieme le due caratteristiche riportate in precedenza è possibile ottenere la caratteristica corrente-tensione della cella fotovoltaica quando viene esposta alla luce.

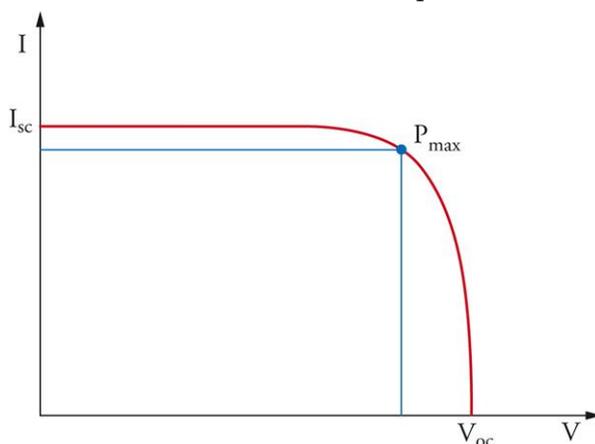


Figura 1-8. Curva I-V di una cella fotovoltaica esposta alla radiazione solare.

Dalla Figura 1-8 è possibile osservare tre importanti punti di funzionamento di una cella. La corrente di cortocircuito  $I_{sc}$  è la corrente che eroga la cella quando la sua tensione è pari a 0. La tensione di circuito aperto  $U_{oc}$  (anche espressa come  $V_{oc}$ ) viceversa è la tensione misurata ai capi della cella quando la corrente è nulla. Infine il punto indicato in figura come  $P_{max}$  corrisponde al punto di massima potenza prodotta dalla cella. Ovviamente il punto di massima potenza è quello in cui si tenta di far funzionare la cella per il maggior tempo possibile. I valori corrente e tensione che corrispondono a  $P_{max}$  vengono detti rispettivamente corrente di massima potenza  $I_{max}$  e tensione di massima potenza  $U_{max}$ .

Un altro parametro molto importante per caratterizzare una cella fotovoltaica è il fill factor FF. Esso viene calcolato dalla seguente Equazione 1-17:

$$FF = \frac{I_{mpp} U_{mpp}}{I_{sc} U_{oc}}$$

Equazione 1-17

Questo parametro può variare da 0 a 1. Maggiore è il valore che assume il fill factor e migliore è la qualità della cella poiché significa che  $R_s$  e  $R_{sh}$  hanno un'influenza poco significativa. Solitamente per le celle in silicio FF assume valori compresi fra 0,5 e 0,8 [3] [1].

### 1.5.2. Modi di funzionamento

La cella solare può lavorare anche in punti esterni al primo quadrante come riportato in Figura 1-9. In condizioni particolari infatti il punto di funzionamento può trovarsi nel II o nel IV quadrante. Nel primo caso il valore di tensione della cella è negativo e dunque la potenza della cella diventa anch'essa negativa. La cella funziona dunque non più da generatore ma bensì da utilizzatore e questo modo di funzionamento porta ad un graduale aumento della sua temperatura interna. Allo stesso modo la cella potrebbe assumere un punto di lavoro nel IV quadrante dove viceversa la tensione assume valori positivi mentre la corrente ha valori negativi. In entrambi i casi appena citati è necessario accertarsi che la cella non superi il punto di breakdown, ovvero il punto in cui la potenza assorbita diventa maggiore di quella che la cella è in grado di dissipare guastandosi irreparabilmente [3] [1]. Nella Figura 1-9 è possibile osservare meglio i punti di massima tensione inversa e di massima corrente inversa.

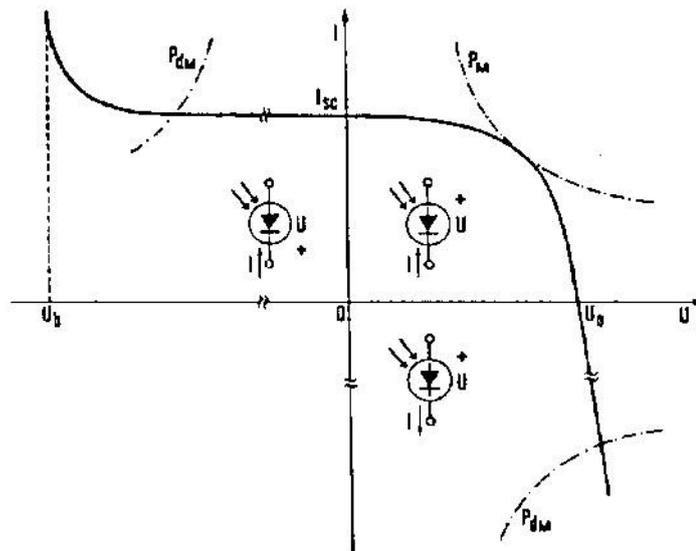


Figura 1-9. Modi di funzionamento di una cella solare.

### 1.5.3. Influenza della temperatura e dell'irradianza sulla caratteristica I-V

I parametri elettrici della cella quali la corrente e la tensione possono essere influenzati dalle condizioni meteorologiche esterne.

In particolare la temperatura può modificare il valore di tensione ai capi di una cella solare. Al crescere della temperatura infatti la tensione della cella decresce poiché la cella scaldandosi diventa meno efficiente mentre il valore di corrente aumenta in modo molto più contenuto ( $0,01 \text{ mA/cm}^2\text{°C}$ ). La caduta di tensione viene calcolata tramite un coefficiente di perdita che per le celle in silicio cristallino è di circa  $-2,2 \text{ mV/°C}$ . L'entità di queste perdite induce ovviamente una perdita di potenza prodotta dalla cella che si attesta attorno al valore di 0,5 % per ogni aumento di temperatura pari a  $1 \text{ °C}$ .

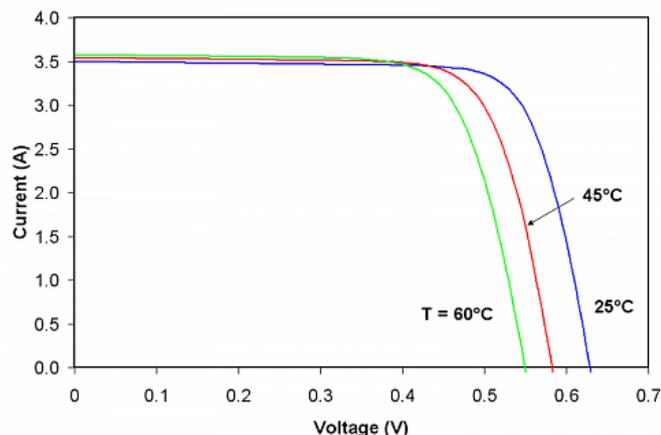


Figura 1-10. Andamento della curva I-V in funzione della temperatura.

Viceversa al diminuire del valore di irradianza, la corrente della cella diminuisce in modo proporzionale, mentre la tensione subisce un calo molto contenuto che diventa non trascurabile solo quando l'irradianza scende a valori molto bassi di circa  $50 \text{ W/m}^2$  [3] [1].

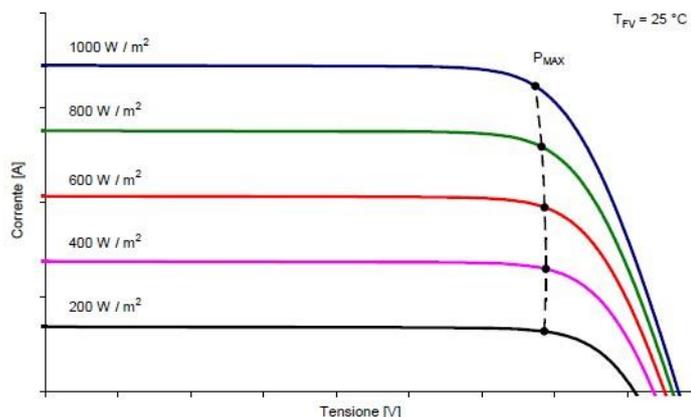


Figura 1-11. Andamento della curva I-V in funzione dell'irradianza.

### 1.5.4. Fattori di perdita delle celle solari

Come è stato accennato in precedenza non tutta l'energia proveniente dalla radiazione solare viene convertita in potenza elettrica poiché sono presenti diverse tipologie di perdite che riducono notevolmente il rendimento di una cella. Le cause che inducono perdite di energia nelle celle sono le seguenti:

- Riflessione e mascheramento della superficie della cella (circa il 10 %). Queste perdite sono dovute al riflesso che il vetro di protezione del modulo ed i contatti elettrici metallici delle celle esercitano sulla radiazione solare. Per ovviare a queste perdite è possibile sottoporre il vetro di protezione ad un trattamento antiriflesso e cercare di ridurre al minimo lo spessore dei fingers e dei busbars per massimizzare la superficie attiva della cella.
- Eccesso di energia dei fotoni incidenti (circa il 30 %). Parte dei fotoni contenuti nella radiazione solare che colpiscono la superficie del modulo hanno un'energia superiore all'energy gap del materiale con cui sono costituite le celle. In questo caso, gli elettroni del materiale (nella maggior parte dei casi il

silicio) sfrutteranno soltanto la quota parte di energia del fotone necessaria per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione mentre la restante parte sarà ceduta sotto forma di calore al reticolo cristallino del materiale.

- Basso contenuto di energia dei fotoni incidenti (circa il 20 %). Alcuni fotoni non hanno un livello sufficiente a coprire l'energy gap del materiale delle celle solari. Quando questi fotoni raggiungono la superficie del modulo, gli elettroni non riescono a sfruttare la loro energia per passare allo stato eccitato e dunque il loro contenuto energetico non può essere convertito in potenza elettrica utile e costituisce un fattore di perdita della cella solare.
- Ricombinazione delle coppie elettrone-lacuna (circa il 2%). Talvolta può accadere che il campo elettrico generato dalla giunzione p-n non riesca a mantenere separati l'elettrone e la sua corrispondente lacuna come dovrebbe. In questo caso l'elettrone non riesce a rimanere nello stato eccitato e torna nella banda di valenza ricombinandosi con la lacuna che aveva creato. Così facendo l'elettrone non potrà essere sfruttato dalla cella per creare potenza utile.
- Fattore di forma (circa il 20 %). Parte dell'energia prodotta dalla cella non viene trasferita al circuito elettrico esterno per soddisfare i carichi. Questo è dovuto ad alcuni fattori di perdita tenuti in considerazione nel circuito equivalente dalle resistenze  $R_s$  e  $R_{sh}$  citate nei paragrafi precedenti. La resistenza elettrica creata dai contatti metallici e le dispersioni di corrente dalle superfici laterali delle celle riducono la potenza utile trasmessa al carico. Tali fattori sono anche responsabili della deformazione della caratteristica I-V della cella.

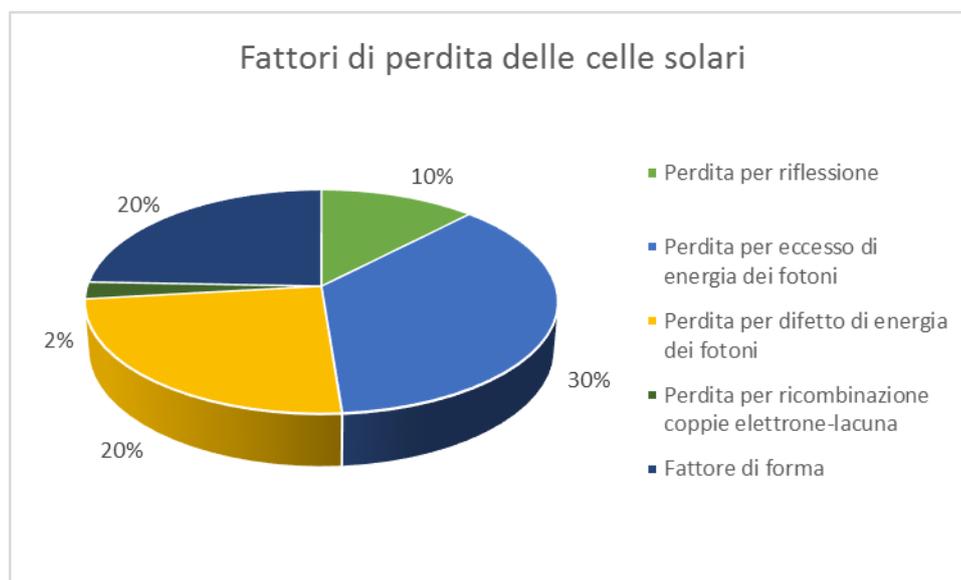


Figura 1-12. Fattori di perdita delle celle solari.

Dal grafico in Figura 1-12 è possibile notare come più dell'80 % dell'energia venga dispersa nel processo di conversione in potenza elettrica [3] [1].

### 1.5.5. Potenza e rendimento di una cella fotovoltaica

Lo scopo di una cella solare è quello di produrre potenza elettrica in output pertanto è necessario riportare graficamente il valore di corrente in funzione degli altri parametri elettrici della cella.

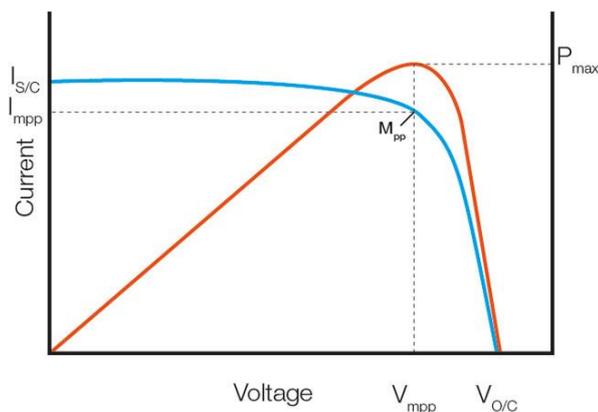


Figura 1-13. Caratteristiche I-U e P-U di una cella fotovoltaica.

La potenza viene riportata in funzione della tensione misurata ai capi della cella in un grafico P-V come è possibile osservare in Figura 1-13. Come è possibile notare la potenza è nulla nel punto di cortocircuito ( $U=0$ ) e di circuito aperto ( $I=0$ ). La curva presenta inoltre un massimo in corrispondenza dell'omonimo punto di massima potenza. Una volta definita la potenza della cella e la sua caratteristica è possibile introdurre la definizione di rendimento ovvero il rapporto fra la potenza primaria incidente sulla cella e la potenza utile prodotta in uscita:

$$\eta = \frac{P_u}{P_s}$$

Equazione 1-18

Dove:

- $\eta$  = rendimento della cella fotovoltaica;
- $P_u$  = potenza elettrica prodotta dalla cella;
- $P_s$  = potenza incidente sulla cella tramite la radiazione solare;

Generalmente una cella in silicio cristallino ha un rendimento compreso fra il 18-20 %, mentre una cella a film sottile in silicio amorfo presenta un valore di circa l'11 % [3] [1].

### 1.6. Collegamenti di celle fotovoltaiche in serie ed in parallelo

Una cella fotovoltaica presenta generalmente un valore di tensione pari a 0,6 V ed una densità di corrente intorno ai 3-4 A per una potenza elettrica di circa 2 W. Tali valori sono molto inferiori a quelli necessari per alimentare un tipico carico domestico (230 V). Per questo motivo è necessario connettere più celle fra loro in serie od in parallelo per aumentare i valori di tensione, corrente e potenza elettrica erogati in uscita [3] [1].

### 1.6.1. Collegamenti in serie

Collegando le celle in serie è possibile mantenere il valore di corrente costante ed aumentare tuttavia il valore di tensione ai capi della serie di celle in modo da aumentare la potenza complessiva. Qualora le celle poste in serie non presentassero gli stessi parametri elettrici a causa di un difetto costruttivo od a causa di un ombreggiamento di una di esse, si verificherebbe una situazione detta di mismatch. In questo ponendo di avere  $N_s$  celle connesse in serie, la tensione totale sarà data dalla somma delle  $N_s-1$  celle perfettamente funzionanti più la tensione ridotta della cella che causa il mismatch. Nella Figura 1-14 è possibile osservare diverse curve I-U di celle connesse in serie in base al diverso tipo di mismatch.

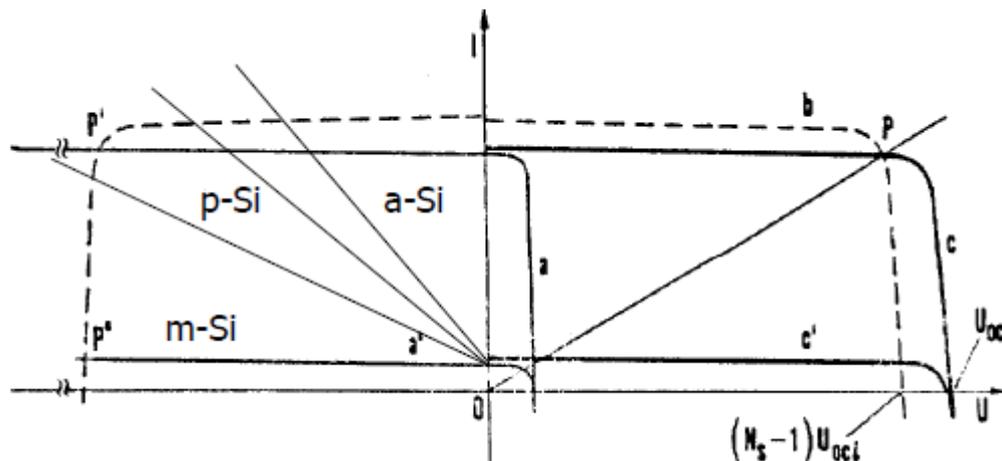


Figura 1-14. Curve I-U riferite a diverse condizioni di mismatch in serie.

La curva (a) presente nella figura sopra è una caratteristica corrente-tensione di una cella affetta da mismatch di tipo costruttivo. La curva (a') presenta invece una caratteristica diversa a causa di un mismatch dovuto ad ombreggiamento. La curva (c) è la curva I-U corrispondente alle  $N_s-1$  celle perfettamente funzionanti connesse in serie con la cella che causa mismatch corrispondente alla curva (a). Allo stesso modo, la curva (c') corrisponde alle celle  $N_s-1$  perfettamente funzionanti connesse in serie con la cella che causa mismatch per ombreggiamento corrispondente alla curva (a'). La curva tratteggiata (b) è invece la caratteristica I-U ottenuta collegando in serie solo le  $N_s-1$  celle perfettamente funzionanti.

Le curve che creano mismatch sono anche responsabili di una perdita di potenza dell'intero sistema poiché peggiorano i parametri elettrici. Infatti, la cella affetta da mismatch erogherà una corrente inferiore alle altre e ridurrà la corrente erogata da tutte le celle collegate in serie. La curva I-U risultante ha una tensione di circuito aperto  $U_{oc}$  pari alla somma delle  $U_{oc,i}$  di ogni cella connessa in serie.

$$U_{oc} = \sum_{i=1}^n U_{oc,i}$$

Equazione 1-19

La corrente di cortocircuito erogata dal sistema composto dalle celle collegate in serie sarà invece pari alla corrente di cortocircuito della cella peggiore, ovvero quella difettata che crea il mismatch:

$$I_{sc} \approx (I_{sc})_{\min}$$

Equazione 1-20

La situazione più critica viene raggiunta quando, a causa di un cortocircuito, il punto di lavoro della cella non si trova nel primo quadrante, ma si sposta nel II quadrante. In questo caso la tensione si inverte e la cella si comporta da utilizzatore. La cella difettata assorbe potenza invece di generarla e così facendo si scalda e con il passare del tempo si creano al suo interno degli "hot spots" che possono danneggiare le performance della cella. Se la tensione inversa raggiunge addirittura il valore di breakdown (indicato in Figura 1-14 con  $U_b$ ) la cella si rompe istantaneamente in modo irrimediabile. La tensione di breakdown per una cella al silicio è di 15-30 V e dunque, considerando che la tensione di ogni cella è di circa 0,5 V, sono necessarie 30-60 celle in serie per rompere la cella con polarizzazione inversa.

Per ovviare a questo problema si utilizza un diodo di bypass posto in parallelo che è in grado di isolare la cella difettosa in modo da non compromettere la potenza fornita dall'intera stringa di celle. Tuttavia, l'intervento del diodo di bypass comporta una caduta di tensione di 0.6 V e dunque sarebbe improponibile disporre un diodo per ogni cella connessa in serie poiché, in caso vi fossero molte celle ombreggiate o danneggiate, la caduta di tensione sarebbe elevata dal momento che molti diodi entrerebbero in funzione ciascuno con il proprio decremento di tensione. Per questo motivo solitamente nei moduli fotovoltaici si utilizza un solo diodo ogni 20 celle collegate in serie.

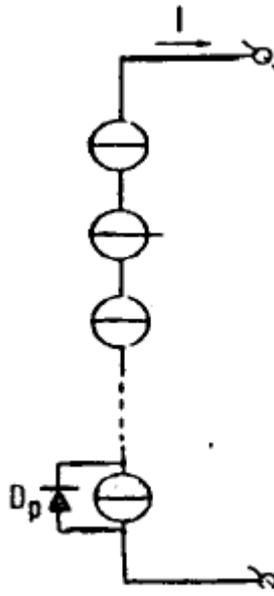


Figura 1-15. Diodo di bypass.

### 1.6.2. Collegamenti in parallelo

Collegando più celle e più moduli fotovoltaici in serie è possibile aumentare la tensione e dunque la potenza dell'impianto. Tuttavia quando si raggiunge un valore di tensione pari a 1000 V non è più possibile collegare ulteriori elementi in serie perché non è sicuro lavorare con alti valori di tensione.

Qualora fosse necessario aumentare ulteriormente la potenza dell'impianto è possibile collegare gli altri elementi in parallelo in modo da non aumentare ulteriormente la tensione, ma incrementare questa volta il valore di corrente e dunque la potenza.

Tuttavia, così come è stato illustrato per i collegamenti in serie, se una delle celle connesse in parallelo presenta delle caratteristiche differenti dalle altre si crea mismatch. In questo caso la corrente complessiva delle  $N_p$  celle connesse in parallelo sarà la somma delle  $N_p-1$  celle funzionanti correttamente più la corrente della cella difettosa.

In Figura 1-16 vengono mostrati le caratteristiche I-U per i diversi mismatch possibili.

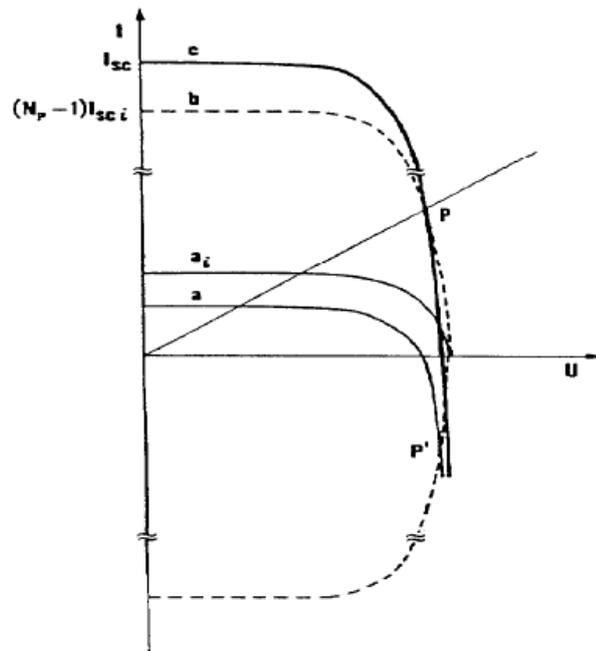


Figura 1-16. Curve I-U riferite a diverse condizioni di mismatch in parallelo.

La curva (a) rappresenta la caratteristica I-U di una cella con difetto costruttivo. La curva (c) è la risultante delle  $N_p-1$  curve funzionanti più la cella difettosa corrispondente alla curva (a). La curva tratteggiata (b) è la caratteristica I-U delle sole  $N_p-1$  celle funzionanti correttamente.

Come accennato prima la corrente di cortocircuito del sistema di celle in parallelo sarà la sommatoria delle correnti di cortocircuito delle singole celle secondo l'Equazione 1-21:

$$I_{sc} = \sum_{i=1}^n I_{sc,i}$$

Equazione 1-21

La tensione sarà invece pari al valore della tensione di cortocircuito della cella peggiore, ovvero quella difettata:

$$U_{oc} \approx (U_{oc})_{\min}$$

Equazione 1-22

Nel collegamento in parallelo la situazione peggiore viene raggiunta in condizioni di circuito aperto poiché la cella difettosa assume un valore di tensione negativo ed assorbe potenza con il rischio di riportare danni irreparabili.

Per ovviare a questo problema si può utilizzare un diodo di protezione da disporre in serie alle celle in modo da isolare quelle difettose. Così come per i diodi di bypass, anche in questo caso risulta poco conveniente disporre un diodo per ogni singolo cella connessa in parallelo perché la caduta di tensione indotta dai diodi sarebbe elevata.

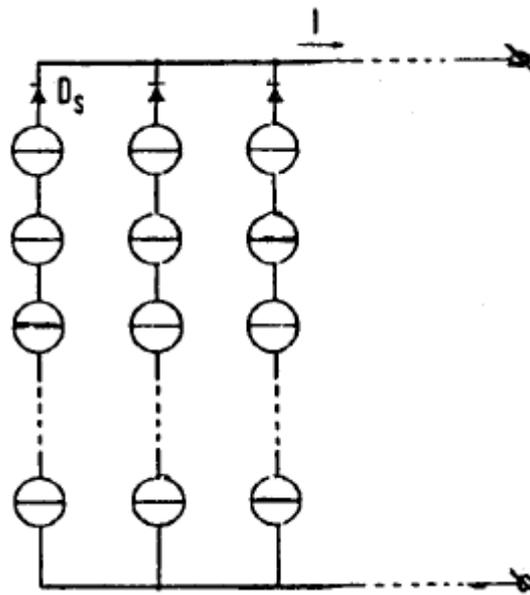


Figura 1-17. Diodo di protezione.

## 2. IL MODULO FOTOVOLTAICO

Una volta che le singole celle fotovoltaiche sono state realizzate è necessario connetterle fra loro per raggiungere una maggiore potenza elettrica. Assemblando le celle fra loro si ottiene il modulo fotovoltaico. Le celle possono essere collegate in serie oppure in parallelo fra loro a discrezione del costruttore ed il polo positivo di una cella viene collegato al polo negativo di quella successiva [3] [1].

Una volta realizzato il collegamento delle celle è necessario realizzare una struttura stratificata di protezione del modulo dagli agenti atmosferici. Gli strati della struttura del modulo sono i seguenti:

- Una lastra di vetro avente un buon coefficiente di trasmissione della radiazione solare ed una buona resistenza agli stress meccanici;
- Un foglio di materiale polimerico avente lo scopo di isolante elettrico. Il materiale in questione è solitamente l'EVA;
- Le celle fotovoltaiche connesse fra di loro;
- Un ulteriore strato di EVA posto sulla superficie posteriore delle celle;
- Una lastra di vetro od uno strato di Tedlar opaco;

Di seguito in Figura 2-1 viene riportata una rappresentazione della stratificazione di un modulo fotovoltaico:

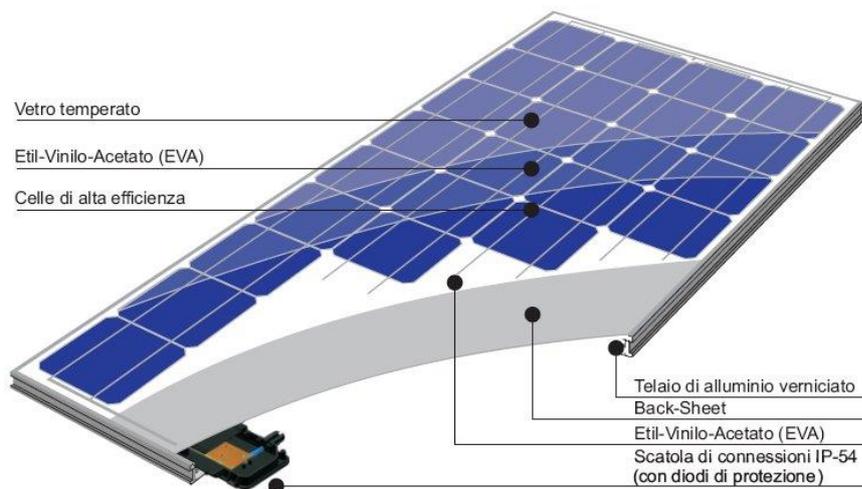


Figura 2-1. Struttura a strati modulo fotovoltaico.

### 2.1. Rendimento del modulo fotovoltaico

Il fattore che meglio indica la qualità del modulo è il rendimento. Esso è dato dal rapporto fra la potenza massima che il modulo è in grado di produrre  $P_m$  e la potenza radiativa incidente sulla superficie del modulo  $P_s$  secondo l'Equazione 2-1

$$\eta_M = \frac{P_m}{P_s}$$

Equazione 2-1

La potenza in arrivo dal sole viene calcolata tramite l'Equazione 2-2 partendo dall'irradianza  $G$  della località geografica in cui prendo posto il modulo.

$$P_s = G \cdot A$$

Equazione 2-2

Dove A è l'area del modulo fotovoltaico in esame.

Il rendimento  $\eta$  del modulo può essere espresso in modo alternativo attraverso il prodotto di più fattori secondo l'Equazione 2-3:

$$\eta_M = \eta_P \cdot \eta_{EC} \cdot \eta_{IM}$$

Equazione 2-3

Dove:

- $\eta_M$  = rendimento globale del modulo;
- $\eta_P$  = rendimento di riempimento;
- $\eta_{EC}$  = rendimento di incapsulamento;
- $\eta_{IM}$  = rendimento di irradianza disuniforme;

Il rendimento di riempimento (circa l'85 %) tiene in considerazione il fatto che l'area su cui incide la radiazione solare non è interamente attiva poiché i contatti elettrici occupano parte di essa e non rappresentano una superficie utile per convertire i fotoni in corrente elettrica.

Il rendimento di incapsulamento è definito a sua volta dal prodotto di tre differenti termini:

$$\eta_{EC} = \eta_C \cdot \eta_T \cdot \eta_{MIS}$$

Equazione 2-4

Dove:

- $\eta_C$  = rendimento di conversione della cella senza strato di EVA e vetro protettivo;
- $\eta_T$  = rendimento ottico del vetro e dello strato di EVA (circa il'95 %);
- $\eta_{MIS}$  = è un rendimento che tiene conto, a parità di irradianza, del mismatch che viene a crearsi a seguito delle possibili disomogeneità fra le caratteristiche elettriche delle celle. Inoltre tale rendimento tiene anche in considerazione le perdite Joule dovute alle resistenze create dai contatti elettrici che collegano le celle fra loro ( $\eta_{MIS} \approx 95\%$ );

Infine il rendimento di irradianza disuniforme ( $\approx 98\%$ ) tiene in considerazione il fatto che le singole celle di un modulo fotovoltaico potrebbero non essere irradiate in modo perfettamente uniforme le une rispetto alle altre.

A causa di questi rendimenti parziali appena descritti, il rendimento complessivo del modulo fotovoltaico  $\eta_M$  sarà leggermente inferiore al rendimento delle singole celle che lo compongono [3].

## 2.2. Condizioni di riferimento per la misura dei dati nominali

### 2.2.1. Standard Test Conditions (STC)

Il rendimento e tutti gli altri parametri elettrici di un modulo fotovoltaico dipendono da diversi fattori meteorologici della località in cui operano. Per questo motivo è stato necessario fissare dei valori di riferimento per alcuni parametri che devono essere rispettati quando si misurano le caratteristiche elettriche di un modulo da riportare nella sua scheda tecnica. Sono state definite così le condizioni di prova normalizzate Standard Test Conditions (STC), definite nella normativa IEC/EN60904. La normativa impone che, durante i test per la caratterizzazione dei parametri elettrici e di performance del modulo, le seguenti condizioni vengano rispettate [1]:

- Irradianza pari a 1000 W/m<sup>2</sup>;
- Temperatura ambiente di 25 °C;
- Indice di massa d'aria AM pari a 1,5;

### 2.2.2. Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Il NOCT è anch'esso un valore di riferimento stabilito per convenzione. La temperatura nominale di operazione della cella è la temperatura a cui il modulo si stabilizza quando lavora in condizioni di circuito aperto nella seguente situazione:

- Irradianza uguale a 800 W/m<sup>2</sup>;
- Velocità del vento pari a 1 m/s;
- Temperatura dell'ambiente di 20 °C;

Il valore di NOCT è solitamente compreso fra i 42 °C ed i 50 °C. Tale parametro risulta molto comodo per il calcolo della reale temperatura della cella  $T_c$  per un dato valore di irradianza  $G$  e temperatura ambiente  $T_a$  in cui il modulo si trova ad operare attraverso l'Equazione 2-5 [1]:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{0,8} \cdot G \left[ \frac{kW}{m^2} \right]$$

Equazione 2-5

### 2.2.3. Correzione dei parametri in funzione di temperatura e irradianza

Come accennato precedentemente, le caratteristiche elettriche della cella quali la corrente, la tensione e la potenza prodotta dipendono dalla temperatura e dall'irradianza della località in cui si trovano ad operare [1].

In letteratura sono disponibili numerose espressioni analitiche che permettono di correggere i valori nominali dei parametri elettrici, misurati nelle condizioni STC, in funzione delle reali condizioni climatiche del luogo in cui operano.

La corrente di cortocircuito  $I_{sc}$  può essere espressa in funzione dell'irradianza  $G$  e della temperatura di cella  $T_c$  tramite l'Equazione 2-6:

$$I_{sc}(G, T_c) = I_{sc}(STC) \cdot \frac{G [W/m^2]}{1000} \cdot (1 + \alpha_{I_{sc}} \cdot \Delta T) \quad \Delta T = T_c - 25^\circ C$$

Equazione 2-6

Dove:

- $I_{sc}(G, T_c)$  = corrente di cortocircuito corretta secondo i reali valori di irradianza e temperatura di cella [A];
- $I_{sc}(STC)$  = corrente di cortocircuito, fornita dal costruttore, misurata nelle condizioni di riferimento STC [A];
- $G$  = irradianza misurata nel luogo in cui è situato il modulo [ $W/m^2$ ];
- $\alpha_{Isc}$  = coefficiente di temperatura, fornito dal costruttore, che tiene conto della variazione di corrente di cortocircuito in funzione della differenza fra la temperatura di riferimento e quella ambiente [ $\%/^{\circ}C$ ];
- $T_c$  = temperatura di funzionamento della cella [ $^{\circ}C$ ];

Talvolta è più comodo esprimere il coefficiente termico in [ $A/^{\circ}C$ ] e per effettuare il passaggio da un'unità di misura all'altra è possibile applicare l'Equazione 2-7:

$$\alpha_{Isc} [A/^{\circ}C] = \frac{I_{sc}(STC) [A]}{100} \cdot \alpha_{Isc} [\%/^{\circ}C]$$

Equazione 2-7

Anche la tensione di circuito aperto può essere corretta in funzione della temperatura della cella:

$$U_{oc}(T_c) = U_{oc}(STC) \cdot (1 + \beta_{Uoc} \cdot \Delta T) \quad \Delta T = T_c - 25^{\circ}C$$

Equazione 2-8

Dove:

- $U_{oc}(T_c)$  = tensione di circuito aperto misurata alla temperatura di cella  $T_c$  [V];
- $U_{oc}(STC)$  = tensione di circuito aperto, fornita dal costruttore, misurata nelle condizioni STC [V];
- $\beta_{Uoc}$  = coefficiente termico, fornito dal costruttore, che tiene conto della variazione di tensione al variare della temperatura di cella [ $\%/^{\circ}C$ ];

Anche in questo caso, come specificato per la corrente è possibile cambiare l'unità di misura del coefficiente termico della tensione di circuito aperto tramite l'Equazione 2-9:

$$\beta_{Uoc} [V/^{\circ}C] = \frac{U_{oc}(STC) [V]}{100} \cdot \beta_{Uoc} [\%/^{\circ}C]$$

Equazione 2-9

Anche la potenza può essere corretta in funzione dell'irradianza e della temperatura in funzione della seguente Equazione 2-10:

$$P_m(G, T_c) = P_m(STC) \cdot \frac{G [W/m^2]}{1000} \cdot (1 + \gamma_{Pm} \cdot \Delta T) \quad \Delta T = T_c - 25^{\circ}C$$

Equazione 2-10

Dove:

- $P_m(G, T_c)$  = potenza elettrica massima corretta per le condizioni metereologiche del luogo in cui lavora la cella [W];
- $P_m(STC)$  = potenza elettrica massima, fornita dal costruttore, misurata nelle condizioni di riferimento STC [W];

- $\gamma_{Pm}$  = coefficiente termico, fornito dal costruttore, che tiene conto della variazione della potenza prodotta dalla cella in funzione della temperatura a cui quest'ultima lavora [%/°C];

Per cambiare l'unità di misura del coefficiente termico di potenza, qualora fosse necessario, è possibile applicare l'Equazione 2-11:

$$\gamma_{Pm} [W / ^\circ C] = \frac{P_m (STC) [W]}{100} \cdot \gamma_{Pm} [\% / ^\circ C]$$

Equazione 2-11

Infine è possibile effettuare una correzione anche sul rendimento della cella fotovoltaica in funzione della temperatura della stessa.

$$\eta(T_c) = \frac{P_w}{G \cdot A} = \frac{P_m}{A} \cdot (1 + \gamma_{Pm} \cdot \Delta T) \quad \Delta T = T_c - 25^\circ C$$

Equazione 2-12

Dove:

- $\eta(T_c)$  = rendimento corretto secondo il reale valore di temperatura di funzionamento della cella;
- $\gamma_{Pm}$  = coefficiente termico, fornito dal costruttore, che tiene conto del variare del rendimento al variare della temperatura [%/°C];
- $P_m$  = potenza massima misurata nelle condizioni di STC [W];

## 2.3. Certificazioni

Sono state normate una serie di prove e test da svolgere sui moduli fotovoltaici al fine di misurare l'andamento delle loro performance nel corso del loro ciclo di vita utile (25 anni). I test svolti hanno lo scopo di accelerare l'invecchiamento dei moduli in modo da poter ottenere stime affidabili. L'elenco delle procedure da svolgere sui moduli al fine di verificare la loro qualità è riportato nella normativa IEC 61215 valida per i moduli in silicio cristallino e nella norma IEC 61646 per i moduli a film sottile.

Nei capitoli seguenti di questo lavoro di tesi verranno trattate in maniera più approfondita alcune delle procedure riportate nella norma IEC 61215 relative ai test di invecchiamento. In questo paragrafo ci si limita ad elencare solamente le principali procedure che la normativa impone di svolgere:

- Ispezione visiva;
- Prove di prestazione in condizioni STC;
- Prova di isolamento;
- Misura dei coefficienti  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ ;
- Misura di NOCT;
- Prove di prestazione in condizioni NOCT;
- Prove di prestazione a basso irraggiamento;
- Prove di prestazione all'esterno;
- Prove di tenuta in condizioni di surriscaldamento localizzato;
- Test mediante l'uso di raggi UV;

- Imposizione di cicli termici;
- Prove in condizione di umidità e congelamento;
- Imposizione di cicli caldo-umido (damp\_heat test);
- Prova di robustezza;
- Prova di carichi meccanici;
- Prova di grandine;

I moduli fotovoltaici utilizzati negli impianti devono avere tutti i componenti attivi isolati in classe II. Ciò permette di godere di un doppio isolamento che garantisce sicurezza sia per i contatti diretti che per quelli indiretti. Per potersi accertare che il modulo rispetti queste specifiche di sicurezza è necessario controllare che sull'etichetta posta nella parte posteriore sia presente il seguente simbolo:

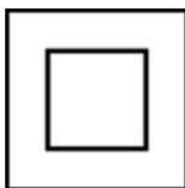


Figura 2-2. Simbolo di doppio isolamento.

Infine, un altro importante requisito di qualità è rappresentato dalla garanzia che il costruttore deve fornire. In particolare il costruttore deve assicurare una garanzia di due anni per tutti i componenti ed i materiali aventi difetti di fabbricazione e deve garantire una potenza prodotta in STC non inferiore al 90% della potenza minima per i primi 10 anni e non inferiore all'80% per 20 anni [3] [1].

## 2.4. Accoppiamento fra generatore fotovoltaico e carico elettrico

La caratteristica I-V di un modulo fotovoltaico è simile a quella di una singola cella con un cambiamento proporzionale sull'asse della tensione per le celle collegate in serie ed un cambiamento proporzionale sull'asse della corrente per le celle collegate in parallelo.

Il modulo fotovoltaico prende parte nell'impianto fotovoltaico che ha lo scopo di soddisfare un determinato carico (per esempio il fabbisogno elettrico determinato dai carichi elettrici di un'abitazione) con la potenza elettrica convertita dalla radiazione solare. In queste circostanze, cioè quando il generatore fotovoltaico viene collegato ad un carico, il punto di lavoro sarà il punto di intersezione fra la caratteristica I-V del generatore e la retta di carico. Se la retta di carico interseca la curva I-V nel tratto compreso fra  $I_{sc}$  e  $P_{MPP}$ , il generatore avrà un comportamento simile ad un generatore di corrente ideale; viceversa se l'intersezione avviene fra  $P_M$  e  $V_{OC}$ , si avrà un comportamento simile ad un generatore di tensione ideale.

Il punto di intersezione determina anche la quantità di potenza che il generatore fotovoltaico sarà in grado di fornire al carico e per questo è opportuno fare in modo che l'intersezione avvenga nel punto in cui la potenza ceduta al carico sia massima. Questo punto è localizzato nel punto di massima potenza  $P_{MPP}$  del generatore fotovoltaico.

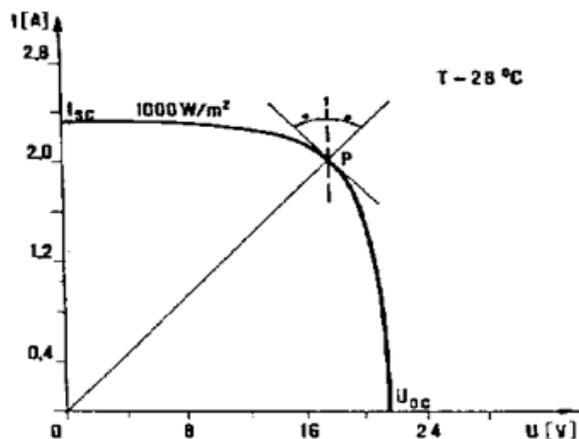


Figura 2-3. Accoppiamento generatore fotovoltaico-carico resistivo nel punto di massima potenza.

Qualora il carico da soddisfare fosse un carico di tipo resistivo come quello riportato nella Figura 2-3, la pendenza della retta che lo rappresenta sarebbe pari all'inverso della sua resistenza  $R$ . Quando il carico resistivo interseca il generatore nel suo punto di massima potenza l'Equazione 2-13 è verificata:

$$\frac{dI}{dV} = \frac{1}{R}$$

Equazione 2-13

Quindi per sfruttare nel miglior modo possibile un generatore fotovoltaico, il quale presenta una potenza in ingresso imposta dalla radiazione solare, è necessario adattare il carico al generatore contrariamente a ciò che viene svolto abitualmente.

Un aspetto da tenere in considerazione quando si studia l'accoppiamento fra carico e generatore è la mutazione che la curva I-V può subire al variare della temperatura e dell'irradianza dell'ambiente esterno. Ad esempio, se l'irradianza cala dell'80%, la curva I-V del generatore si riduce considerevolmente ed il punto di intersezione con la retta di carico si sposta molto come è possibile constatare in Figura 2-4.

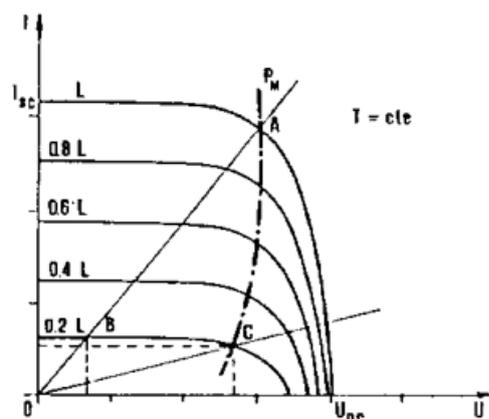


Figura 2-4. Luogo dei punti di massima potenza.

Dalla Figura 2-4 è possibile notare che, al variare dell'irradianza, il punto di lavoro si sposta da A a B. In questa nuova situazione, la potenza che il generatore eroga al carico è pari

a  $P_B$  che risulta tuttavia inferiore alla massima potenza  $P_C$  che il generatore potrebbe fornire nella nuova condizione. Per spostare il punto di lavoro in C è necessario modificare la resistenza del carico ad un valore  $R' > R$ .

Considerazioni analoghe possono essere fatte nel caso in cui a variare non sia l'irradianza ma bensì la temperatura esterna dell'ambiente poiché anche in questo caso la caratteristica I-V del generatore fotovoltaico cambierebbe e l'intersezione non si troverebbe più nel punto ottimale.

Dunque sulla base di queste osservazioni si evince che un collegamento di tipo costante fra carico e generatore non è vantaggioso.

Qualora il generatore fosse accoppiato alla rete elettrica nazionale, per garantire un punto di lavoro costantemente in condizione ottimale anche al variare dell'irradianza e della temperatura, si interpongono fra il generatore e la rete elettrica dei dispositivi elettronici che fungono da adattatori di carico chiamati inseguitori di massima potenza o Maximum Power Point Tracker (MPPT) [3] [1].

### **3. COMPARAZIONE DEI TIPI DI ANALISI DELLE PERFORMANCE DEI MODULI FOTOVOLTAICI**

L'obiettivo di questo lavoro di tesi è quello di confrontare tutte le principali tipologie di test attualmente in uso al fine di osservare i risultati e le informazioni fornite da ognuno di essi. Studiando questa comparazione sarà possibile individuare l'eventuale presenza di test superflui che possono essere evitati poiché forniscono informazioni ridondanti oppure sarà possibile individuare quali test possono essere utilizzati in combinazione per ottenere un campo di risultati più ampio che non sarebbe ottenibile se gli stessi test venissero svolti singolarmente.

Nei paragrafi seguenti verranno descritte le tipologie di analisi attualmente svolte sui moduli fotovoltaici ed i relativi studi più recenti condotti a riguardo. In particolare verrà descritto il test di elettroluminescenza per l'individuazione dei difetti, il test per il tracciamento della caratteristica corrente-tensione, il test della fluorescenza ed il test della termografia. Una volta descritte le modalità di svolgimento dei test e le più recenti applicazioni, verrà riportata una tabella riepilogativa contenente una comparazione fra i risultati che ogni test è in grado di fornire ed un commento riassuntivo al fine di individuare le migliori combinazioni di test da svolgere.

#### **3.1. Misurazione della caratteristica I-V**

Per studiare le performance e la qualità di un modulo fotovoltaico è necessario effettuare dei test specifici al fine di misurare i principali parametri elettrici. A tal scopo la caratteristica corrente-tensione ricopre una grande importanza poiché permette di ricavare in modo rapido ed efficace tutti i principali punti di funzionamento di un impianto fotovoltaico. Esistono due principali metodi per effettuare il tracciamento della curva I-V: il primo metodo è quello maggiormente utilizzato e prevede l'utilizzo di un condensatore che verrà caricato durante l'arco temporale in cui il test viene svolto; Il secondo metodo invece prevede al posto del condensatore un carico elettronico programmabile.

##### **3.1.1. Modalità di svolgimento mediante condensatore**

Il metodo più utilizzato per il tracciamento di questa curva è quello che consiste nel creare un transitorio di carica di un condensatore. Questo test viene effettuato solitamente ponendo il modulo in esame in una posizione esposta al sole e collegandolo ad un condensatore. Quest'ultimo è inizialmente scarico ed una volta che il circuito elettrico viene chiuso, la corrente elettrica generata dal modulo va a caricare il condensatore. Il test dura solitamente circa 100 ms e si conclude quando il condensatore è completamente carico. Di seguito viene riportata la Figura 3-1 raffigurante uno schema esemplificativo del circuito elettrico utilizzato per il test.

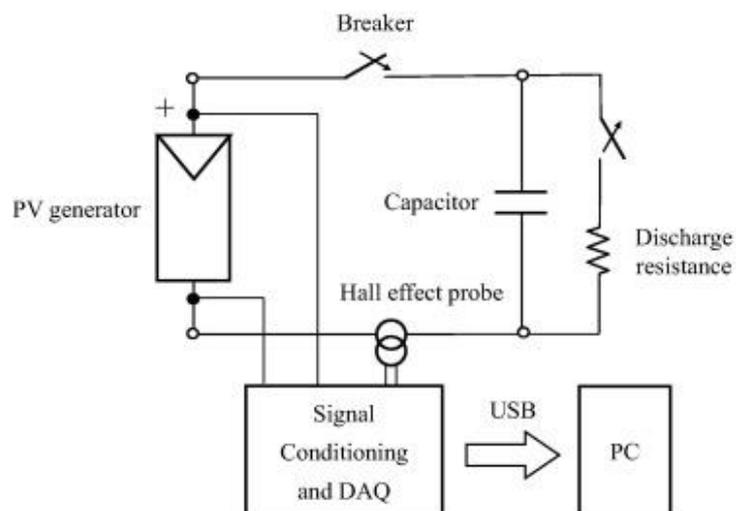


Figura 3-1. Schema del collegamento elettrico per il test I-V.

All'inizio del test, poiché il condensatore è completamente scarico, si lavora in condizioni di cortocircuito. Invece al termine del test, quando il condensatore è carico, si lavora in condizioni di circuito aperto. L'evoluzione della corrente e della tensione nel condensatore durante il transitorio è mostrato nella Figura 3-2.

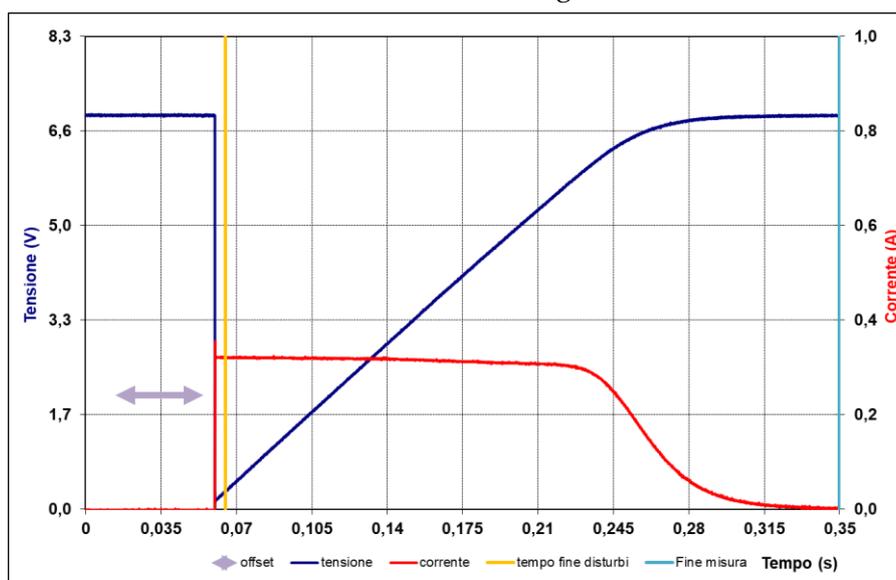


Figura 3-2. Esempio di profilo temporale di corrente e tensione durante il test.

Tuttavia, il condensatore non è l'unico strumento necessario nel corso del test. Infatti, poiché la curva I-V che verrà tracciata è dipendente dalla temperatura e dalla radiazione solare, sono necessari due strumenti per misurare questi due parametri. La temperatura viene misurata tramite un semplice termostato che misura la temperatura esterna (Figura 3-3). Un secondo termometro posto sulla superficie posteriore del modulo misura invece la temperatura di quest'ultimo.



Figura 3-3. Termometro utilizzato per la misura della temperatura ambiente.

La radiazione solare viene invece stimata attraverso una piccola cella solare (Figura 3-4) che può essere appoggiata sulla superficie del modulo. Essa, se collegata ad un voltmetro, è in grado di fornire un valore di tensione proporzionale a quello di irradianza misurato. Solitamente la taratura viene fatta in modo che la cella quando è sottoposta ad un'irradianza di  $1000 \text{ W/m}^2$  restituisca un valore di tensione ai suoi capi pari a 72,5 mV.



Figura 3-4. Cella solare tarata utilizzata per la misura dell'irradianza.

Durante il test, oltre a questi due sensori vengono impiegate anche una sonda per la misurazione della corrente ed una sonda differenziale per il calcolo della tensione raffigurate in Figura 3-5. Le schede tecniche di questi due strumenti sono riportate in appendice.

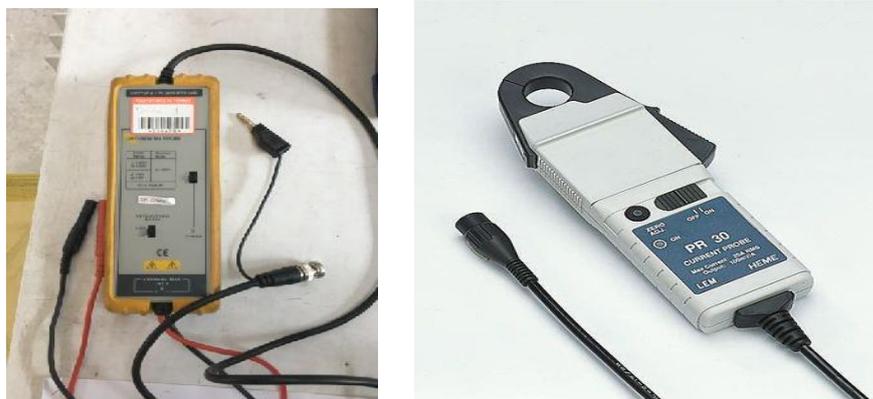


Figura 3-5. Sonda differenziale di tensione Sopphire SI9002 (a sinistra) e pinza amperometrica LEM PR30 (a destra).

Infine, una scheda di acquisizione dati (Figura 3-6) ed un pc portatile dotato di software per l'elaborazione dei dati completano la strumentazione necessaria per il test.



Figura 3-6. Scheda di acquisizione dati NI USB-6251 BNC.

Il software riceve i dati raccolti da un sistema di acquisizione e li elabora applicando dei modelli semplificati come ad esempio il modello a singolo diodo per tracciare la curva I-V. Infine tale curva deve essere corretta utilizzando la normativa CEI per ricondursi alle condizioni STC di 25 °C e 1000 W/m<sup>2</sup> [1] [4] [5].

### 3.1.2. Modalità di svolgimento mediante carico elettronico

Come è stato descritto in precedenza, per effettuare misurazioni relative alla caratteristica I-V delle celle o dei moduli fotovoltaici è necessaria un'apposita strumentazione costituita da un condensatore in grado di caricarsi con la corrente fotovoltaica prodotta durante il test per poi scaricare la corrente attraverso una resistenza una volta che la misura si è conclusa. Questi strumenti risultano talvolta costosi e per questo motivo sono stati sviluppati apparecchiature alternative più semplici e meno dispendiose economicamente che siano ugualmente in grado di tracciare la curva I-V reale del modulo fotovoltaico che potrà poi essere confrontata con quella fornita dal costruttore [6]. Questi strumenti sono costituiti non più da condensatori, bensì da carichi elettronici programmabili in grado di fornire valori di resistenze costanti. La curva I-V può essere dunque costruita selezionando in modo sequenziale le varie resistenze del sistema mentre un datalogger si occupa di memorizzare i valori di tensione e corrente oltre che i valori di irradianza che riceve da un piranometro. Il carico elettronico utilizzato in questo lavoro di tesi è il 6063B mostrato in Figura 3-7. Lo strumento in questione ha tre differenti modalità di funzionamento: modalità a corrente costante; modalità a tensione costante; modalità a resistenza costante.



Figura 3-7. Carico elettronico variabile 6063B.

Il carico elettronico funziona in modalità “remote control” ovvero viene gestito interamente dal pc a cui è collegato. Il 6063B viene programmato in modalità corrente in modo da poter potersi comportare come un resistore a resistenza programmabile. Il modulo

sottoposto al test assorbirà dunque un certo valore di corrente in funzione della resistenza impostata e produrrà in output un valore di tensione che verrà utilizzato per tracciare la caratteristica corrente-tensione [7]. Per connettere la resistenza desiderata al modulo si utilizzano dei resistori di tipo Mosfet. Essi si comportano come dei carichi controllati elettronicamente e sono in grado di spostare il punto di operazione della cella fotovoltaica sul grafico I-V. Questi strumenti a basso costo sono dotati infatti di differenti tipi di resistenze con valori che vanno da  $0.1 \Omega$  a  $100 \Omega$ . Ogni accoppiamento modulo fotovoltaico-resistenza corrisponde infatti ad un punto diverso della caratteristica I-V del modulo stesso. La Figura 3-8 riporta lo schema elettrico dello strumento.

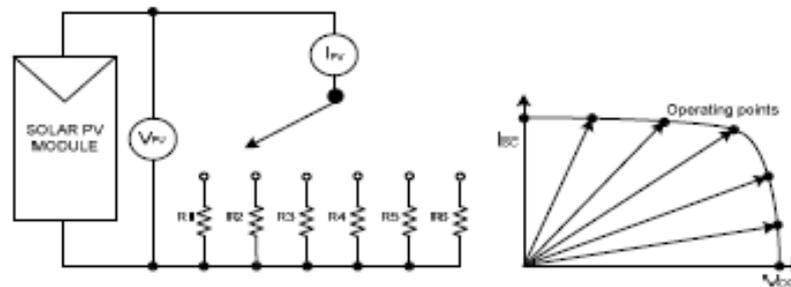


Figura 3-8. a) set up del test I-V low cost; b) costruzione della curva I-V ottenuta dai punti ricavati sperimentalmente.

Questo strumento permette quindi di misurare diversi punti della curva I-V in modo da poterla costruire interamente e di ricavare quindi i principali parametri elettrici del modulo come la tensione di circuito aperto  $V_{oc}$ , la corrente di cortocircuito  $I_{sc}$ , il fill factor FF e l'efficienza  $\eta$ . Per effettuare una misura sulla  $V_{oc}$  è necessario lasciare il modulo scollegato da tutte le resistenze dello strumento in modo da creare una situazione di circuito aperto con  $I=0$ . Successivamente effettuando delle misurazioni per un breve lasso di tempo con tutte le resistenze dello strumento sarà possibile ricavare diversi punti della curva che permetteranno di ricostruire la caratteristica I-V. La resistenza dal valore più piccolo, ovvero quella da  $0.1 \Omega$ , viene utilizzata per misurare la corrente di cortocircuito  $I_{sc}$  poiché, essendo R molto bassa, la caduta di tensione è minima e si opera in condizioni prossime a quelle di cortocircuito.

La corrente e la tensione prodotte dai moduli vengono misurate mediante due multimetri:

- Multimetro digitale DMM1 - Fluke model 8846A;
- Multimetro digitale DMM2 – Agilent model 34401A;

L'irradianza è invece misurata da un piranometro che emette in output un segnale di tensione anch'esso misurato da un multimetro digitale DMM3 – Agilent model 34401A. Tutti i multimetri ed il carico elettronico programmabile sono collegati ad un PC portatile mediante l'interfaccia IEEE-488 che gestisce l'acquisizione di tutti i dati raccolti. La temperatura ambiente viene misurata da un termometro Pt-100, mentre la temperatura di cella viene stimata con il metodo del NOCT descritto nel paragrafo 2.2.2. Le incertezze degli strumenti sono elencate di seguito:

- Irradianza G: 1,3%;
- Tensione V: 20 ppm;
- Corrente I: 0,1%;
- Temperatura di cella: 2 °C;

Infine, una volta ottenuti questi parametri è possibile ricavare gli altri applicando le formule riportate nei capitoli iniziali di questo lavoro di tesi. Il fill factor e l'efficienza vengono espressi tramite l'Equazione 1-17 e l'Equazione 1-18.

Data la vasta gamma di parametri elettrici misurabili con questo strumento, è possibile tracciare non solo la caratteristica I-V, ma anche la curva P-V riferita al modulo fotovoltaico.

Un possibile miglioramento di questo strumento low cost potrebbe essere quello di aumentare il numero delle resistenze con cui si misurano le condizioni di lavoro del modulo in modo da poter avere più punti per fare il fitting delle curve ed ottenere delle caratteristiche I-V e P-V più regolari.

Un altro metodo di misurazione low cost, illustrato dagli autori in [8], consiste nell'utilizzare un multimetro digitale (DMM) interfacciato con un software LabVIEW. La piattaforma che verrà descritta è ideale per il monitoraggio degli impianti stand-alone. La strumentazione comprende complessivamente due DMM, un carico resistivo con resistenze di valori variabili, il modulo fotovoltaico da analizzare ed un computer con il software LabView. Durante la misurazione della caratteristica tensione-corrente è il computer a gestire l'intero processo di misurazione in modo economico. I dati vengono acquisiti dal computer tramite un cavo USB. Il circuito elettrico utilizzato per la misurazione è economico ed è simile a quello utilizzato nel metodo precedente ovvero consiste in una serie di carichi in corrente continua di resistenza variabile comandabili tramite un MOSFET. Il software Labview permette di ricevere, elaborare, salvare nell'hard disk del pc e mostrare sul display i dati raccolti dagli strumenti di misurazione. L'attrezzatura è in grado di inviare un segnale in tempo reale che permette di misurare i parametri elettrici, le performance del modulo fotovoltaico e l'energia prodotta da esso. Il DMM è in grado di mostrare non solo la corrente alternata e continua o la tensione AC e DC, ma può rilevare anche la temperatura e la resistenza di un carico seppur con una tolleranza non ottimale.

Le misurazioni avvengono in un laboratorio dove una lampada alogena illumina uno o due moduli con un determinato valore di irradianza. I moduli vengono posizionati con un'angolazione di  $0^\circ$  rispetto alla superficie orizzontale. La corrente e la tensione circolanti vengono canalizzati verso il DMM che provvederà ad inviare i dati raccolti all'ambiente LabVIEW.

Il software contiene una grande varietà di librerie di funzioni per acquisire i dati, processarli, salvarli, generare le forme d'onda e leggere file contenenti dati da sorgenti esterne. Durante il test, i valori di corrente e tensione vengono catturati e la caratteristica I-V viene tracciata partendo dalla condizione di circuito aperto ed arrivando alla condizione di cortocircuito. Misurando i valori di corrente e tensione è possibile ricavare la potenza P del modulo ed i restanti parametri elettrici. Tutti i dati misurati vengono raccolti in una matrice per poi essere convertiti al fine di costruire gli assi X e Y dei grafici I-V e P-V.

Come è possibile riscontrare, il software è in grado di effettuare un grande numero di rilevazioni a distanza di pochi istanti le une dalle altre e questo grazie al fatto che è il computer stesso a gestire tutte le operazioni. Con i dati raccolti in precedenza è possibile tracciare le caratteristiche I-V e P-V del modulo sotto esame (Figura 3-9).

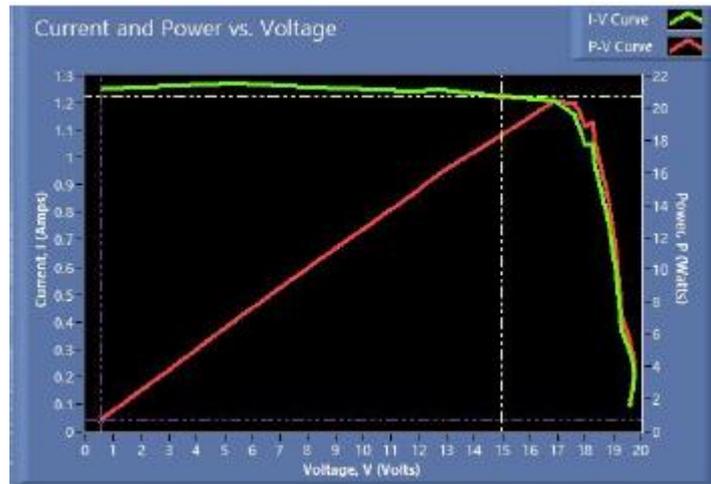


Figura 3-9. Caratteristiche I-V e P-V tracciate dal software.

Il software inoltre mostra a schermo una tabella con tutti i principali parametri elettrici.

Tramite queste immagini è possibile osservare come questo software permetta di mostrare tutti i singoli parametri elettrici del modulo in tempo reale ed inoltre è possibile memorizzare i dati per un numero illimitato di giorni salvandoli in un file per ogni giorno.

Le caratteristiche di questa apparecchiatura per il test potrebbe permettere in futuro di misurare le curve I-V e P-V riferite ad un lungo tempo di esercizio dei moduli.

### 3.1.3. Procedure di correzione secondo normativa CEI

Una volta ricavate sperimentalmente le curve I-V nella modalità descritta nel paragrafo precedente è necessario correggere i valori di corrente e tensione in funzione dei parametri STC. Per svolgere questo compito è possibile utilizzare le equazioni riportate nel paragrafo 2.2.3. oppure, come è consigliato, seguire la normativa di riferimento.

La norma italiana di riferimento è la norma CEI EN 60891 intitolata “Procedure per correzioni di temperatura e irraggiamento alle caratteristiche I-V misurate di dispositivi fotovoltaici”. Lo scopo di questa correzione è quello di poter ottenere risultati confrontabili con i dati riportati nella scheda tecnica. Sarà così possibile stabilire in modo certo se le performance di un modulo sono conformi a quanto dichiarato dal produttore oppure se ci sono stati dei deterioramenti durante il ciclo di vita del modulo.

Nella normativa sono riportati tre differenti metodi per la correzione delle caratteristiche I-V. Ognuno di questi metodi indica le procedure da seguire ed i parametri necessari come la resistenza in serie, i coefficienti termici ed il fattore di correzione della curva.

Il primo metodo è quello che viene implementato nel foglio di calcolo Excel per la definizione della caratteristica I-V dei dispositivi fotovoltaici, realizzato dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Torino.

Il secondo metodo consiste in una correzione algebrica alternativa che funziona in modo più efficace quando la correzione di irradianza è elevata (superiore al 20%). Questa procedura, così come la prima, richiede alcuni parametri di correzione che devono essere noti a priori.

Il terzo metodo consiste nell'effettuare un'interpolazione fra le condizioni in cui è stata effettuata la misura e quelle STC e non sono necessari parametri di correzione da conoscere a priori.

In questo lavoro di tesi verrà utilizzato il primo metodo riportato nella normativa CEI EN 60891 [9]. Al fine di effettuare il riporto della caratteristica I-V alle condizioni STC si utilizza un algoritmo realizzato con il software Matlab nel quale vengono implementate l'Equazione 3-1 e l'Equazione 3-2:

$$I_2 = I_1 + I_{SC} \cdot \left( \frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_2 - T_1)$$

Equazione 3-1

$$V_2 = V_1 - R_s \cdot (I_2 - I_1) - k \cdot I_2 \cdot (T_2 - T_1) + \beta \cdot (T_2 - T_1)$$

Equazione 3-2

Dove:

- $I_1$  e  $V_1$  = corrente e tensione misurate nelle condizioni ambientali durante la caratterizzazione;
- $I_2$  e  $V_2$  = corrente e tensione corrette alle condizioni di riferimento STC;
- $G_1$  = irradianza misurata durante la caratterizzazione elettrica;
- $G_2$  = irradianza delle condizioni di riferimento STC (1000 W/m<sup>2</sup>);
- $T_1$  = temperatura del modulo (o cella) misurata durante la prova elettrica;
- $T_2$  = temperatura delle condizioni di riferimento STC (25 °C);
- $I_{SC}$  = corrente di cortocircuito misurata alle condizioni  $G_1$  e  $T_1$ ;
- $\alpha$  e  $\beta$  = coefficienti termici del modulo riferiti rispettivamente alla corrente di cortocircuito ed alla tensione di circuito aperto;
- $R_s$  = resistenza in serie del modulo;
- $k$  = fattore di correzione della curva;

Per quanto riguarda i coefficienti termici  $\alpha$  e  $\beta$ , maggiori informazioni sono fornite nel paragrafo 2.2.3 di questo lavoro di tesi. La temperatura del modulo o della cella  $T_1$  viene calcolata tramite il parametro NOCT come indicato nel paragrafo 2.2.2 [7].

In questo lavoro di tesi, per ogni misura effettuata sui diversi moduli oggetto dei test, verranno ripetute tre prove al fine di avere un controllo sull'accuratezza dei risultati.

L'algoritmo sviluppato in Matlab riceve in input 100 coppie di valori corrente-tensione raccolti dal carico elettronico mediante il procedimento descritto nel paragrafo precedente ed applica l'algoritmo di fitting denominato "Levenberg-Marquardt" al fine di ricavare la curva I-V. Successivamente, l'Equazione 3-1 e l'Equazione 3-2 vengono svolte per ogni valore di corrente e tensione in modo da ricondurre la curva I-V alle condizioni STC.

Lo script Matlab è in grado inoltre di calcolare la corrente di cortocircuito calcolando semplicemente il punto in cui la curva I-V precedentemente fittata interseca l'asse delle ordinate.

Il codice Matlab sviluppato è in grado di calcolare in aggiunta la resistenza in serie del modulo fotovoltaico. Per raggiungere questo obiettivo il software si avvale ancora dell'algoritmo di fitting Levenberg-Marquardt mediante il quale ricava la retta tangente alla curva I-V nel punto di intersezione con l'asse delle ascisse (condizione di circuito aperto). Una

volta ricavato il coefficiente angolare di tale retta e sufficiente calcolarne l'inverso per calcolare il valore di resistenza in serie tramite l'Equazione 3-3.

$$R_s = -\frac{1}{b}$$

Equazione 3-3

Dove:

- $b$  = coefficiente angolare retta;

Infine, lo script Matlab effettua una stima dell'incertezza della misura effettuata sul calcolo della potenza nominale del modulo fotovoltaico in condizioni standard. A tale scopo è stato implementato un metodo Montecarlo mediante il medesimo script Matlab [10].

L'incertezza della potenza nominale di un modulo fotovoltaico dipende da molti fattori:

$$P_{M,STC} = f(G, T, I, V; G_{STC}; T_{STC}, \alpha, \beta)$$

Equazione 3-4

L'incertezza legata alla misura dei parametri  $G$ ,  $T$ ,  $I$  e  $V$  influenza anche la stima dei parametri di corrente di cortocircuito e resistenza in serie. Inoltre, anche l'algoritmo implementato per il riporto delle curve I-V alle condizioni STC possiede un suo grado di incertezza che influenza i risultati finali.

Una volta esplicitata questa premessa è possibile procedere alla descrizione nel dettaglio delle operazioni svolte dal metodo Montecarlo. Gli input dell'algoritmo sono i seguenti:

$$\begin{aligned} I_t &= I_0 * (1 + \delta I_t) + I_{OFF,t} \\ V_t &= V_0 * (1 + \delta V_t) + V_{OFF,t} \\ G_t &= G_0 * (1 + \delta G_t) + G_{OFF,t} \\ T_t &= T_0 + T_{OFF,t} \end{aligned}$$

Equazione 3-5

Dove:

- $I_0$ ,  $V_0$ ,  $G_0$  = valori di corrente, tensione e irradianza raccolti dai multimetri durante il test;
- $T_0$  = temperatura ambiente;
- $\delta I_t$ ,  $\delta V_t$ ,  $\delta G_t$  = quantità estratte dalla creazione di una distribuzione gaussiana di valori (pari al numero di trials scelti) avente valor medio pari a 0 ed una deviazione standard rispettivamente di  $5 * 10^{-4}$ ,  $1 * 10^{-5}$ ,  $6,5 * 10^{-3}$ ;
- $I_{OFF,t}$ ,  $V_{OFF,t}$ ,  $G_{OFF,t}$ ,  $T_{OFF,t}$  = quantità estratte dalla creazione di una distribuzione gaussiana di valori (pari al numero di trials scelti) avente valor medio pari a 0 ed una deviazione standard rispettivamente di  $20 \mu A$ ,  $5 \mu V$ ,  $3,5 W/m^2$  e  $1 \text{ }^\circ C$ ;

Il pedice  $t$  riportato in alcune grandezze precedenti si riferisce al valore della prova  $t$ -esima. Solitamente vengono effettuati 1000 o 5000 trials per ottenere un valore di accuratezza ottimale. Quando l'algoritmo termina i calcoli la distribuzione dei valori di potenza nominale ottenuti per tutti i trials deve assumere una forma gaussiana come quella riportata in Figura 3-10.

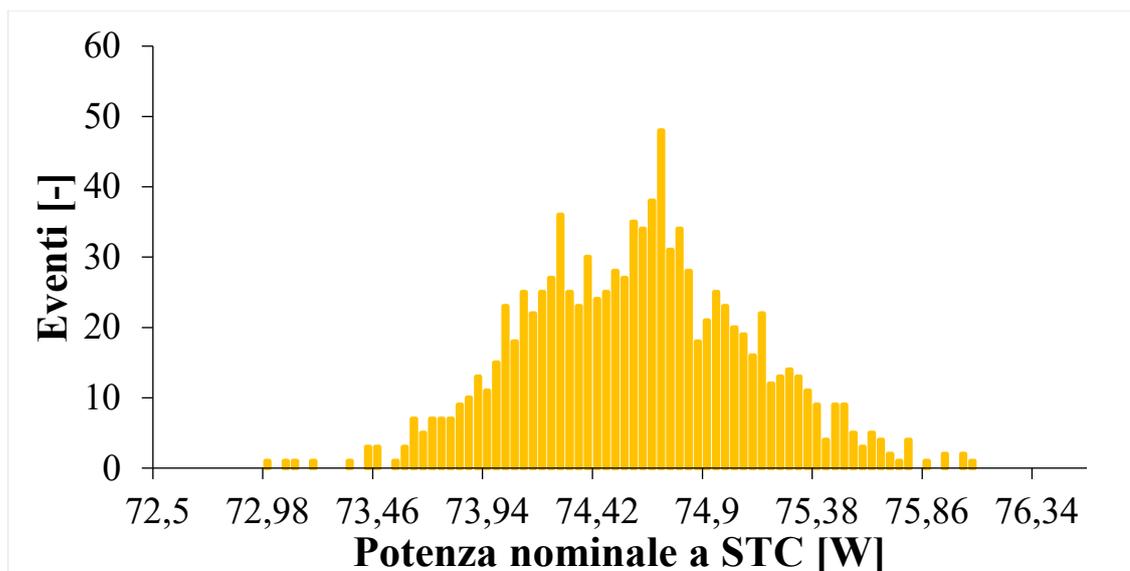


Figura 3-10. Esempio di distribuzione dei valori di potenza nominale del modulo a film sottile Calyxo CX3 75 in Cd-Te.

Svolgere queste analisi di incertezza è molto utile per individuare le migliori strategie che possano minimizzare gli errori dovuti all'imprecisione degli strumenti. Nella maggior parte dei casi il valore di potenza nominale è maggiormente influenzato dall'accuratezza della misura dell'irradianza e della temperatura di cella, mentre i parametri elettrici quali corrente e tensione hanno un effetto più trascurabile [10].

## 3.2. Test di elettroluminescenza

I test di elettroluminescenza sono una tipologia di analisi largamente utilizzata nell'ambito dello studio del degrado dei sistemi fotovoltaici. Questa analisi si basa sul principio dell'elettroluminescenza ovvero la proprietà di determinati tipi di materiali di emettere dei fotoni quando vengono attraversati da una corrente elettrica. Il test permette di individuare in tempi rapidi eventuali crack o errori commessi in fase di produzione e consente di individuare le cause delle perdite di performance di un determinato modulo o impianto. Il test di elettroluminescenza può dunque essere utilizzato in aggiunta al tracciamento della curva I-V mettendo in luce le cause che provocano un eventuale calo di rendimento individuato sulla caratteristica corrente-tensione.

### 3.2.1. Modalità di svolgimento

Il test si effettua applicando il processo inverso dell'effetto fotovoltaico e consiste nell'applicare una tensione in modo da indurre un flusso di corrente nel modulo fotovoltaico. La corrente che fluisce nei circuiti del modulo è in grado di eccitare gli elettroni del silicio della giunzione p-n i quali, passando dalla banda di valenza a quella di conduzione, liberano un fotone nella lunghezza d'onda dell'infrarosso. Per la realizzazione delle immagini EL i moduli vengono alimentati in una stanza buia mediante uno o più alimentatori. Questa scelta è necessaria dal momento che il modulo posto in una stanza buia si comporta come un diodo ed è quindi necessario eccitarlo con una tensione almeno pari a quella di circuito aperto (per i moduli in silicio policristallino è circa 38 V) affinché la corrente (circa la metà di quella di

cortocircuito) circoli nelle celle. In Figura 3-11 vengono mostrati alcuni tipici alimentatori utilizzati nei test.



Figura 3-11. Alimentatori di diverse taglie in funzione del carico da alimentare.

I fotoni emessi possono essere captati da apposite fotocamere (consumer grade silicon digital camera) aventi dei sensori in grado di intercettare i fotoni. Queste fotocamere (Figura 3-12) sono dotate di appositi sensori, realizzati solitamente in silicio, in grado di intercettare le radiazioni nell'infrarosso. La sensibilità della camera raggiunge i 1200 nm mentre la luminescenza emessa dal silicio dei moduli fotovoltaici è compresa nel range fra 1000-1300 nm con un picco a 1150 nm e dunque la camera utilizzata è in grado di raccogliere la maggior parte di radiazione emessa dai moduli realizzando immagini EL di alta qualità. Le fotocamere più performanti hanno un sistema in grado di raffreddare il silicio del sensore al fine di ottenere immagini più nitide.



Figura 3-12. Fotocamera con obiettivo full-range.

La fotocamera realizza l'immagine partendo da una matrice contenente un certo numero di pixel ognuno dei quali ha al suo interno un certo valore di energia immagazzinata che verrà estrapolato dall'elettronica della telecamera per realizzare l'immagine finale. Tuttavia, la radiazione infrarossa presente nella luce solare è enormemente maggiore di quella emessa dai moduli fotovoltaici durante il test. Per questo motivo, le analisi vanno svolte in

una stanza oscurata in totale assenza di luce o in ambiente esterno durante le ore notturne affinché le radiazioni infrarosse emesse dal sole non si accavallino con quelle emesse dal modulo fotovoltaico. Per ottenere un risultato più accurato solitamente viene realizzata una prima immagine nella stanza oscurata senza alimentare con corrente e tensione il modulo da analizzare ed in seguito questa immagine EL viene sottratta a quella realizzata in un secondo momento alimentando il modulo con la potenza elettrica. Questo procedimento permette di eliminare alcuni disturbi nella fotografia finale. Le immagini EL ottenute possono essere utilizzate per indagare la natura di diversi difetti dei moduli fotovoltaici come verrà discusso in seguito. Analizzando le foto si possono individuare difetti fisici e crack delle celle, cali di produzione dell'energia, i parametri elettrici ed altri segni di degradazione [11] [4].

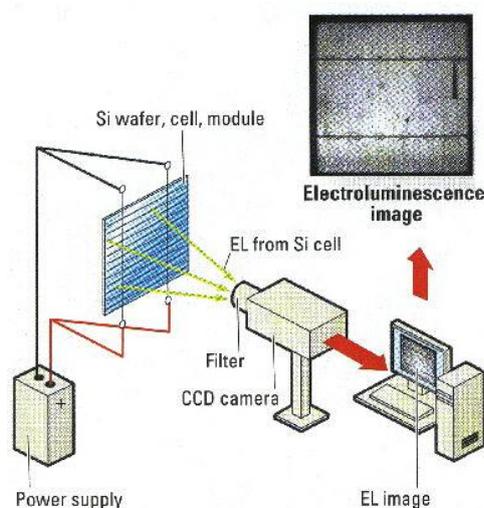


Figura 3-13. Schema riassuntivo delle fasi del test di elettroluminescenza.

### 3.2.2. Analisi dei difetti riscontrabili con elettroluminescenza

Uno degli aspetti che rendono il test di elettroluminescenza molto utile negli impianti fotovoltaici è la possibilità di individuare i difetti delle celle solari che creano un calo della produzione dell'impianto.

Il test EL permette infatti di individuare differenti categorie di difetti che colpiscono solitamente i moduli fotovoltaici:

- Difetti creati durante la fase di produzione delle celle fotovoltaiche;
- Difetti creati durante la fase di assemblaggio dei moduli fotovoltaici;
- Difetti creati durante la fase di trasporto ed installazione;
- Difetti creati a causa di agenti atmosferici successivi all'installazione;

Nei paragrafi successivi verranno approfondite brevemente queste tipologie di difetti appena elencate [12].

### *Difetti comparsi durante la produzione delle celle*

Durante il processo manifatturiero di realizzazione delle celle solari è possibile che diverse tipologie di difetti vengano a crearsi e di seguito verranno trattate le cause più comuni.

Uno di questi difetti è dato dalla presenza di macchie scure presenti in alcuni punti della cella. Queste chiazze osservabili nelle immagini EL rappresentano punti con bassi valori di intensità luminosa e dunque sono oggetto di una scarsa produzione di corrente. Ciò è dovuto ad un errore commesso nella fase di produzione detta "firing". Questo processo consiste nell'introdurre la cella in un forno ad alta temperatura in modo da attivare lo strato di nitruro di silicio (detto anche ossido). Quest'ultimo è presente nella parte posteriore allo scopo di incrementare la conducibilità della cella e proteggere lo strato di alluminio responsabile della conduzione. Qualora nel forno si venga a creare un gradiente di temperatura fra la parte centrale ed il bordo della cella, il nitruro di silicio non verrà attivato in modo omogeneo su tutta la superficie ed il risultato sarà una capacità della cella non omogenea di generare corrente. Questo effetto sarà facilmente visibile osservando l'intensità di elettroluminescenza a causa della non uniforme quantità di calore ceduta alla cella nel forno. Osservando la Figura 3-14 è possibile osservare un esempio di cella affetta da macchie scure.

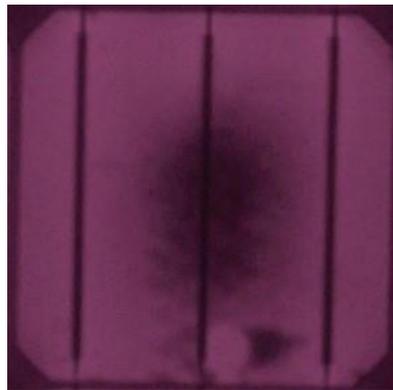


Figura 3-14. Cella affetta da macchia scura sulla superficie.

Un altro difetto che avviene sempre durante la fase di firing è detto "chain pattern". La causa di questo fenomeno è sempre un gradiente di temperatura ma stavolta non è causato dal forno ma dal contatto fra il nastro trasportatore all'interno del forno e la cella stessa. Si tratta di un difetto non riscontrabile ad occhio nudo e di scarsa entità in quanto non produce significativi cali di rendimento della cella. Un suo esempio è osservabile in Figura 3-15

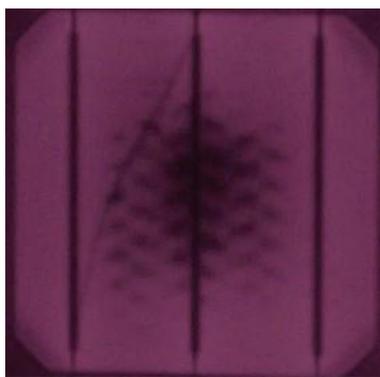


Figura 3-15. Cella affetta da chain pattern.

Un altro tipo di difetto che avviene durante la fase di produzione (ma non più nel processo di firing) è quello dei fingers difettosi. Essi sono contatti elettrici perpendicolari ai busbars realizzati depositando strati di alluminio (Al) o rame (Cu) sulla cella. Se si verificano errori nella fase di deposito del materiale, i finger potrebbero risultare interrotti o addirittura mancanti creando così una zona con bassa intensità luminosa. Infatti nelle immagini EL i finger sono individuabili come sottili strisce nere perpendicolari ai busbars. L'impatto negativo sul rendimento della cella è in genere trascurabile. Nella Figura 3-16 è possibile osservare un esempio di cella affetta da questo difetto [12].

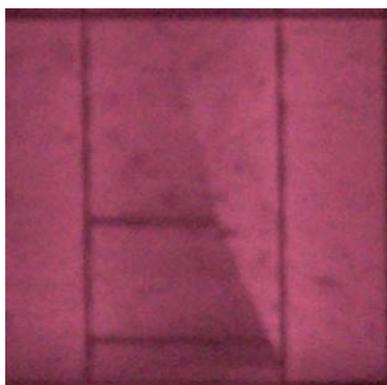


Figura 3-16. Cella affetta da macchia scura sulla superficie.

#### *Difetti comparsi durante la fabbricazione dei moduli*

Durante la fase di assemblaggio delle celle, queste ultime sono sottoposte a stress meccanici che potrebbero danneggiarle. Le fratture che si vengono a creare sono di particolare interesse soprattutto quando avvengono in maniera parallela ai busbars. In questo caso, la porzione della cella compresa fra il busbar ed il bordo potrebbe rimanere completamente scollegata inducendo un drastico crollo della produzione di energia della cella. In Figura 3-17 viene riportato un esempio di cella affetta da questo difetto.

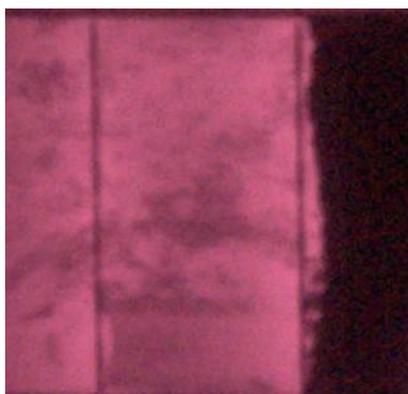


Figura 3-17. Cella affetta da difetto parallelo al busbar.

Un altro tipico difetto creato in fase di produzione dei moduli è dovuto all'erroneo collegamento dei busbars alla cella. Questo crea alcune zone di bassa luminosità nella cella visibili anche ad occhio nudo come zone più scure. La cella dunque produrrà corrente solo nei punti in cui il busbar è correttamente collegato e questo indurrà una diminuzione di potenza non solo della singola cella ma anche dell'intero modulo di cui fa parte. Inoltre la porzione di cella correttamente collegata si surriscalda poiché deve farsi carico anche della corrente generata dalla porzione di cella che fa riferimento al busbar difettoso [12].

#### *Difetti comparsi durante la fase di trasporto ed installazione*

I difetti comparsi durante le fasi di trasporto ed installazione sono i più frequenti ed i più dannosi per un modulo fotovoltaico. Questi difetti nascono a causa di un non corretto maneggiamento dei moduli da parte degli operatori che, calpestando od urtando i moduli contro degli ostacoli, possono sottoporre questi ultimi a degli stress meccanici elevati. I crack che si vengono a creare portano ad una discontinuità totale o parziale della corrente introdotta nei fingers delle celle coinvolte. Questi crack possono portare a danni più o meno gravi a seconda della loro estensione e della loro posizione della cella. Solitamente singoli punti di frattura posti in mezzo ai due busbars non sono particolarmente gravi perché non isolano completamente una porzione della cella e quindi ridimensionano solo in parte il flusso di corrente. Viceversa le fratture presenti ai bordi della cella potrebbero causare un'interruzione del flusso di corrente in un'area limitata della cella causando così perdite maggiori.

La Figura 3-18 riporta alcuni esempi di crack più o meno significativi [12].



Figura 3-18. Celle affette da crack dovuti a stress meccanici.

### *Difetti comparsi in seguito ad agenti atmosferici*

Gli agenti atmosferici possono danneggiare seriamente i moduli fotovoltaici creando traumi e stress meccanici. I fenomeni come il vento e le nevicate possono indurre sulla superficie del pannello fotovoltaico un carico distribuito in grado di creare punti di frattura soprattutto nelle celle occupanti la parte centrale del modulo dove si verificano le deformazioni maggiori.

Altri tipi di agenti atmosferici come la grandine possono invece indurre carichi puntuali su alcune celle del modulo creando ugualmente degli stress meccanici che portano alla formazione di crack. Solitamente essi nascono da un punto coincidente con la zona in cui impatta la grandine per poi diramarsi in svariate direzioni. Talvolta la forma di questi crack può assomigliare a quella dei difetti indotti nella fase di trasporto e installazione [12].

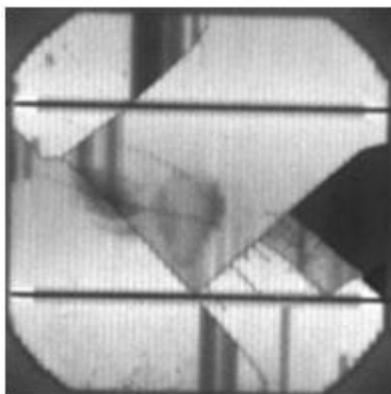


Figura 3-19. Celle affette da crack dovuti ad eventi atmosferici.

### **3.2.3. Analisi EL per l'individuazione di micro-crack**

Una volta acquisite le immagini EL, la fase di post processing è molto utile per ricavare tutte le informazioni disponibili. Come è stato mostrato dagli autori in [13], Tramite l'immagine processing è possibile ottenere una mappa bidimensionale delle micro-crack presenti nel modulo fotovoltaico ed è anche possibile implementare un metodo per individuare le varie tipologie di crack. I difetti più dannosi sono quelli paralleli ai busbars e con direzioni multiple. L'analisi in questione risulta particolarmente utile per verificare la presenza di danneggiamenti creati durante il processo manifatturiero oppure durante la fase di trasporto del modulo.

I punti di spaccatura possono comparire in differenti fasi di vita del modulo. I difetti possono essere suddivisi in diverse categorie. I difetti di tipo A sono i meno dannosi dal punto di vista della perdita di performance, tuttavia essi potrebbero evolvere e diventare difetti di tipo B o C che sono i più critici. Questo può avvenire se i moduli, durante la loro attività, sono soggetti a cicli termici, vento o carichi meccanici dovuti alla presenza di neve. Come accennato precedentemente, è stato sviluppato un metodo per creare una mappatura 2-D contenente la posizione dei difetti nella cella partendo dalle immagini ottenute dal test dell'elettroluminescenza. Una volta ottenuta questa mappa è possibile misurare la lunghezza dei difetti e classificarli in base al loro orientamento.

Il primo passo da svolgere è l'identificazione dell'immagine EL tramite una fotocamera CCD. In seguito, si ricava il profilo di intensità del segnale di elettroluminescenza che, come è possibile vedere nell'immagine sotto, ha la forma di una gaussiana inversa che si

ripete lungo l'asse del crack. I parametri misurati dall'immagine dipendono dalle condizioni del test di elettroluminescenza come la corrente di alimentazione del modulo.

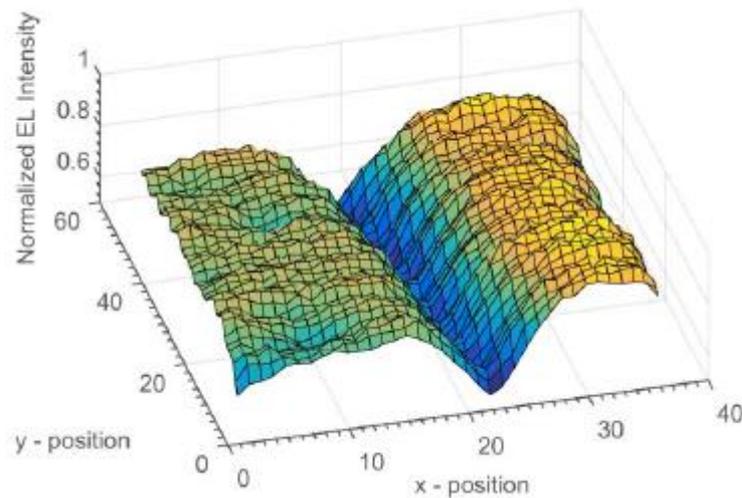


Figura 3-20. Profilo 2-D dell'intensità EL

Il profilo raffigurato sopra può essere rappresentato tramite l'Equazione 3-6:

$$G(x) = A * \left\{ 1 - k * \exp \left[ -\frac{(x-c)^2}{2 * \sigma^2} \right] \right\}$$

Equazione 3-6

$x$  è una delle due coordinate spaziali della mappa;  $c$  è la coordinata del centro del difetto;  $\sigma$  è la deviazione standard dell'intensità della luminescenza EL;  $k$  è un fattore di contrasto fra la zona del difetto e le aree della cella non danneggiata;  $A$  è un fattore di normalizzazione dell'intensità EL.

A partire dalla funzione gaussiana è possibile ottenere l'Equazione 3-7 generica valida per la sezione trasversale di un generico micro-crack:

$$K_{1D}(x) = - \exp \left[ -\frac{(x-c)^2}{2 * \sigma^2} \right] \quad 1 < x < 6 * \sigma, c = 3 * \sigma + 1$$

Equazione 3-7

Il passaggio successivo consiste nel passare all'Equazione 3-8 riferita ad un solo parametro spaziale, ad un'espressione bidimensionale del profilo di intensità EL. Per fare questo la  $K_{1D}(x)$  viene estesa lungo l'asse della rottura per una lunghezza  $L$  per la quale si assume che la rottura sia lineare.

$$K_{2D}(x,y) = K_{1D}(x) \quad 1 < y < L$$

Equazione 3-8

Tuttavia, la funzione  $K_{2D}(x,y)$  deve essere modificata poiché le rotture possono assumere diversi orientamenti e dunque la funzione va ruotata in modo da orientarsi in modo congruente a tutti i difetti. Per fare questo si effettua un procedimento iterativo ruotando ad ogni step la matrice del modello di  $10^\circ$ .

Una volta realizzata un'immagine raffigurante la funzione  $K_{2D}(x,y)$  viene effettuato il post processing per classificare i difetti. La funzione modello deve essere tradotta in una mappa binaria dei micro-crack. Per raggiungere questo obiettivo si effettua un processo di segmentazione applicando dei valori soglia per stabilire se gli elementi riscontrati nella matrice del modello precedente appartengano oppure no ad un difetto. Il valore soglia in base al quale si effettua questa discriminazione può essere ottenuto manualmente o attraverso un algoritmo. Ciò che si ottiene da questa operazione è definita mappa orientata dei micro-crack. Questa raffigurazione contiene tuttavia alcuni disturbi dovuti al fatto che alcuni elementi della mappa hanno lo stesso profilo EL di un micro-crack anche se non lo sono ed è dunque necessario rimuoverli dall'immagine. Il passo successivo consiste nell'aggregare tutti i difetti della mappa in un'unica matrice binaria ottenendo così la mappa aggregata dei micro-crack. Infine, è ancora necessario rimuovere i disturbi indotti dai contatti elettrici della cella (busbars e fingers) nella mappa. Essi infatti hanno un responso di intensità EL simile a quello dei micro-crack e vanno dunque rimossi. Questa operazione viene fatta in modo automatico rimuovendo le linee orizzontali e verticali dalla mappa aggregata che misurano 12 cm (la lunghezza dei contatti). La Figura 3-21 riporta un esempio di mappa aggregata:

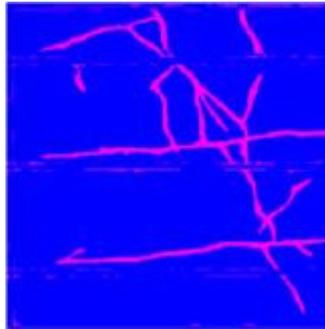


Figura 3-21. Mappa aggregata dei difetti di una cella solare.

Qualora fossero ancora presenti piccoli elementi di disturbo nella mappa, è possibile rimuoverli tramite un algoritmo che misura l'area e la lunghezza di questi piccoli segnali e provvede a rimuoverli in caso risultassero più piccoli di un valore soglia.

La fase conclusiva di questo metodo di analisi introdotta consiste nella valutazione dei difetti presenti nell'immagine. Essi vengono misurati e poi classificati in base alla loro pericolosità. Come accennato in precedenza, i più pericolosi sono i difetti paralleli ai busbars e quelli aventi multiple direzioni. Per individuare la prima categoria di difetti si utilizza un algoritmo che misura l'angolo che fra la linea dell'asse del difetto ed il busbar. I difetti con multiple direzioni vengono invece osservati mediante osservazione di tutti i difetti aventi lunghezza maggiore di 5 cm e verificando che essi non abbiano dei segmenti aventi una direzione differente. La Figura 3-22 riporta un esempio del risultato finale ottenuto.

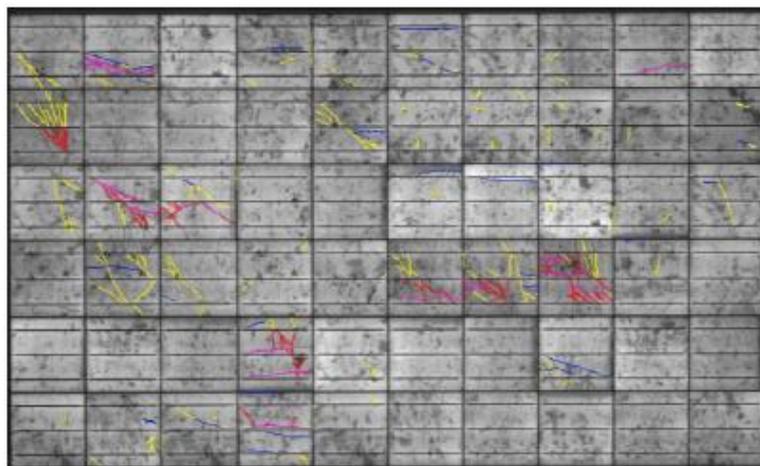


Figura 3-22. Individuazione dei difetti più dannosi di un modulo fotovoltaico.

Le linee rosse indicano i difetti con direzioni multiple, le linee blu rappresentano i crack paralleli ai busbars, mentre le linee gialle indicano difetti di altro tipo.

Questo metodo permette di individuare fino al 90% dei crack superiori a 3 cm effettuando analisi non invasive per il modulo.

### 3.2.4. Analisi statistica correlata ai test EL per lo studio dei crack

Le immagini ottenute tramite test di EL possono essere elaborate tramite un approccio di analisi statistica, come dimostrano gli autori in [14], per verificare se le spaccature presenti sulla superficie delle celle possano effettivamente indurre una perdita di performance significativa per il modulo, o invece il loro effetto possa essere considerato trascurabile. Grazie a questa tecnica è stato possibile stabilire che, nei casi oggetto di studio, solo il 60% dei crack ha un'influenza significativa sulla potenza erogata dai moduli di un impianto.

Esistono diversi tipi di rotture riassumibili nelle seguenti categorie:

- Crack diagonali;
- Crack parallele ai busbars;
- Crack perpendicolari ai busbars;
- Crack con direzioni multiple;

I crack diagonali e quelle con direzioni multiple sono le più deleterie per quanto riguarda la performance di un impianto fotovoltaico. Solitamente quando si verifica un crack, il calo di corrente è proporzionale alla superficie delle celle che risultano danneggiate dalla rottura. Parte di queste rotture sono state ridotte con l'utilizzo di tecnologie di risonanza acustica (RUV) che hanno permesso di ridurre la nascita di rotture dovute alla presenza di wafer di silicio difettosi. Tuttavia la tecnologia RUV non permette di eliminare la probabilità di crack nel processo manifatturiero dei moduli fotovoltaici e neanche nella fase di trasporto ed installazione.

Per prima cosa è necessario acquisire i dati dei moduli di un impianto tramite un software di acquisizione dei dati collegato all'impianto che riceve i valori inerenti all'irradianza del sito. In particolare è utile reperire la temperatura dei moduli, la temperatura

dell'ambiente esterno ed i parametri elettrici di tutti i moduli dell'impianto ovvero tensione e corrente.

Per individuare in un primo momento i crack presenti su un modulo ci si avvale del test di elettroluminescenza che solitamente viene preferito alle tecniche termografiche dal momento che, pur risultando più complesso da effettuare, presenta un'accuratezza maggiore dell'immagine e permette una stima più accurata della superficie di cella rotta. Il modulo in esame viene quindi portato in una camera buia ed alimentato con una corrente mentre una telecamera sensibile ai raggi infrarossi rileva le immagini delle radiazioni emesse. Le immagini vengono poi elaborate e corrette sottraendo lo sfondo dell'immagine per eliminare i disturbi. Prima viene fotografato lo sfondo senza la cella e poi tale immagine viene sottratta a quella realizzata in presenza della cella in esame. Le immagini saranno poi utilizzate per individuare i punti di rottura e catalogarli sulla base delle varie tipologie di rottura precedentemente elencate.

Il passo successivo è quello di avvalersi dell'utilizzo di specifici software (ad esempio Matlab) per la simulazione di un impianto fotovoltaico ed effettuare una stima delle performance. Questo strumento di simulazione sarà utile per confrontare i dati delle misure sul campo con quelli che andrebbero ottenuti per raggiungere i livelli di performance teorica. I valori di corrente  $I$  e tensione  $V$  tramite cui calcolare la potenza teorica dell'impianto  $P_{\text{theoretical}}$  sono ricavabili dall'Equazione 1-14. Per risolvere l'equazione trascendente ed ottenere i valori di  $I$  e  $V$  si utilizza l'algoritmo di Newton-Raphson.

Una volta ottenute le immagini e confrontati i valori reali con quelli di progetto inizia l'analisi statistica dei risultati che è composta da due fasi: sviluppo di un modello statistico in grado di identificare i punti di rottura responsabili di perdite significative di potenza prodotta dall'impianto; dimostrare che non tutti i punti di rottura hanno un'influenza significativa sulle performance dell'impianto.

La prima analisi prende il nome di T-test. Essa è utile per confrontare la potenza teorica dell'impianto con quella realmente misurata sull'impianto reale. Per fare ciò viene definito un parametro  $t$ :

$$t = \frac{(\bar{x} - \mu) * \sqrt{n}}{SD}$$

Equazione 3-9

$\bar{x}$  è la media degli esperimenti;  $\mu$  è la media esatta;  $n$  è il numero degli esperimenti;  $SD$  è la deviazione standard;

Se il valore di  $t$  è minore di 2.58 (valore ricavato in seguito ad un grande numero di esperimenti), il test è ritenuto significativo e cioè l'effetto della rottura in esame non influenza la performance del modulo; viceversa se il test risulta non significativo sarà necessario ricorrere ad un secondo test per individuare l'entità del danno confrontando la potenza del modulo in questione con un modello identico ma in perfette condizioni. L'esame in questione è chiamato F-test ed in questo caso viene definito un parametro statistico  $F$ :

$$F = \frac{\text{Varianza}}{\text{Errore statistico}}$$

Equazione 3-10

Se tale valore è minore di 6.635 (valore ricavato empiricamente sulla base di molti esperimenti) il test sarà ritenuto significativo e dunque è possibile affermare che la rottura non induce danni sensibili al modulo. Viceversa, se il test risulta anch'esso non significativo come il precedente, allora il crack ha un impatto non trascurabile sulle performance del modulo.

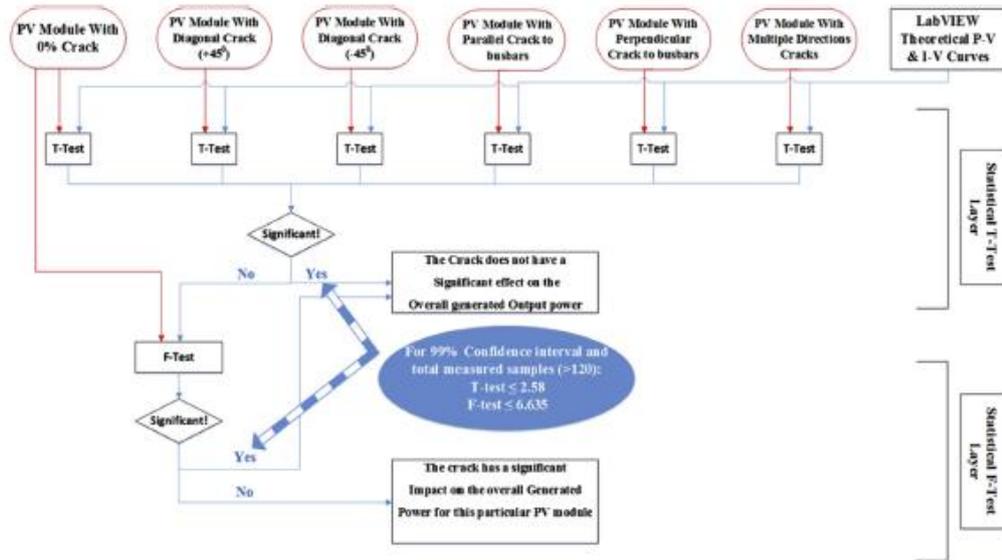


Figura 3-23. Schema riassuntivo del metodo statistico descritto nel paragrafo.

Una volta che è stato accertato un crack rilevante, il parametro a cui si fa riferimento per misurare l'entità del danno apportato è la percentuale di efficienza persa indicata dall'Equazione 3-11:

$$\text{Efficienza persa} = \frac{\text{Potenza reale misurata in output}}{\text{Potenza teorica}} * 100\%$$

Equazione 3-11

Poiché questo è un metodo statistico, sono stati effettuati esperimenti su una vasta varietà di moduli fotovoltaici aventi differenti tipologie di crack e differenti numeri di zone affette da crack sulla loro superficie. I risultati dei t-test e dei F-test condotti su questi moduli hanno permesso di ottenere dei valori soglia per ogni tipologia di crack. Queste soglie permettono di stimare quando i crack presenti sono effettivamente dannosi per il rendimento di un modulo. Per quanto riguarda le rotture diagonali, i danni maggiori si hanno quando esse si estendono lungo la superficie di almeno cinque celle inducendo una perdita fino al 5% di rendimento. I crack paralleli ai busbars diventano anch'essi non trascurabili quando coinvolgono cinque celle differenti e possono arrivare al 4% del rendimento. I crack perpendicolari ai busbars sono meno frequenti delle altre ed iniziano ad essere significative quando coinvolgono quattro celle (8 busbars) ed implicano perdite del 4.5%. infine, le rotture con direzioni multiple sono le più deleterie e, se si estendono su cinque celle, possono indurre una perdita del 8% di rendimento.

I risultati ottenuti dalle immagini EL evidenziano che solo il 15% circa dei moduli che hanno preso parte allo studio non presenta alcun segno di crack e ciò potrebbe indurre a ritenere che l'85 dei moduli abbia danni significativi. Tuttavia, l'analisi statistica ha stabilito che solo il 60% dei crack presenta un'estensione ritenuta in grado di compromettere le performance dei moduli.

### 3.2.5. Individuazione delle bave di lumaca attraverso il test EL

Una delle possibili applicazioni della tecnica dell'elettroluminescenza per i sistemi fotovoltaici è lo studio delle bave di lumaca (snail trails o snail tracks). Esso è un fenomeno di degradazione che affligge il silicio cristallino dei moduli e induce una sostanziosa riduzione della potenza prodotta che può arrivare fino al 9%. Le bave di lumaca si presentano sotto forma di piccole linee scure presenti in alcune zone del modulo. La loro natura è dovuta alla presenza di nanoparticelle di argento, ossido di argento e carbonato di argento. Si suppone che l'argento che costituisce queste formazioni derivi dal materiale con cui sono costituiti i fingers delle celle e che le bave siano strettamente collegate alla formazione di micro-crack delle celle. Tuttavia, recenti studi effettuati dagli autori in [15] con tecnica dell'elettroluminescenza, microscopi elettronici (SEM) e spettroscopia (EDS) sembrano attribuire ad altri fattori le cause delle snail trails.

L'elettroluminescenza viene impiegata per individuare la presenza di micro-crack nel modulo, mentre il microscopio elettronico a scansione è impiegato per studiare la topografia e la microstruttura del materiale che compone la cella. Gli studi in questione evidenziano che, confrontando le immagini EL ottenute da due moduli rispettivamente con e senza bave di lumaca, non si percepiscono sostanziali differenze ed in particolare non sono presenti micro-cracks in nessuno dei due moduli nonostante uno dei due sia affetto da bave di lumaca. Questo test permette dunque di escludere un possibile legame fra micro-cracks e bave di lumaca a differenza di quanto era stato ipotizzato.

Inoltre, studiando i risultati dell'analisi SEM, non si avvertono differenze nel contenuto di silicio dei finger dei due moduli presi in esame e dunque si può giungere alla conclusione che il silicio che costituisce le striature delle bave di lumache non provenga dai finger delle celle. La Figura 3-24 riporta i risultati condotti con il microscopio elettronico per i due moduli oggetto dello studio.

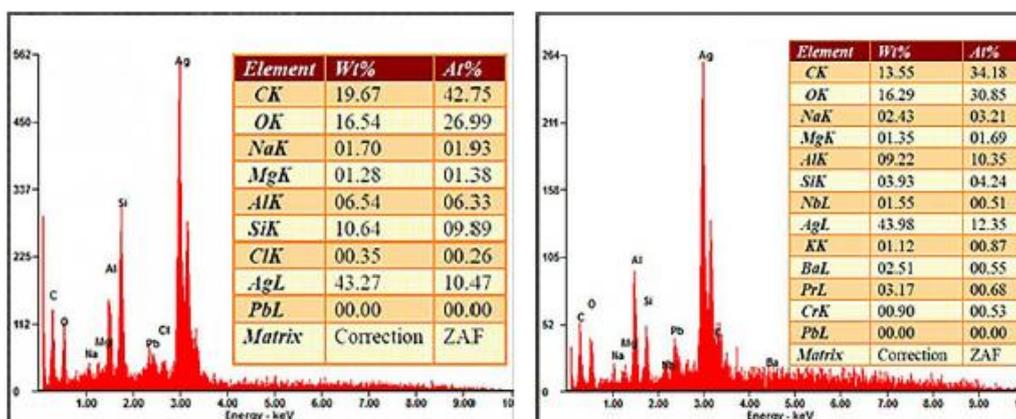


Figura 3-24. Risultati ottenuti dall'analisi SEM riguardo la composizione degli elettrodi.

Sostenendo un'ulteriore analisi termografica è possibile constatare che la temperatura nei punti dove è presente una bava di lumaca non è molto diversa dagli altri punti della cella e ciò che ne consegue è che la snail trails non influenzano la corrente di leakage  $I_{leak}$ .

La conclusione a cui si è giunti è che l'argento che costituisce le bave di lumache provenga dall'EVA (etilene vinil acetato), ovvero un composto elastico utilizzato nel processo di fabbricazione dei moduli a protezione delle celle. Potrebbe accadere accidentalmente che, durante il processo manifatturiero di produzione del modulo, impurezze di fosfato di argento vengano assorbite dall'EVA. Le impurezze instaurano poi alcune reazioni chimiche che portano alla formazione delle snail trails che sarebbero quindi dovuto ad un fenomeno accidentale. La presenza di queste striature scure di nanoparticelle di argento porta ad un drastico decadimento della potenza del modulo che può arrivare fino al 9% poiché le linee scure fanno da barriera al passaggio della radiazione solare che non può essere assorbita dalle celle solari.

### **3.2.6. Metodi EL low-cost**

Uno dei punti deboli dei test di elettroluminescenza è la necessità di utilizzare attrezzature costose. Per questo motivo gli autori in [16] hanno effettuato alcuni studi di ricerca per cercare di ottenere immagini EL accurate utilizzando apparecchiature a basso costo. Questi procedimenti hanno l'obiettivo di reperire immagini EL che verranno poi elaborate con tecniche di editing e di post processing per aumentarne la qualità. Il livello di accuratezza dell'immagine finale verrà poi validato effettuando una comparazione con un'immagine ottenuta mediante le tradizionali tecniche EL più costose. Tipicamente i test di elettroluminescenza vengono svolti in appositi laboratori utilizzando fotocamere sensibili ai raggi infrarossi ed apposite stanze buie dove il passaggio di radiazione luminosa è nullo. I recenti metodi low-cost che sono stati sviluppati prevedono in alcuni casi misure effettuate non in laboratorio, ma direttamente sul campo. E' possibile elencare due metodi low-cost attualmente testati.

Il primo consiste nell'effettuare analisi sui moduli all'interno di un laboratorio ma con strumentazioni di costo inferiore rispetto a quelle tipicamente utilizzate e con una piccola quantità di radiazione solare che filtra all'interno della camera scura. Il pannello fotovoltaico viene alimentato in polarizzazione diretta con una tensione di 60 V ed il costo totale del test, compresa la fornitura di potenza, è inferiore a 5000 dollari. La tecnica di cattura dell'immagine consiste nel raccogliere dieci immagini in formato RAW di cui la metà realizzate durante la fornitura di potenza al modulo e l'altra metà realizzate senza fornire potenza al sistema. In seguito le immagini vengono convertite in formato TIFF per essere processate da un software quale ad esempio Matlab. Il software di post processing deve realizzare due immagini medie partendo dalle 5 immagini ottenute fornendo potenza al sistema e dalle 5 immagini catturate lasciando il sistema imperturbato. Queste due immagini verranno poi sottratte per eliminare il disturbo arrecato dalla luce esterna che si è insinuata nella camera del laboratorio.

Il secondo metodo low-cost consiste nell'effettuare il test EL non più all'interno di un laboratorio, ma direttamente nel sito dove il modulo è installato. Per eseguire il test si utilizza un cofano appositamente realizzato che può essere applicato sulla superficie di ogni singolo modulo dell'array come mostrato in Figura 3-25.



Figura 3-25. Cofano per l'acquisizione di immagini EL sul campo.

La copertura è costituita da una struttura in alluminio che supporta alcuni fogli neri corrugati e la termocamera che scatterà le immagini. Il cofano è progettato per coprire un modulo di 72 celle ma può essere riadattato anche per un modulo di 60 celle. La base della copertura viene chiusa con un sigillo di gomma piuma per non far passare la luce del sole che altrimenti inficerebbe i risultati del test. Per evitare infiltrazione di radiazione luminosa, la parte posteriore del pannello fotovoltaico viene ricoperta con fogli di plastica. Una volta che la struttura viene montata sul modulo, il test può avere inizio e vengono realizzate otto immagini RAW di cui la metà realizzate fornendo potenza elettrica al modulo. La potenza viene fornita in modo che nel modulo circoli una corrente pari al 90% della corrente di cortocircuito  $I_{sc}$ . La fase di post processing è uguale a quella descritta per il metodo precedente.

Questi due metodi innovativi verranno confrontati con i risultati ottenuti da un test tradizionale effettuato in una stanza completamente oscurata e con una fotocamera altamente performante con sensori in silicio raffreddato. Questo componente di raffreddamento della fotocamera è molto costoso e contribuisce fortemente all'aumento del costo del test rendendolo un ordine di grandezza maggiore rispetto a quelli low-cost.

Studiando le immagini EL ottenute con i due metodi low-cost appena descritti si possono individuare crack e danneggiamenti sulla superficie dei moduli che possono essere stati apportati nella fase di produzione oppure nelle fasi di trasporto ed installazione. Se si realizzano immagini del modulo prima e dopo la fase di trasporto si può facilmente verificare se lo spostamento dei moduli ha prodotto danni aggiuntivi al modulo osservando le zone in cui non compare la luminescenza. Se si confronta un'immagine ottenuta con il primo metodo con una realizzata con il metodo tradizionale più costoso non si percepiscono grandi differenze. Questo indica che il metodo low-cost è valido e fornisce risultati attendibili. Talvolta è possibile che le immagini EL realizzate con il metodo 2 appaiano scure in alcuni punti. Questo è dovuto ad una non voluta fuga di radiazione infrarossa attraverso i sigilli. Per ovviare a questo problema è necessario realizzare dei sigilli in gomma piuma più stretti.

Un procedimento aggiuntivo che può essere svolto è quello di realizzare le immagini IR da sovrapporre alle immagini EL per ottenere un'interpretazione più accurata dei risultati ed una localizzazione più precisa dei danneggiamenti del modulo. In conclusione, questi metodi low-cost hanno prodotto risultati comparabili con quelli ad alto costo e possono dunque rappresentare un'interessante alternativa per individuare i difetti di un modulo sostenendo un costo economico inferiore.

### 3.2.7. Procedura per l'analisi delle performance

Al fine di individuare i punti dell'impianto fotovoltaico che creano cali nel rendimento e nella produzione di energia è stato condotto uno studio descritto dagli autori in [11] per sviluppare una procedura al fine di individuare le cause di questi malfunzionamenti. Fra le varie fasi di questo metodo ne è presente una che prevede l'utilizzo di test di elettroluminescenza EL. Questo studio dimostra quindi come sia possibile utilizzare i test EL non solo in modo individuale, ma in modo combinato con altre tipologie di test all'interno di una procedura di analisi più vasta. Sono presenti sette fasi da seguire: ispezione del sito dove è ubicato l'impianto; posizionamento dei sensori che devono essere il più vicino possibile all'impianto; la stima dell'energia prodotta dall'impianto. Questi sono i primi passi preliminari da compiere che non richiedono alcun tipo di test. I passi successivi riguardano invece le misure da effettuare sul campo: test sull'array dei moduli fotovoltaici sul campo; test più specifici sulla stringa o sul singolo modulo dell'array che presenta basse performance; utilizzo di fotocamere termografiche e della tecnica dell'elettroluminescenza sui moduli difettosi per indagare le cause del guasto; controllo sull'inverter e sul MPPT;

La maggior parte della capacità fotovoltaica installata è costituita da impianti per utenti residenziali integrati nel tetto (BIPV) ed impianti fotovoltaici a livello del suolo. In entrambi i casi sono presenti fattori che possono attenuare la produzione di energia stimata. Per quanto riguarda i BIPV, i problemi possono essere dovuti alla presenza di polvere e inquinamento oppure dall'ombreggiamento dovuto agli ostacoli presenti sul tetto. Gli impianti installati a terra invece possono essere danneggiati dall'umidità e dalla polvere che si accumula sopra i moduli. Talvolta è anche possibile che, a causa di una non ottimale progettazione, si verificano alcuni malfunzionamenti: mismatch dovuto a diversi valori di potenza di picco dei moduli connessi in serie in una stringa; parziale ombreggiamento dei moduli fotovoltaici; non corrispondenza fra la potenza nominale dell'array e quella dell'inverter a cui è collegato; rottura di una o più celle fotovoltaiche dei moduli a causa traumi subiti durante la fase di trasporto ed installazione.

Come riportato in precedenza, il primo step della procedura è un'ispezione sul sito dell'impianto per individuare i punti deboli e gli eventuali errori commessi in fase di design. In questa fase si controllano i parametri elettrici e la presenza di eventuali ombreggiamenti che possano interessare i moduli.

Il secondo step riguarda il controllo dei sensori per la misura dell'irradianza. Una buona soluzione è quella di utilizzare sensori realizzati con gli stessi materiali dei moduli, tuttavia l'accuratezza di questi strumenti è bassa e ciò li rende inaffidabili. Una buona alternativa è rappresentata dal piranometro che viene calibrato ogni anno e misura la radiazione globale sul piano dell'array. Tale strumento risulta poco idoneo nel caso di impianto BIPV poiché gli angoli di tilt e di azimuth sono molti ed i costi sarebbero inaccettabili. In questi casi si utilizzano i dati captati dalla centralina meteo più vicino al sito dell'impianto.

Il terzo step consiste nel fare una stima analitica della produzione dell'impianto e compararla con i dati ottenuti dal monitoraggio dell'impianto reale. La energia prodotta viene stimata con la seguente formula:

$$E_{ac\_p} = \sum_{k=1}^{Na} P_{p,k} * Y_{r,k} * \eta_{therm,k} * \eta_{array,k} * \eta_{shade,k} * \eta_{pcu,k}$$

Equazione 3-12

Dove:

- $Na$  = numero degli array;
- $E_{ac\_p}$  = energia prodotta prevista in un giorno;
- $P_{p,k}$  = potenza nominale dell'array;
- $Y_{r,k}$  = reference yield sul piano dell'array;
- $\eta_{therm,k}$  = fattore per tenere in considerazione le perdite dovute alla temperatura;
- $\eta_{array,k}$  = fattore per tenere in considerazione le perdite dovute alla polvere, sporcizia, mismatch, radiazione riflessa dal vetro;
- $\eta_{shade,k}$  = fattore per tenere in considerazione le perdite dovute all'ombreggiamento;
- $\eta_{pcu,k}$  è = fattore per tenere in considerazione le perdite dovute al funzionamento dell'inverter;

Una volta ottenuto il valore di energia stimata dalla formula sopraripotata, essa verrà confrontata con il valore reale di energia prodotta dall'impianto  $E_{AC\_m}$ . Per fare una comparazione si utilizza la deviazione standard calcolata con l'Equazione 3-13:

$$\epsilon_{p-m} = \frac{E_{ac\_p} - E_{AC\_m}}{E_{ac\_p}}$$

Equazione 3-13

Il quarto step consiste nella misurazione della curva I-V su tutti gli array dell'impianto. Le misure vengono fatte inizialmente nelle condizioni di temperatura e irradianza effettive in cui opera l'impianto e successivamente i dati vengono ricondotti alle condizioni standard (STC). Grazie a questi test è possibile distinguere le stringhe funzionanti da quelle che stanno lavorando sotto il livello di produzione stimato e che quindi saranno oggetto di altri test.

Il quinto step prevede ulteriori misurazioni della curva I-V, non più sull'intero array, ma bensì sulle stringhe e sui moduli risultati difettosi nello step precedente. Ricavando la curva I-V di una stringa si valuta la presenza di un eventuale mismatch fra le varie stringhe collegate in parallelo di un array, mentre misurando la curva I-V di un modulo si può verificare la presenza di mismatch fra i moduli di una stessa stringa collegati in serie. Tali situazioni avvengono poiché nei moduli collegati in serie non scorre lo stesso valore di corrente oppure perché le stringhe poste in parallelo non sono soggette allo stesso valore di tensione nelle condizioni di potenza nominale e questo porta a delle notevoli perdite. Tali perdite sono esprimibili tramite l'Equazione 3-14:

$$I_{mis(array)} = \frac{\sum_{k=1}^{Nm} (P_{m,k}) - P_{m,array}}{\sum_{k=1}^{Nm} (P_{m,k})}$$

Equazione 3-14

Dove:

- $N_m$  = numero totali dei moduli di un array;
- $P_{m,k}$  = potenza nominale del k-esimo modulo dell'array;
- $P_{m,array}$  = potenza nominale realmente prodotta dall'array;

Il sesto step prevede l'utilizzo di test di termografia ed elettroluminescenza effettuati mediante l'utilizzo di fotocamere sensibili a differenti lunghezze d'onda dei raggi infrarossi. Tramite lo studio di tali immagini è possibile indagare sull'origine delle perdite di potenza. Le cause dei difetti possono essere innumerevoli: ombreggiamento, cortocircuito, fenomeni di degradamento, celle difettose, delaminazione o celle rotte. In questo ultimo caso la tecnica dell'elettroluminescenza (EL) è utile poiché le zone di rottura coincidono con i punti dove l'intensità della luminescenza è minore. Il test della termografia è invece utile per individuare hotspots dovuti a mismatch.

L'ultimo step consiste nell'effettuare alcuni controlli sul PCU ed in particolare sul MPPT ed il DC-AC inverter. L'efficienza di questi due dispositivi viene misurata per controllare che l'efficienza globale del PCU sia accettabile e non sia origine di perdite.

Seguendo i passi sopra descritti di questa procedura è possibile individuare le perdite di energia dell'impianto. Solitamente la principale causa di perdita di energia va attribuita ai mismatch dei moduli collegati in serie e delle stringhe collegate in parallelo che, calcolati separatamente, producono una perdita di circa il 6.5% ma, se si considera anche l'interazione fra il mismatch delle connessioni in serie e quello delle connessioni in parallelo, tale valore può raggiungere il 10%.

### **3.2.8. Metodo per l'analisi dei difetti dei moduli fotovoltaici**

In questo paragrafo verrà esposto un altro metodo implementato dagli autori in [5] per l'analisi di un impianto fotovoltaico in cui la tecnica dell'elettroluminescenza viene utilizzata congiuntamente ad altre analisi per indagare sulle cause delle perdite di produzione di energia di un impianto fotovoltaico.

Nell'installazione di un impianto fotovoltaico presso un'abitazione residenziale è opportuno seguire alcuni vincoli imposti dalla legge al fine di non deturpare l'estetica del paesaggio circostante. Queste imposizioni si tramutano in vincoli tecnici ed economici per l'impianto. Tali restringimenti riguardano diversi aspetti: l'inclinazione dei moduli che deve essere uguale a quella delle tegole del tetto che verranno sostituite con i moduli appena installati e poiché solitamente l'inclinazione della falda è di circa 25° ciò comporta che nel periodo estivo un'eccessiva porzione di radiazione solare viene assorbita dai moduli creando così un eccessivo rialzo della temperatura di operazione della cella che potrebbe danneggiare irrimediabilmente i diodi di bypass. Inoltre la necessità di integrare i moduli nel tetto posizionandoli alla stessa altezza delle altre tegole implica un maggior impatto della polvere e della sporcizia oltre che una condizione di scarsa ventilazione (dannosa per i diodi di bypass); i moduli fotovoltaici devono inoltre essere posizionati tutti gli uni vicini agli altri in modo da formare un'unica superficie e questo può creare problemi agli operatori che si occupano dell'installazione che potrebbero inavvertitamente calpestare i moduli rompendo alcune celle e creando dei punti di hot spot. Gli ostacoli sul tetto come antenne o comignoli potrebbero inoltre ombreggiare una porzione dell'impianto costringendo così i diodi di bypass a rimanere funzionanti per lungo tempo. Tali costrizioni inducono tuttavia degli stress termici e meccanici all'impianto fotovoltaico.

Per quantificare le perdite dovute ai restringimenti sopra enunciati ed individuarne le cause è possibile effettuare una serie di analisi sui moduli come il test dell'elettroluminescenza ed il tracciamento della curva corrente-tensione I-V dei moduli. Questi test vengono effettuati

durante la vita dell'impianto fotovoltaico al fine di verificare che le celle solari che costituiscono i moduli rispettino i requisiti di efficienza elettrica ed adeguatezza strutturale richiesti. Durante i test viene utilizzata una termocamera sensibile a diverse lunghezze d'onda. In particolare si utilizzano le lunghezze d'onda comprese fra i 7.5 e 13  $\mu\text{m}$  per individuare gli hot spot ovvero quei punti della cella dove, a causa del mismatch, le celle malfunzionanti assorbono corrente da quelle funzionanti. Per il test di elettroluminescenza si utilizzano invece le lunghezze d'onda comprese fra 1.1 e 1.2  $\mu\text{m}$ . Questo test, a differenza del precedente che veniva svolto sul campo, deve essere in una camera scura oppure in una zona con completa assenza di luce poiché le radiazioni infrarosse presenti nella luce solare non si devono sovrapporre con quelle emesse dal modulo fotovoltaico durante il test altrimenti i risultati ottenuti non sarebbero attendibili.

L'utilizzo di questi test è sufficiente per stabilire la presenza e la causa di eventuali malfunzionamenti dell'impianto e la presenza di eventuali rotture di una o più celle fotovoltaiche o di alcuni componenti elettrici come i diodi di bypass. Nel caso questi test evidenziassero delle criticità è possibile effettuare analisi più approfondite come il tracciamento della curva I-V per il diodo di bypass.

Per effettuare un tracciamento della curva I-V viene utilizzata una tecnica basata su un carico capacitivo (capacità di circa 5 mF) che permetterà di misurare la corrente, la tensione, l'irradianza e la temperatura simultaneamente. L'esperimento inizia con la chiusura del circuito ed in seguito il condensatore viene caricato partendo dalla condizione di cortocircuito ed arrivando fino alla condizione di circuito aperto quando tutti i parametri verranno misurati. In seguito i dati verranno memorizzati ed utilizzati per il post-processing mentre il condensatore viene scollegato dal modulo e scaricato tramite una resistenza in modo da poter essere utilizzato per il successivo esperimento. La durata dell'esperimento non deve superare i 100 ms per minimizzare gli effetti parassiti.

Il post processing consiste nell'elaborare i dati misurati. E' importante ricondurre i dati alle condizioni di riferimento standard (STC). Una volta ottenuti i dati finali sarà possibile compararli con quelli presenti nella scheda tecnica del costruttore per valutare eventuali cali delle performance.

Una volta ricavata la curva I-V si procede con il test dell'elettroluminescenza EL. Questo genere di test permette di individuare i difetti nelle celle fotovoltaiche. I test vengono condotti in stanze con totale assenza di luce per evitare sovrapposizioni fra le onde infrarosse della luce e quelle emesse dal modulo. I moduli vengono posizionati nella stanza e vengono alimentati con una corrente di eccitamento. In questo modo essi inizieranno ad emettere onde nel campo dell'infrarosso (1150 nm circa) che potranno essere captate da una telecamera ad infrarossi. Qualora si fosse interessati allo studio di eventuali problemi riguardanti i contatti elettrici si deve alimentare il modulo con alti valori di corrente di eccitamento mentre se si è interessati all'analisi di eventuali rotture o snail-tracks (bave di lumaca) meccaniche dovute ad urti è opportuno lavorare con bassi valori di corrente. Studiando poi le immagini scattate dalla fotocamera sarà possibile individuare i punti di malfunzionamento del modulo che saranno quelli dove l'emissione di raggi infrarossi è più bassa o addirittura inesistente. Con questo test è quindi possibile non solo individuare le anomalie, ma capirne anche le cause. Eventuali rotture delle celle fotovoltaiche che costituiscono un modulo portano ad un sostanziale decremento della corrente prodotta  $I_{ph}$  che si ridurrà in proporzione all'area attiva del modulo rimasta. Per tenere conto di questo nel circuito equivalente si impone un

decremento alla  $R_{sh}$ . Anche la disconnessione di un busbar può creare una zona più scura nella termoisolante poiché il collettore non raccoglie più la corrente  $I_{ph}$ . In questo si imporrà un aumento della resistenza  $R_s$ .

### 3.3. Test di fluorescenza

Una tecnica innovativa utilizzata per lo studio dei difetti nei moduli fotovoltaici è il test di fluorescenza (FL). Questo metodo sfrutta l'omonimo fenomeno della fluorescenza che si verifica grazie alla presenza di alcuni atomi presenti nell'EVA del modulo.

Questa tecnica può essere utilizzata in alternativa a quella dell'elettroluminescenza per l'individuazione dei difetti nelle celle dei moduli. I vantaggi della fluorescenza risiedono nella semplicità di svolgimento di questo test. Infatti a differenza dell'elettroluminescenza, questa nuova tecnica è più rapida e semplice dal momento che non prevede di dover scollegare i moduli o le stringhe di moduli dall'inverter dell'impianto per poter essere collegate ad un alimentatore. Inoltre, le analisi svolte all'aperto su impianti funzionanti producono immagini FL di qualità migliori di quelle ottenute con la tecnica di elettroluminescenza.

Per mezzo della tecnica di fluorescenza è possibile riscontrare i seguenti difetti nei moduli [17]:

- Crack all'interno delle celle;
- Parti di celle isolate elettricamente;
- Celle disconnesse a causa di contatti elettrici difettosi;

#### 3.3.1. Modalità di svolgimento

Così come per il test di elettroluminescenza, la tecnica della fluorescenza prevede di reperire le immagini al buio. Questa condizione è dovuta al fatto che la radiazione solare contiene fotoni di lunghezza d'onda pari a quella dei raggi UV che sono quelli emessi durante il fenomeno di fluorescenza. Dunque è necessario evitare che i raggi UV contenuti nella radiazione solare si accavallino a quelli emessi dai moduli oggetto del test falsando i risultati.

La tecnica FL può essere realizzata grazie ad una proprietà particolare dello strato di EVA contenuto nei moduli fotovoltaici. Quando quest'ultimo viene esposto alla radiazione solare riceve una certa dose di raggi UV, questi ultimi deteriorano lo strato di EVA che rilascia così dei cromofori [18] [19]. Questi gruppi di atomi permettono lo svolgimento del test di fluorescenza poiché, quando vengono eccitati con un flusso di radiazione UV con lunghezza d'onda di 315 nm, rispondono emettendo radiazioni aventi lunghezze comprese fra i 325 nm e gli 800 nm.

Il primo passo da compiere consiste nel porre il modulo in esame in una stanza buia oppure effettuare il test di notte se si intende testare dei moduli già facenti parte di un impianto fotovoltaico. In seguito è necessario posizionare una lampada uv-b (con lunghezza d'onda di picco attorno ai 315 nm) di fronte al modulo che si vuole testare. La potenza della lampada può essere compresa fra i 10 W ed i 100 W. È importante utilizzare lampade esclusivamente di tipo uv-b e non di tipo uv-a poiché la lunghezza d'onda di picco di queste ultime è superiore ai 350 nm e quindi le radiazioni verrebbero assorbite dal vetro frontale.

Per realizzare le immagini FL è sufficiente una normale fotocamera poiché la radiazione emessa dai cromofori ricade nell'intervallo di lunghezze d'onda del visibile. Tuttavia poiché le foto vengono realizzate al buio è opportuno impostare un tempo di esposizione di almeno 10 secondi per ottenere immagini di buona qualità. Per ridurre i disturbi è possibile utilizzare un filtro per l'obiettivo della fotocamera che blocchi le radiazioni sotto i 440 nm in modo da evitare che la luce della lampada crei problemi all'acquisizione delle immagini. Un esempio di immagine FL è riportata in Figura 3-26.

Come accennato in precedenza, affinché la fluorescenza sia praticabile è necessario che l'EVA del modulo riceva una dose minima di raggi UV ad esempio dalla radiazione solare. Per ottenere immagini FL accurate è necessario lasciare i moduli esposti al sole per almeno un paio d'anni. Qualora questo non fosse possibile si può irraggiare il modulo con una lampada UV in modo tale da fargli assorbire una dose di radiazione proporzionale a quella che riceverebbe se venisse sposto al sole. Uno studio condotto dagli autori in [20] ha dimostrato che per simulare un'esposizione di un anno e mezzo alla radiazione solare è necessario irradiare il modulo con un flusso UV di 85 kWh/m<sup>2</sup>.

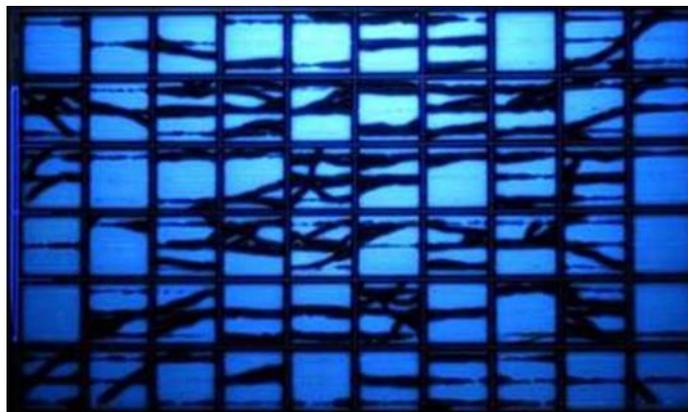


Figura 3-26. Immagini realizzate mediante il test di fluorescenza.

### 3.4. Termografia

Affinché gli impianti fotovoltaici abbiano un buon ritorno economico è necessario assicurare un buon funzionamento dei moduli durante tutto l'arco di vita dell'impianto. Al fine di perseguire tale scopo è utile effettuare periodicamente un'analisi termografica dei moduli dell'impianto per individuare alcuni guasti che possono indurre perdite di energia prodotta. Questa analisi viene svolta per mezzo di una termocamera in grado di realizzare immagini ad infrarossi in breve tempo e su una vasta porzione di terreno.

Grazie alla termografia è possibile individuare:

- Danni fisici all'interno della cella o difetti di produzione;
- Hot spots (punti caldi) dovuti a mismatch (costruttivo o per ombreggiamento) in una o più celle del modulo;
- Presenza di giunzioni difettose;
- Diodi di bypass difettosi;
- Presenza di potential induced degradation (PID) [21];

Ovviamente per individuare in modo certo i danneggiamenti di un modulo è opportuno affiancare alla termografia una caratterizzazione elettrica dei moduli (curve I-V) [22].

### 3.4.1. Modalità di svolgimento

Lo strumento essenziale per condurre il test è la termocamera (Figura 3-27). Quest'ultima deve avere specifiche caratteristiche affinché si possano ottenere risultati precisi ed affidabili. In particolare le termocamere tradizionali hanno un sensore non raffreddato sensibile alle lunghezze d'onda della banda infrarossa comprese fra 8  $\mu\text{m}$  e 14  $\mu\text{m}$ .



Figura 3-27. Termocamera a infrarossi (8-14  $\mu\text{m}$ ).

Quando la termocamera viene puntata sul modulo rileva la distribuzione di temperatura che è indirettamente correlata al gradiente termico delle celle solari sottostanti. Questo induce dei piccoli errori nella misurazione poiché il vetro non è perfettamente trasparente nella banda compresa fra 8-14  $\mu\text{m}$ . Questo implica che le differenze di temperatura misurabili sul vetro sono molto piccole ed è quindi necessario utilizzare una termocamera con una sensibilità uguale o inferiore a 0.08 K e avente la possibilità di regolare i valori di livello e campo. L'impostazione manuale o automatica di questi valori è utile dal momento che la termocamera rileva il telaio su cui poggiano i moduli come un punto in cui la temperatura si trova ben sotto lo zero siccome il materiale di cui sono costituiti riflette la luce. L'algoritmo di visualizzazione della termocamera si adatta in base alla temperatura minima e massima che rileva e dunque potrebbero non essere percepibili piccole variazioni termiche ed ecco perché è necessario tarare molto spesso i valori di livello e campo al fine di ottenere dei buoni contrasti termici. La taratura manuale richiederebbe una continua regolazione di questi due parametri che sarebbe difficilmente praticabile e per questo è consigliabile utilizzare una termocamera dotata di DDE (Digital Detail Enhancement). Questo sistema, come è possibile osservare in Figura 3-28, regola automaticamente il contrasto termico dell'immagine in modo che l'immagine termica non debba più essere tarata manualmente.

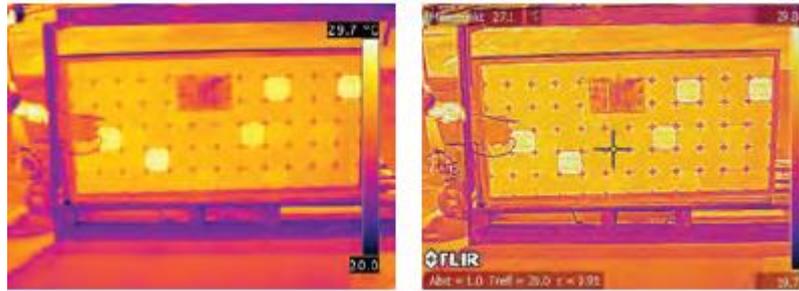


Figura 3-28. Confronto fra immagine realizzata senza DDE (a sinistra) ed immagine realizzata con termocamera dotata di DDE (a destra).

Per garantire un buon contrasto termico nell'immagine è necessario svolgere il test quando vi sono le condizioni climatiche idonee. L'irraggiamento solare durante il test deve essere almeno pari a  $500 \text{ W/m}^2$  ma è preferibile avere valori di  $700 \text{ W/m}^2$  per evitare le ombre ed i riflessi delle nuvole e degli edifici circostanti. Anche la temperatura può essere un fattore decisivo per il contrasto termico ed in particolare temperature basse possono essere di aiuto. Il vento non deve essere eccessivo poiché si potrebbe instaurare un raffreddamento convettivo che riduce il gradiente termico sulla superficie dei moduli. Effettuare le misure nella prima parte della mattinata può essere una buona soluzione. Inoltre è utile scollegare i moduli dal carico in modo che il flusso di corrente al loro interno si arresti ed il riscaldamento sia dovuto solo dalla radiazione solare incidente.

Il posizionamento della termocamera è un elemento importante dal momento che è opportuno tenere conto dei riflessi e delle emissività. Il coefficiente di riflessione del vetro dei moduli è compreso fra 0,85-0,90. Per quanto riguarda l'emissività i valori sono simili e questo può indurre degli errori di misurazione e l'individuazione di falsi punti caldi. Per evitare questi problemi è necessario evitare di porre la termocamera perpendicolarmente ai moduli ma di utilizzarla con un angolo di ripresa compreso fra i  $5^\circ$  ed i  $60^\circ$ . In Figura 3-29 è riportato uno schema di come posizionare la termocamera rispetto all'obbiettivo.



Figura 3-29. Angoli di ripresa consigliati.

Qualora fosse difficile rispettare questa restrizione è possibile anche realizzare le immagini ponendo la termocamera a grande distanza dai moduli (ad esempio montandola su un drone) che permette inoltre di realizzare un'immagine relativa ad una vasta superficie. In questo caso tuttavia, per ricavare immagini di buona qualità, è necessario utilizzare una camera con risoluzione  $320 \times 240$  pixel o preferibilmente  $640 \times 480$  pixel. Una buona soluzione è quella di puntare la termocamera rivolta verso la parte posteriore del modulo in modo da

ridurre l'effetto di riflessione del sole e delle nuvole ed inoltre così facendo è possibile misurare direttamente la temperatura delle celle senza l'interferenza del vetro.

La termografia può essere utile non solo per verificare il corretto funzionamento dei moduli fotovoltaici ma anche dell'intero circuito elettrico facente parte dell'impianto (cavi, connettori, inverter ecc.) [22] [23]. In Figura 3-30 viene riportato un quadro riassuntivo delle tipologie di difetti osservabili per mezzo della termografia e di come ognuno di essi si presenta nelle termo-immagini.

Tipo di errore	Esempio	Appare nell'immagine termografica come:
Difetto di produzione	Impurità e inclusioni di gas	Un 'punto caldo' o 'punto freddo'
	Crepe in celle.	Riscaldamento di celle, di forma prevalentemente allungata
Danni	Crepe	Riscaldamento di celle, di forma prevalentemente allungata
	Crepe in celle.	Una parte di una cella appare più calda
Adombramento temporaneo	Inquinamento	Punti caldi
	Escrementi di uccelli	
	Umidità	
Diodo di bypass difettoso (causa corti circuiti e riduce la protezione del circuito)	N.A.	Una 'conformazione a patchwork'
Interconnessioni guaste	Modulo o serie di moduli non connessi	Un modulo o serie di moduli continuamente più caldi

Figura 3-30. Caratteristiche delle immagini termiche in presenza dei vari tipi di malfunzionamenti.

## **4. ANALISI SPERIMENTALE SUI MODULI FOTOVOLTAICI SOTTOPOSTI A INVECCHIAMENTO ACCELERATO**

Prima di poter immettere un modulo fotovoltaico sul mercato è necessario accertarsi che le sue performance soddisfino determinati tipi di requisiti e che il suo rendimento non decada nel tempo al di sotto di determinati limiti. In questo lavoro di tesi è stato svolto un test di invecchiamento su alcuni moduli fotovoltaici di diverse tipologie avvalendosi dell'utilizzo di una camera climatica. All'interno di questo studio, l'analisi EL ed il tracciamento delle curve I-V vengono utilizzate prima, durante e dopo il test di invecchiamento in modo da monitorare le variazioni di performance nei moduli fotovoltaici. Mediante la stessa camera climatica si è provveduto inoltre ad applicare ad una seconda categoria di moduli fotovoltaici degli stress di tipo termico questa volta al fine di valutare il modo in cui forti gradienti di temperatura posano incidere sulla propagazione di difetti meccanici presenti sulla superficie delle celle.

Le prestazioni che i moduli devono garantire ed il modo in cui esse devono essere misurate sono contenute in specifiche normative in base alla tipologia di modulo fotovoltaico. Tuttavia, in questo lavoro di tesi, si è provveduto ad effettuare alcune variazioni rispetto alle prescrizioni riportate nella normativa riguardo i cicli damp-heat. In particolare, per facilitare la penetrazione dell'umidità all'interno del modulo, la temperatura non è stata mantenuta costante all'interno della camera, bensì è stata fatta oscillare fra i 20 °C ed i 50 °C. In questo modo, il materiale di cui sono costituiti i moduli si è dilatato in un primo momento (favorendo l'ingresso delle molecole d'acqua) e contratto in seguito (in modo da intrappolare all'interno le molecole d'acqua penetrate in precedenza).

### **4.1. Normativa IEC 61215**

Per quanto riguarda i moduli fotovoltaici in silicio cristallino la normativa di riferimento è la IEC 61215. Questa norma è stata aggiornata per l'ultima volta nel 2016 e contiene tutte le informazioni dettagliate riguardo i test da svolgere sui moduli con i relativi risultati attesi per accertarsi che il modulo abbia superato il test e rispetti i requisiti minimi di performance.

In questo capitolo verrà riportata la parte di normativa riguardante i test di invecchiamento. Infatti, è possibile simulare un'accelerazione dell'invecchiamento dei moduli applicando ad essi dei cicli caldo-umido (damp heat test) [24].

#### **4.1.1. Cicli termici**

I cicli termici vengono svolti posizionando i moduli all'interno di una camera climatica in modo da poter regolare la temperatura dell'ambiente. Una volta che il modulo è stato posizionato è possibile applicare il profilo di temperatura desiderato. Lo scopo di questo test è quello di verificare la resistenza che il modulo è in grado di opporre a rapidi e bruschi cambiamenti di temperatura. In questo modo è possibile capire se il modulo è in grado di lavorare anche in ambienti estremi mantenendo un buon valore di rendimento.

La strumentazione necessaria è dunque la seguente:

- Una camera climatica sufficientemente grande da poter contenere uno o più moduli fotovoltaici avente un controllo automatico della temperatura ed una ventola in grado di fare circolare l'aria all'interno e mantenere una temperatura costante evitando punti di condensa;
- Un supporto che può essere utile per sostenere i moduli in modo da garantire una libera circolazione dell'aria attorno ad essi. Tale supporto deve essere scelto in modo da avere una bassa conducibilità termica in modo da mantenere il modulo isolato;
- Uno o più sensori per la misurazione della temperatura dell'ambiente. Gli strumenti devono avere una tolleranza di  $\pm 1^{\circ}\text{C}$ . Il sensore va posizionato sulla superficie frontale o laterale del modulo ad un'altezza di circa la metà di quella del modulo. Se vengono testati più moduli simultaneamente, sarà sufficiente posizionare un solo sensore su uno dei moduli in esame;
- La strumentazione necessaria per alimentare i moduli con una corrente pari alla corrente di massima potenza in condizioni STC durante il test;
- La strumentazione necessaria per monitorare il flusso di corrente nei moduli in ogni momento durante il test;

Una volta che tutti gli strumenti sono stati posizionati ed impostati in maniera corretta è possibile iniziare il test e sottoporre i moduli in esame ai cicli termici. Gli step che la normativa impone sono i seguenti:

- Installare i moduli nella camera climatica e se necessario ancorarli agli appositi supporti;
- Collegare i sensori di temperatura al sistema di controllo automatico e collegare i moduli fotovoltaici agli alimentatori che dovranno fornire la potenza elettrica. Gli alimentatori dovranno essere in grado di far circolare nei moduli una corrente pari a quella di massima potenza con una tolleranza di  $\pm 2\%$ . Il flusso di corrente deve essere garantito solo quando il modulo si trova ad una temperatura superiore ai  $25^{\circ}\text{C}$ ;
- Chiudere la camera e sottoporre i moduli ad un numero di 200 cicli termici compresi fra la temperatura minima di  $-40^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$  e quella massima di  $85^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ . Il profilo temporale dei cicli termici è riportato in Figura 4-1:

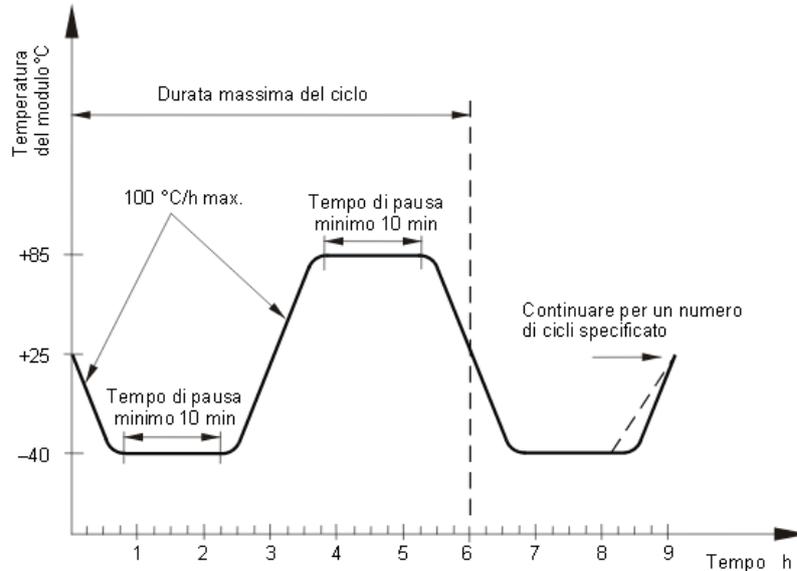


Figura 4-1. Profilo termico da applicare durante il test di invecchiamento.

- Durante i transitori, il gradiente di temperatura non deve eccedere i 100 °C/h ed i periodi stazionari alla temperatura massima e minima non devono durare meno di 10 minuti. La durata complessiva di un singolo ciclo non deve superare le 6 ore;
- Durante il test, la temperatura ed il flusso di corrente nei moduli devono essere registrati;

Una volta terminati tutti i cicli, i moduli devono essere lasciati a riposo per un'ora. Successivamente si procederà a svolgere un'ispezione visiva, una misurazione della massima potenza elettrica erogabile dal modulo ed il test per la verifica dell'isolamento al fine di valutare il valore di  $R_{sh}$ .

Il passo finale consiste nel confrontare i risultati dei test svolti prima e dopo il test e verificare che i seguenti requisiti siano rispettati:

- Assenza di interruzione di corrente nei moduli durante il test;
- Assenza della comparsa di difetti visibili ad occhio nudo nel modulo;
- Il calo di potenza elettrica in output del modulo non deve essere maggiore del 5% rispetto alle condizioni pre-test;
- La resistenza di isolamento deve continuare ad essere compresa nei limiti imposti dalla normativa ( $\geq 40 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$ ) [24];

#### 4.1.2. Cicli caldo-umido

I cicli caldo-umido (damp-heat test) vengono applicati ai moduli per accelerare il loro invecchiamento e simulare le loro condizioni operative nel corso di lunghi periodi temporali.

Il modo in cui questo test viene svolto è in accordo con la norma IEC 61215. La strumentazione necessaria per il test è la seguente:

- Una camera climatica grande a sufficienza per ospitare uno o più moduli fotovoltaici avente un controllo automatico dell'umidità relativa e della temperatura;
- Una ventola in grado di consentire una corretta circolazione dell'aria nella camera evitando così punti di condensa sulla superficie dei moduli;
- Uno o più sensori per la misurazione del valore di umidità relativa R.H. e della temperatura nella camera climatica;

La procedura da seguire per svolgere il test è meno complessa rispetto al precedente caso dei cicli termici. I moduli infatti vanno inseriti nella camera climatica che verrà poi chiusa e settata in modo da tenere al suo interno una temperatura di  $85\text{ °C} \pm 2\text{°C}$  ed un'umidità relativa R.H. pari all' $85\% \pm 5\%$  per una durata di 1000 ore.

Una volta che il test è concluso i moduli devono essere lasciati a riposo per un tempo compreso fra le 2 e le 4 ore. Successivamente è necessario svolgere un'ispezione visiva della superficie dei moduli, una misurazione della massima potenza erogabile dai moduli, il test di isolamento per il calcolo della  $R_{sh}$  ed il test di isolamento del modulo in condizioni di umidità per verificare che quest'ultima non sia penetrata nei circuiti elettrici del modulo danneggiandolo o creando una potenziale situazione di pericolo.

Infine è necessario confrontare i risultati di questi test con i risultati riferiti alla fase precedente il dump-heat test per verificare che i seguenti requisiti siano rispettati:

- Assenza di difetti sulla superficie dei moduli visibile ad occhio nudo tramite l'ispezione visiva;
- Il calo di potenza elettrica prodotta dal modulo non deve superare la soglia del 5%;
- I valori di  $R_{sh}$  ottenuti dai test di isolamento devono continuare ad essere compresi nei limiti imposti ( $\geq 40\text{ M}\Omega\cdot\text{m}^2$ ) [24];

## 4.2. Unità climatica

Per svolgere i test di invecchiamento è stata utilizzata una camera climatica di proprietà dell'azienda CMS Italia. Questo sistema è in grado di poter regolare la temperatura interna e l'umidità relativa. In particolare l'unità climatica è dotata di:

- Una camera climatica
- Sistema di riscaldamento;
- Sistema di raffreddamento;
- Un umidificatore;
- Una ventola;

### 4.2.1. Camera climatica

La camera climatica di proprietà dell'azienda è prodotta da Omnia Frigo e di seguito è possibile osservare in Figura 4-2 la camera dall'esterno.



Figura 4-2. Camera climatica Omnia Frigo.

Nella Figura 4-3 seguente è invece possibile osservare le caratteristiche elettriche della camera:



Figura 4-3. Dati tecnici della camera climatica Omnia Frigo.

La camera è dotata di un pannello di controllo (Figura 4-4) tramite cui è possibile sfruttare l'unità climatica per regolare la temperatura e l'umidità della stanza.



Figura 4-4. Pannello di controllo della camera climatica Omnia Frigo.

#### 4.2.2. Sistema di raffreddamento

Il sistema di raffreddamento è costituito da un ciclo frigorifero avente un compressore DORIN K 28000-01 della potenza di 2 kW in grado di raffreddare la camera fino alla temperatura di  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  ed effettuare anche l'eventuale deumidificazione. La pressione massima di funzionamento del compressore è di 25 bar. La tensione di esercizio è compresa fra 380-420 V mentre la frequenza di funzionamento è di 50 Hz.

Il compressore in questione viene mostrato nella seguente Figura 4-5:



Figura 4-5. Compressore DORIN K 28000-01 del ciclo frigorifero.

### 4.2.3. Sistema di riscaldamento

Il sistema di riscaldamento è composto da tre piccole stufe della potenza di 1,5 kW che compongono un sistema di riscaldamento avente una potenza nominale di un totale di 4,5 kW.

### 4.2.4. Umidificatore

L'umidificatore è necessario per poter regolare il livello di umidità relativa R.H. della camera climatica. L'unità climatica utilizza un umidificatore Carel Mini-Steam in grado di portare l'umidità relativa fino a valori del 90% quando la camera è tenuta a 50 °C.

## 4.3. Modalità di svolgimento dei test di invecchiamento

I test sono stati svolti osservando le prescrizioni imposte dalla normativa IEC 61215 riportata in precedenza e riguardano sia i cicli termici che i cicli di caldo umido. Tuttavia, al fine di favorire un maggior assorbimento dell'umidità, non sono stati osservati tutti i limiti imposti dalla normativa per quanto riguarda lo svolgimento dei cicli caldo-umido, ma sono state apportate alcune modifiche descritte nel paragrafo 4.3.2.

### 4.3.1. Svolgimento dei cicli termici

Per quanto riguarda i cicli termici, sono stati effettuati 16 cicli che comprendono ognuno uno stazionario alla temperatura minima ed uno stazionario alla temperatura massima. I moduli sottoposti a questi stress sono tre di cui due in silicio policristallino ed uno a film sottile in tellurio di cadmio. In Figura 4-6 è riportata un'immagine della camera climatica.



Figura 4-6. Moduli fotovoltaici sottoposti a cicli termici.

In Figura 4-7 viene riportato il grafico con il profilo termico applicato alla camera.

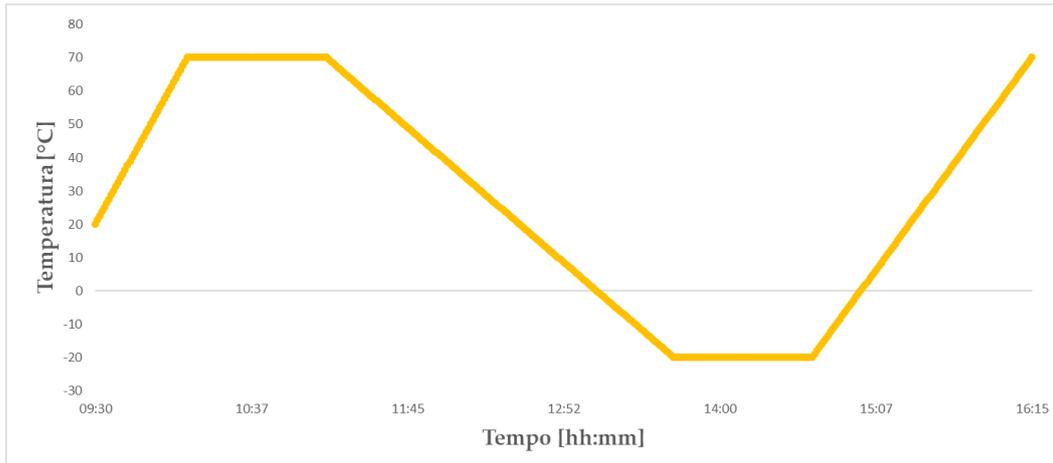


Figura 4-7. Profilo termico applicato nel corso del test.

La Tabella 4-1 riporta gli orari tipici di una giornata di test:

Orario [hh:mm]	T [°C]
09:30-10:10	20->70
10:10-11:10	70
11:10-13:45	70->-20
13:45-14:45	-20
14:45-16:15	-20->70

Tabella 4-1. Orari di svolgimento dei cicli termici.

#### 4.3.2. Svolgimento dei cicli caldo umido

Sono stati svolti inoltre 15 cicli caldo umido su altri due moduli di cui uno in silicio policristallino ed uno a film sottile in tellurio di cadmio. Ogni ciclo include uno stazionario da 2 h 45 min a 50 °C e 90% di R.H e due stazionari a 20°C e 90% di R.H. per un totale di 2 h 45 min. Confrontando questo profilo con quello imposta dalla normativa è possibile osservare delle divergenze dovute al fatto che si è voluto modificare il profilo di temperatura al fine di favorire la penetrazione e l'assorbimento di umidità nei moduli. In Figura 4-8 è possibile osservare il grafico con il profilo di temperatura e umidità applicato alla camera climatica:

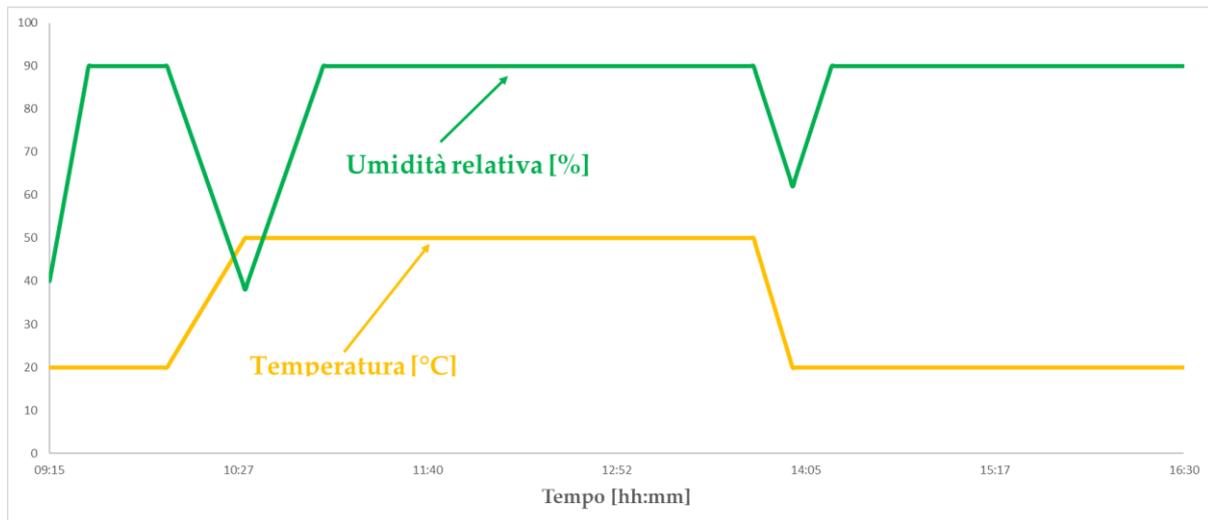


Figura 4-8. Profilo termico e di umidità applicato nel corso del test.

Di seguito viene mostrata la Tabella 4-2 riepilogativa con gli orari osservati in una tipica giornata di test:

Orario [hh:mm]	T [°C]	RH [%]
09:15-09:30	20	40->90
09:30-10:00	20	90
10:00-10:30	20->50	90->38
10:30-11:00	50	38->90
11:00-13:45	50	90
13:45-14:00	50->20	90->62
14:00-14:15	20	62->90
14:15-16:30	20	90

Tabella 4-2. Orari di funzionamento della camera climatica.

## 4.4. Test iniziali di caratterizzazione

Come accennato in precedenza, durante la prima parte dello studio viene svolta una caratterizzazione dei moduli oggetto dello studio. I moduli vengono quindi sottoposti al test di elettroluminescenza ed inoltre viene effettuato il tracciamento della curva I-V applicando il metodo del carico elettronico variabile descritto nei precedenti capitoli.

### 4.4.1. Curve I-V

Dopo aver concluso i test di elettroluminescenza, i moduli vengono esposti al sole e la loro caratteristica corrente-tensione viene tracciata tramite l'utilizzo di un carico elettronico

secondo le modalità descritte nel paragrafo 3.1.2. Per ogni modulo fotovoltaico vengono effettuati tre campionamenti di dati per una maggiore accuratezza dei risultati. Tuttavia, nei grafici seguenti verrà riportata per semplicità solo la prima serie di dati raccolti.

Per quanto riguarda la caratterizzazione elettrica svolta prima dei test, i risultati di potenza nominale dei moduli sono leggermente inferiori a quelli reali. Questo è dovuto al fatto che durante i test i moduli erano posti in posizione orizzontale al suolo. In questo modo secondo la legge di Snell, una parte non trascurabile dell'irradianza è stata riflessa dal vetro del modulo dal momento che l'angolo di inclinazione fra la superficie del pannello ed i raggi del sole era molto inferiore a  $90^\circ$ . Questo ha fatto sì che la radiazione solare ricevuta dal modulo fosse sovrastimata. Per confermare questa tesi sono stati svolti degli esperimenti su un modulo in silicio policristallino simile a quelli utilizzati nei test di invecchiamento. La caratterizzazione elettrica di quest'ultimo è stata ripetuta per diversi angoli di inclinazione (angolo di tilt) ed infine i valori di potenza nominale in condizioni STC sono stati posti a confronto. I risultati sono riportati in Figura 4-9:

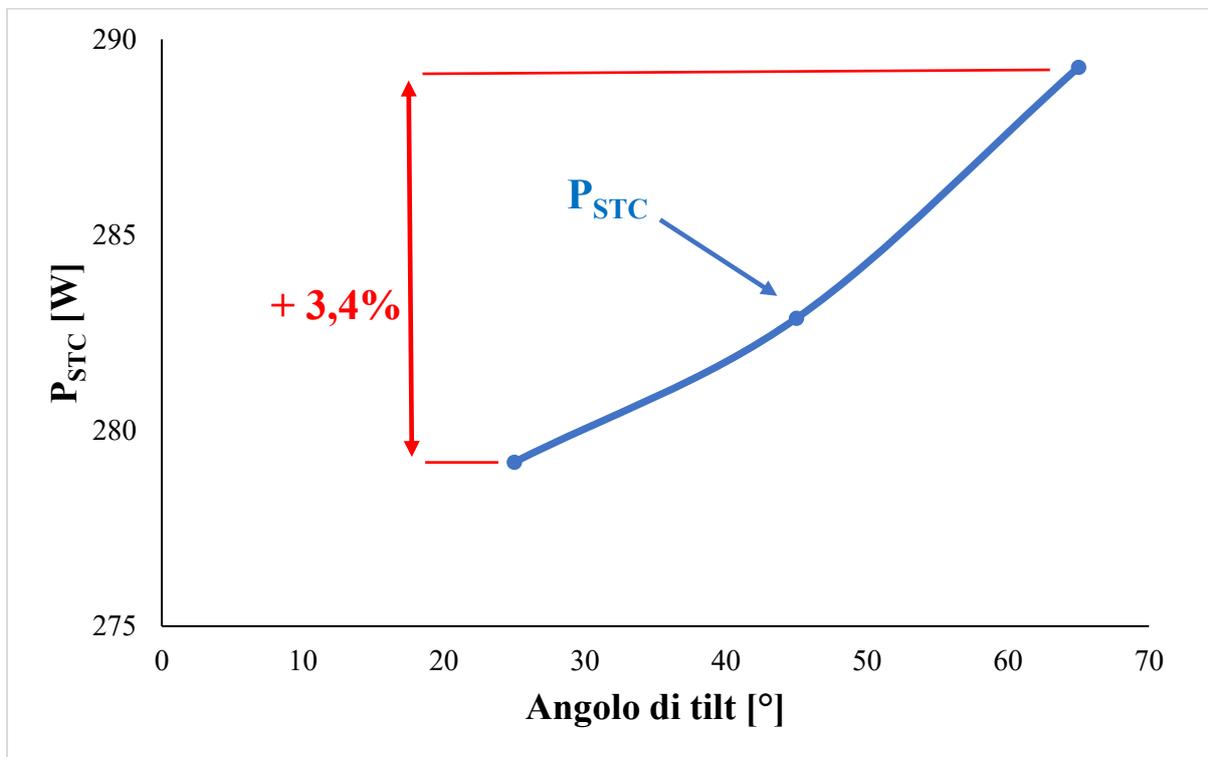


Figura 4-9. Variazione della  $P_{STC}$  in funzione dell'angolo di inclinazione del modulo.

Come è possibile osservare dal grafico appena riportato, al variare dell'angolo di inclinazione la potenza nominale in condizioni di riferimento può variare fino ad oltre il 3%.

Poiché risulta molto complesso individuare l'esatto valore di indice di rifrazione del vetro temprato di cui è costituito il modulo, non è possibile correggere con un buon livello di accuratezza i dati acquisiti durante la caratterizzazione.

#### *Modulo Calyxo CX3 75 in CdTe di riferimento*

Di seguito vengono riportate le curve I-V e P-V misurate durante il test e quelle riportata alle condizioni STC:

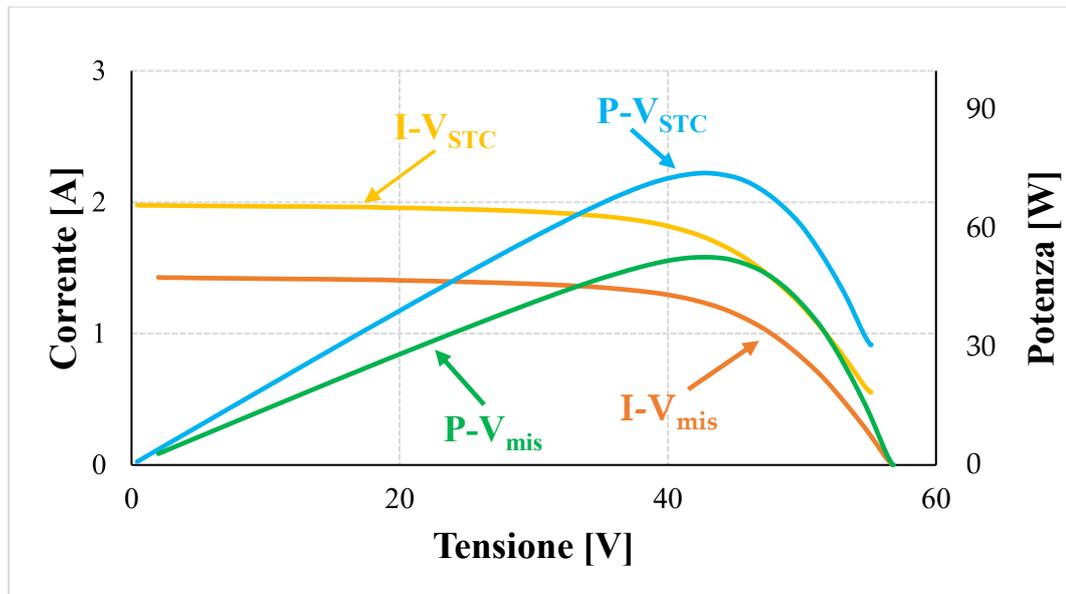


Figura 4-10. Caratteristica I-V e P-V del modulo Calyxo di riferimento.

Come è possibile notare, essendo l'irradianza molto inferiore ai valori standard, la correzione sul tratto a corrente costante risulta elevata così come il punto di massima potenza risulta molto spostato verso l'alto.

Infine viene riportato il report riassuntivo con i parametri elettrici principali.

Report					
21-set-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	21,8	21,8	21,3	21,6	°C
$G$	719	720	720	719	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	44,2	44,3	43,9	44,1	°C
$P_{max}$	53	53	53	53	W
$V_{Pmax}$	43,19	43,21	43,20	43,20	V
$V_{oc}$	57,03	57,05	56,87	56,98	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	0,99	0,76	0,76	0,84	
$I_{Pmax}$	1,22	1,24	1,24	1,23	A
$I_{sc}$	1,43	1,43	1,43	1,43	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	1,21	0,86	0,86	0,98	
Fill Factor	64,6%	65,5%	65,7%	65,3%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	74	75	75	75	W
$V_{mpp}$	42,75	42,79	42,80	42,78	V
$I_{mpp}$	1,73	1,75	1,75	1,74	A
Altri parametri					
Scostamenti	-1,2%	-0,3%	-0,3%	-0,6%	
$I_{mpp}$	-4,3%	-3,4%	-3,5%	-3,7%	
$V_{mpp}$	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%	
$\eta$	15,4%	15,6%	15,6%	15,5%	

Tabella 4-3. Report del modulo Calyxo CX3 75 utilizzato come riferimento.

Osservando la tabella è possibile osservare uno scostamento di circa il 3% sui valori di corrente nominale riportati dal costruttore, mentre la tensione risulta in linea con i dati di targa.

#### *Modulo Calyxo CX3 75 in CdTe sottoposto a cicli di caldo-umido*

La caratterizzazione elettrica del modulo è la seguente:

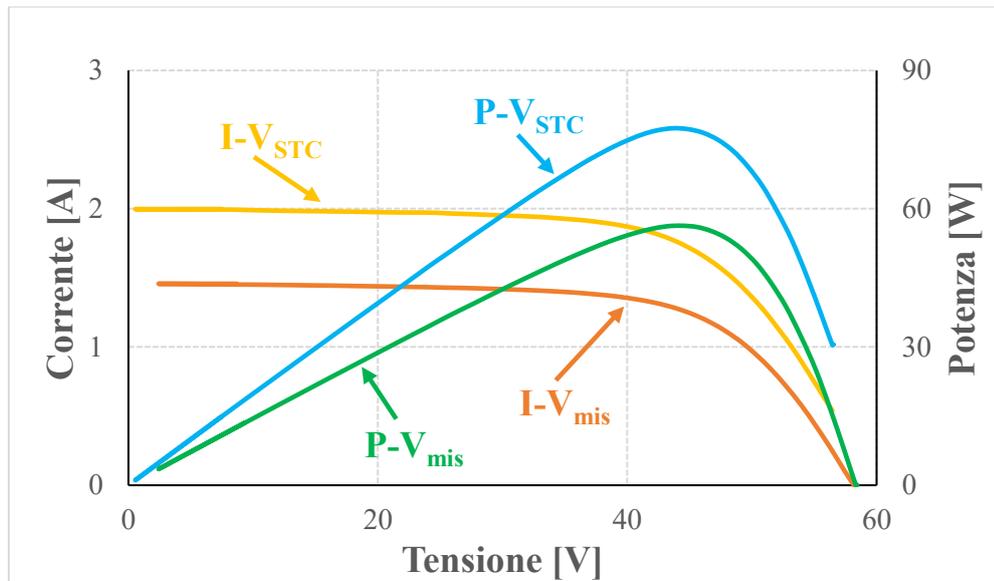


Figura 4-11. Caratteristica I-V e P-V del modulo Calyx sottoposto a cicli di caldo-umido.

Anche in questo caso, essendo l'irraggiamento in ambiente basso, la correzione sul tratto a corrente costante risulta essere elevata.

Infine, viene riportato il report riassuntivo con i parametri elettrici del modulo:

Report					
21-set-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	21,2	21,3	21,3	21,3	°C
$G$	726	723	723	724	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	43,9	43,9	43,9	43,9	°C
$P_{max}$	56	56	56	56	W
$V_{Pmax}$	44,35	44,36	44,38	44,37	V
$V_{oc}$	58,48	58,29	58,12	58,30	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	0,99	0,76	0,76	0,84	
$I_{Pmax}$	1,27	1,27	1,27	1,27	A
$I_{sc}$	1,45	1,45	1,45	1,45	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	1,22	0,87	0,87	0,99	
<b>Fill Factor</b>	66,2%	66,3%	66,4%	66,3%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	77	78	78	78	W
$V_{mpp}$	43,71	43,71	43,79	43,74	V
$I_{mpp}$	1,77	1,77	1,77	1,77	A
Altri parametri					
<b>Scostamenti</b>	3,3%	3,4%	3,6%	3,4%	
$I_{mpp}$	-2,1%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	
$V_{mpp}$	4,1%	4,1%	4,3%	4,1%	
$\eta$	16,1%	16,2%	16,2%	16,2%	

Tabella 4-4. Report del modulo Calyxo CX3 75 sottoposto a cicli di caldo-umido.

Per quanto riguarda la potenza nominale, si registra un lieve calo del 2% rispetto ai valori di targa forniti dal costruttore. Nel complesso il rendimento del modulo è comunque in linea con il valore riportato in scheda tecnica.

#### *Modulo Calyxo CX3 75 in CdTe sottoposto a cicli termici*

La caratterizzazione elettrico condotta sul terzo modulo a film sottile a portato ai seguenti risultati:

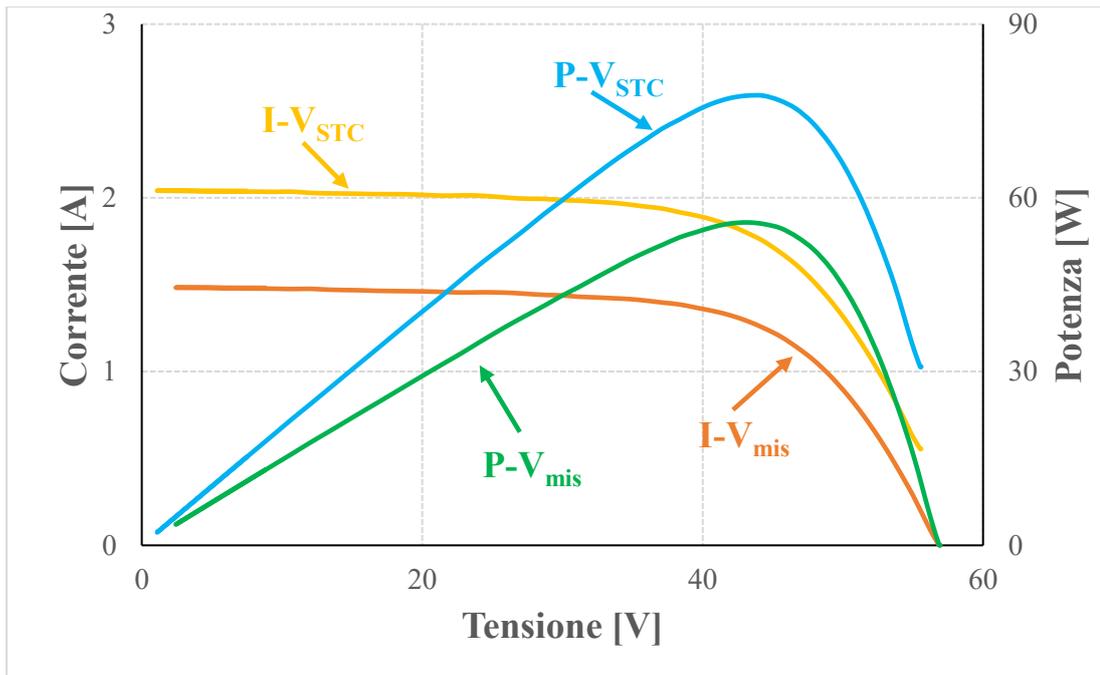


Figura 4-12. Caratteristica I-V e P-V del modulo Calyx sottoposto a cicli termici.

Anche in questo caso è possibile osservare una forte correzione della corrente di cortocircuito, mentre la variazione sulla tensione di circuito aperto è molto meno accentuata.

Di seguito viene riportato il report con i parametri elettrici del modulo:

Report					
21-set-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	21,6	21,8	21,7	21,7	°C
$G$	725	726	728	727	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	44,3	44,5	44,5	44,4	°C
$P_{max}$	56	56	56	56	W
$V_{Pmax}$	43,19	43,19	43,22	43,20	V
$V_{oc}$	57,06	57,08	57,14	57,09	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,03	0,76	0,76	0,85	
$I_{Pmax}$	1,29	1,29	1,30	1,29	A
$I_{sc}$	1,49	1,49	1,49	1,49	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	1,18	0,87	0,87	0,97	
<b>Fill Factor</b>	65,8%	65,8%	66,0%	65,9%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	78	78	78	78	W
$V_{mpp}$	44,29	43,13	43,15	43,52	V
$I_{mpp}$	1,75	1,80	1,81	1,79	A
Altri parametri					
<b>Scostamenti</b>	3,5%	3,8%	3,9%	3,7%	
$I_{mpp}$	-3,1%	-0,3%	-0,2%	-1,2%	
$V_{mpp}$	5,5%	2,7%	2,7%	3,6%	
$\eta$	16,2%	16,2%	16,2%	16,2%	

Tabella 4-5. Report del modulo Calyxo CX3 75 sottoposto a cicli termici.

I parametri elettrici del terzo modulo a film sottile sono sostanzialmente uguali a quelli dei due precedenti. Il rendimento risulta essere leggermente superiore a quello riportato sulla scheda tecnica.

#### *Modulo Gesolar GES P230 di riferimento*

La curva I-V misurata durante il test e quella riportata alle condizioni STC sono riportate nel grafico seguente:

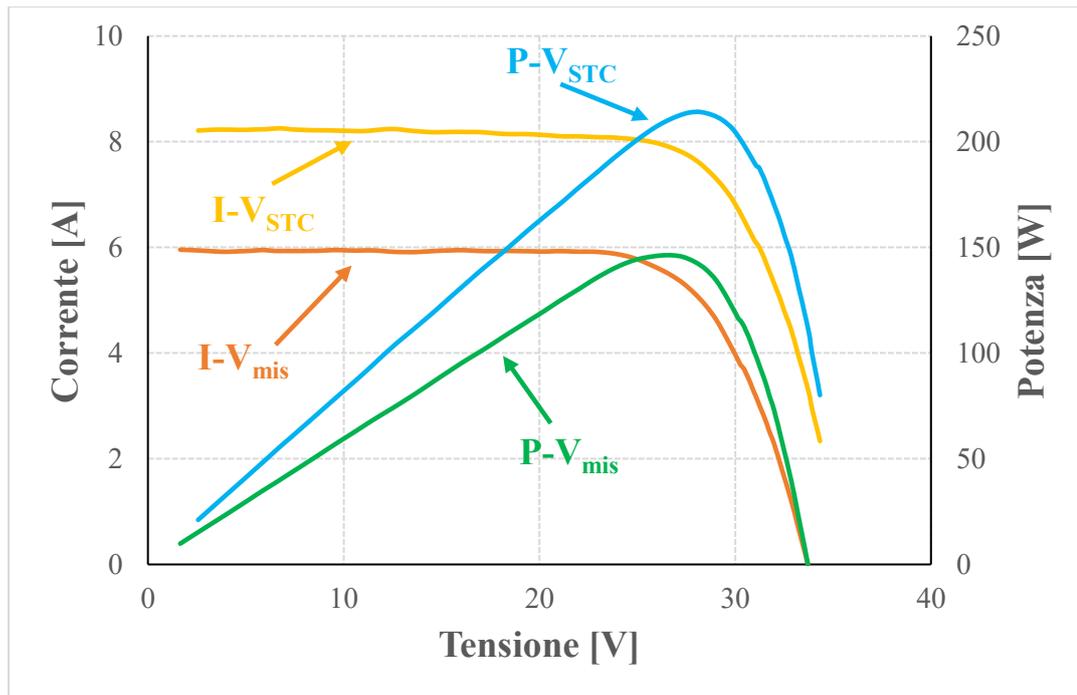


Figura 4-13. Caratteristica I-V e P-V del modulo Gesolar di riferimento.

Così come è stato riscontrato per i moduli a film sottile, anche per il modulo policristallino di riferimento è presente una forte correzione di corrente.

Il tratto a corrente costante risulta poco regolare dal momento che l'irraggiamento durante il test era molto variabile.

Infine viene riportato il report con i dati principali del modulo:

Report					
21-set-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	21,3	22,3	22,1	21,9	°C
$G$	720	722	725	722	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	43,8	44,9	44,7	44,5	°C
$P_{max}$	146	148	146	147	W
$V_{Pmax}$	26,77	26,22	26,20	26,40	V
$V_{oc}$	33,71	33,64	33,61	33,65	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,05	0,78	0,78	0,87	
$I_{Pmax}$	5,46	5,64	5,57	5,56	A
$I_{sc}$	5,94	5,94	5,94	5,94	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	1,28	0,95	0,94	1,06	
<b>Fill Factor</b>	73,1%	74,0%	73,2%	73,4%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	214	213	212	213	W
$V_{mpp}$	28,22	27,90	27,81	27,97	V
$I_{mpp}$	7,59	7,65	7,61	7,62	A
Altri parametri					
Scostamenti	-6,9%	-7,2%	-8,0%	-7,4%	
$I_{mpp}$	-1,9%	-1,0%	-1,5%	-1,5%	
$V_{mpp}$	-5,3%	-6,4%	-6,7%	-6,1%	
$\eta$	13,2%	13,0%	13,0%	13,1%	

Tabella 4-6. Report del modulo Gesolar GES-P230 di riferimento.

Dal report è possibile notare un calo sia di corrente che di tensione nominale. Il rendimento dunque risulta in calo di circa il 7%. Ciò potrebbe essere dovuto dal fatto che il modulo in questione abbia un'età di circa dieci anni e quindi è probabile che si sia degradato nel tempo.

#### *Modulo Gesolar GES P230 sottoposto a cicli di caldo-umido*

Le curve I-V ricavate durante il test ed in condizioni di riferimento sono le seguenti:

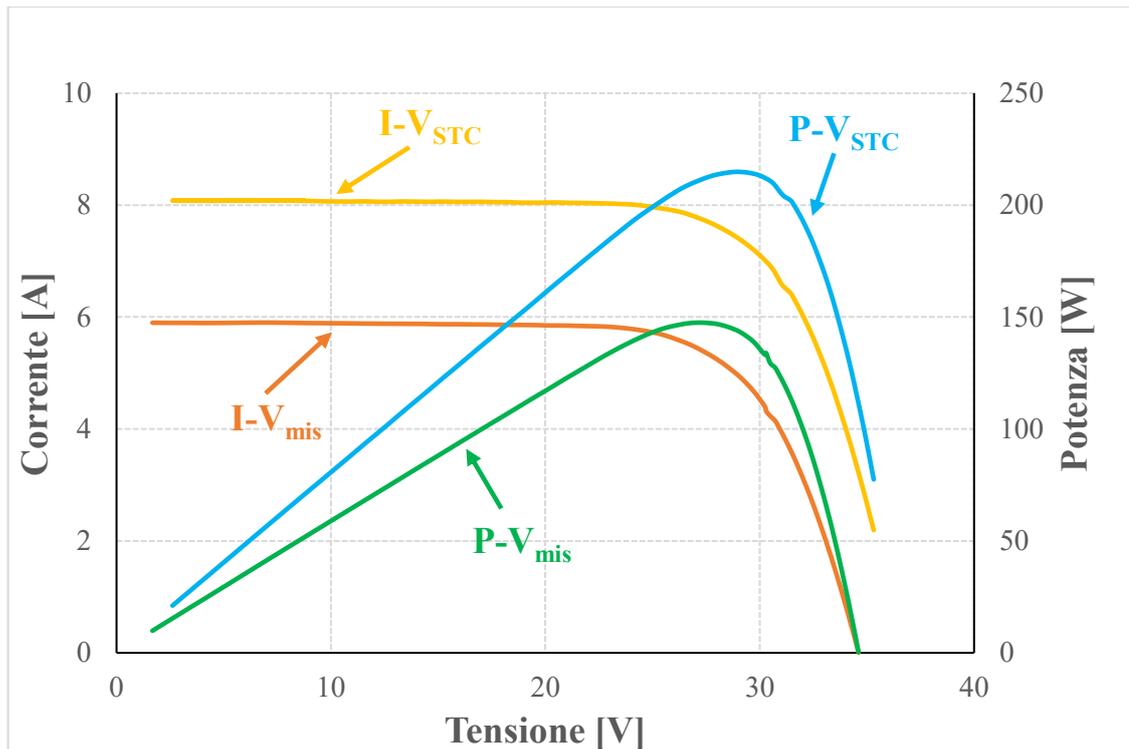


Figura 4-14. Caratteristica I-V e P-V del modulo Gesolar sottoposto a cicli di caldo-umido.

Osservando le curve è possibile notare una lieve concavità dopo il punto di massima potenza.

Questo è dovuto al principio di funzionamento del carico elettronico variabile utilizzato per il test. La concavità rappresenta il punto in cui il carico elettronico smette di procedere per salti di tensione e procede per salti di corrente.

Infine, viene report il report complessivo con i parametri elettrici del modulo:

Report					
21-set-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	21,5	21,6	21,4	21,5	°C
$G$	724	721	720	721	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	44,1	44,1	43,9	44,0	°C
$P_{max}$	147	145	148	147	W
$V_{Pmax}$	27,36	26,78	27,35	27,16	V
$V_{oc}$	34,61	34,46	34,36	34,47	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,06	0,78	0,80	0,88	
$I_{Pmax}$	5,39	5,43	5,40	5,40	A
$I_{sc}$	5,90	5,90	5,90	5,90	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	1,26	0,92	0,92	1,03	
<b>Fill Factor</b>	72,2%	71,5%	72,9%	72,2%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	215	213	215	214	W
$V_{mpp}$	28,88	28,83	28,78	28,83	V
$I_{mpp}$	7,44	7,39	7,49	7,44	A
Altri parametri					
<b>Scostamenti</b>	-6,6%	-7,4%	-6,3%	-6,8%	
$I_{mpp}$	-3,8%	-4,4%	-3,1%	-3,8%	
$V_{mpp}$	-3,1%	-3,3%	-3,4%	-3,3%	
$\eta$	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	

Tabella 4-7. Report del modulo Gesolar GES-P230 sottoposto a cicli di caldo-umido.

Anche in questo caso si registra un decremento del 3% sia riguardo alla corrente che riguardo alla tensione. Il rendimento del modulo risulta inferiore di circa il 2% del valore riportato nella scheda tecnica.

#### *Modulo Gesolar GES P230 sottoposto a cicli termici*

Un ulteriore modulo Gesolar è stato sottoposto a cicli termici. La sua caratteristica corrente-tensione è riportata di seguito:

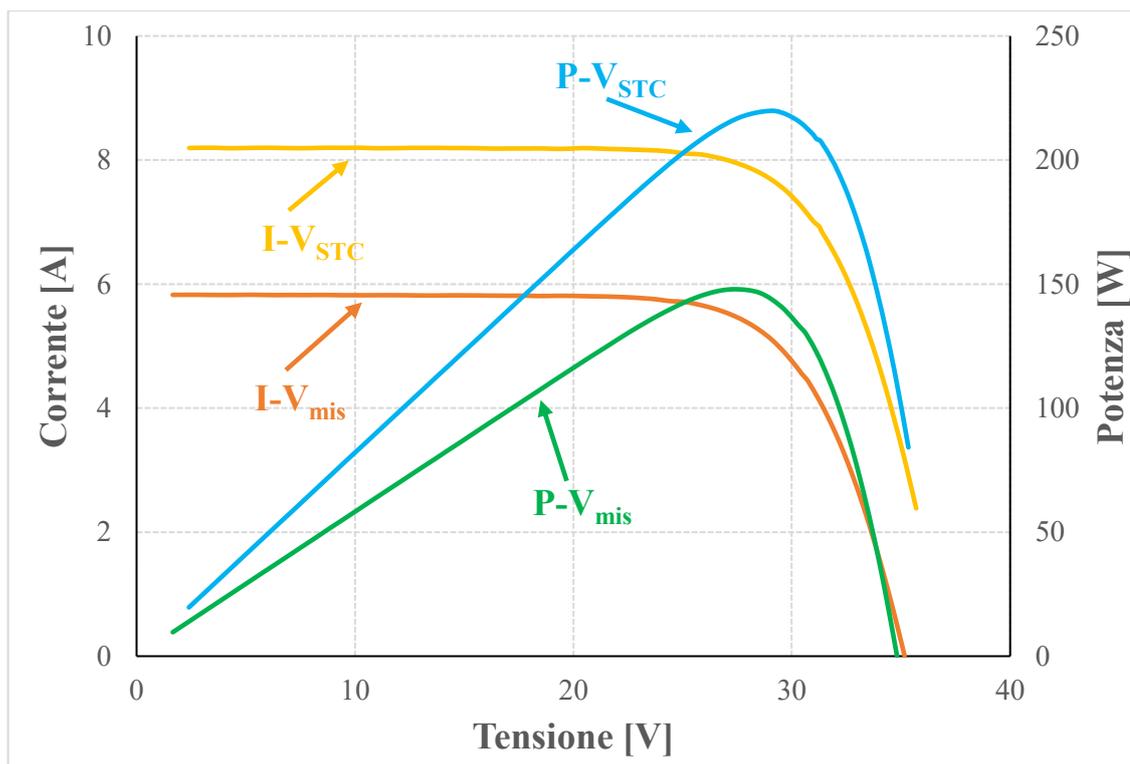


Figura 4-15. Caratteristica I-V e P-V del modulo Gesolar sottoposto a cicli termici.

Il grafico riportato sopra mette in luce una forte correzione del valore di corrente dovuto al basso valore di irraggiamento presente in ambiente.

Infine viene riportato il report riepilogativo con i parametri elettrici:

Report					
21-set-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	21,8	21,9	21,8	21,8	°C
$G$	705	705	704	705	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	43,8	43,9	43,8	43,9	°C
$P_{max}$	150	148	145	148	W
$V_{Pmax}$	27,99	27,35	26,78	27,37	V
$V_{oc}$	35,17	34,82	34,31	34,76	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,05	0,79	0,78	0,87	
$I_{Pmax}$	5,38	5,41	5,42	5,40	A
$I_{sc}$	5,83	5,83	5,83	5,83	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	1,31	0,93	0,93	1,06	
<b>Fill Factor</b>	73,4%	72,9%	72,6%	73,0%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	223	220	216	220	W
$V_{mpp}$	29,28	29,25	28,00	28,84	V
$I_{mpp}$	7,63	7,51	7,70	7,62	A
Altri parametri					
Scostamenti	-2,8%	-4,4%	-6,2%	-4,5%	
$I_{mpp}$	-1,2%	-2,8%	-0,3%	-1,5%	
$V_{mpp}$	-1,8%	-1,9%	-6,0%	-3,2%	
$\eta$	13,7%	13,3%	13,3%	13,4%	

Tabella 4-8. Report del modulo Gesolar GES-P230 sottoposto a cicli termici.

In questo caso, il modulo presenta solo delle lievi deviazioni rispetto ai valori di targa. Lo scostamento della corrente e della tensione nominale è inferiore al 2%

#### *Modulo Nozomi M228 sottoposto a cicli termici*

Al fine di studiare se la presenza di cracks già in fase iniziale dell'esperimento potesse influire sulla diffusione di ulteriori difetti nel modulo, si è deciso di sottoporre a cicli termici anche un modulo fotovoltaico in cui fossero presenti numerosi difetti iniziali. Ovviamente la

presenza di numerosi difetti ha inficiato notevolmente sulle prestazioni elettriche del modulo come è possibile notare non solo dalle immagini EL, ma anche dal grafico seguente:

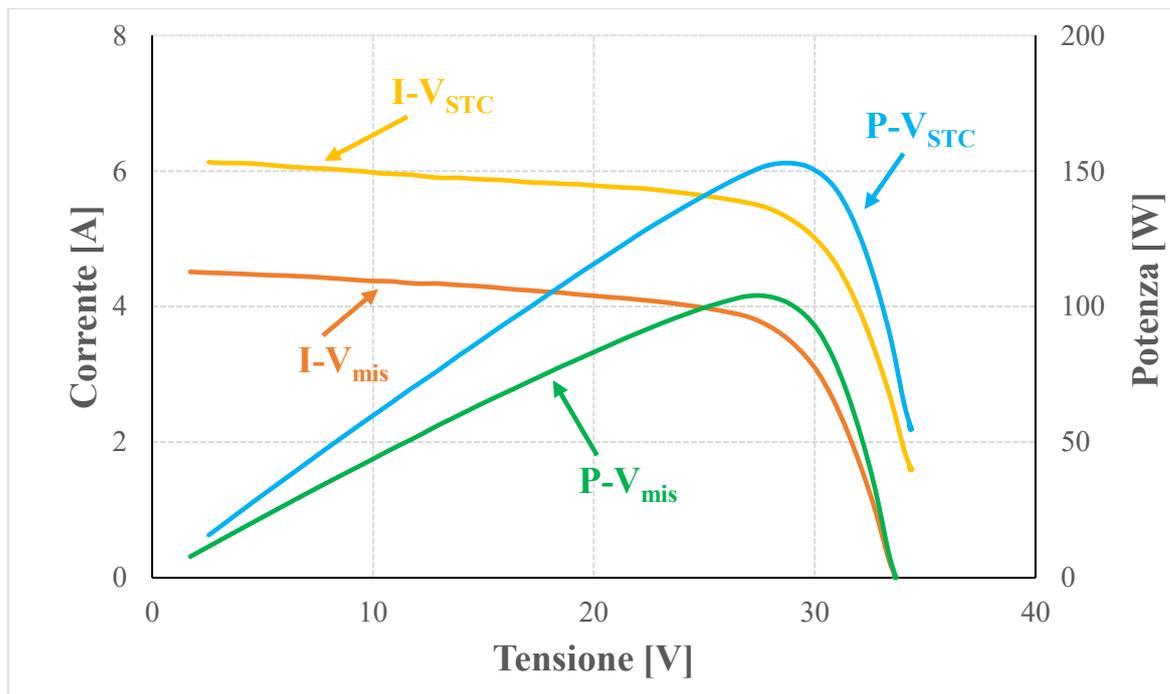


Figura 4-16. Caratteristica I-V e P-V del modulo Nozomi sottoposto a cicli termici.

Si può notare come la potenza nominale in condizioni STC sia nettamente inferiore a 228 W, ovvero il valore di potenza nominale riportata nella scheda tecnica.

Un confronto quantitativo fra gli scostamenti dai valori di targa di tensione, corrente e potenza è osservabile dal report seguente:

Report					
21-set-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	21,4	21,5	21,6	21,5	°C
$G$	727	723	727	726	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	44,1	44,1	44,3	44,2	°C
$P_{max}$	104	104	103	104	W
$V_{Pmax}$	27,54	26,85	26,84	27,07	V
$V_{oc}$	33,61	33,46	33,37	33,48	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,06	0,80	0,80	0,89	
$I_{Pmax}$	3,78	3,86	3,85	3,83	A
$I_{sc}$	4,55	4,55	4,55	4,55	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	1,16	0,85	0,85	0,95	
Fill Factor	68,1%	68,1%	68,0%	68,0%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	153	153	153	153	W
$V_{mpp}$	29,05	28,39	28,43	28,62	V
$I_{mpp}$	5,26	5,38	5,37	5,33	A
Altri parametri					
Scostamenti	-33,0%	-33,1%	-33,1%	-33,0%	
$I_{mpp}$	-29,6%	-28,0%	-28,1%	-28,6%	
$V_{mpp}$	-4,7%	-6,9%	-6,8%	-6,2%	
$\eta$	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	

Tabella 4-9. Report del modulo Nozomi M228 sottoposto a cicli termici.

Dal report è possibile osservare che, per i motivi prima citati, lo scostamento di potenza nominale del modulo è di oltre il 30% ed il rendimento è crollato sotto al 10%.

#### *Verifica dell'accuratezza delle misure*

Durante l'operazione di riporto delle curve I-V ed il relativo calcolo della potenza nominale alle condizioni STC, è stato implementato un algoritmo con il metodo Montecarlo al fine di verificare la precisione delle misure effettuate. In particolar modo è stata misurata la deviazione standard della misura di potenza nominale ottenuta in seguito al riporto alle

condizioni Standard. Tale algoritmo, descritto nel dettaglio nel paragrafo 3.1.3 ha permesso di calcolare i seguenti valori di accuratezza:

<b>Test di caratterizzazione iniziali</b>		
<b>Modulo</b>	<b>P<sub>mpp</sub> a STC [W]</b>	<b>Deviazione standard</b>
Calyxo	74,57	0,50
Calyxo (sottoposto a cicli caldo-umido)	77,59	0,47
Calyxo (sottoposto a cicli termici)	77,83	0,53
Gesolar	212,9	1,6
Gesolar (sottoposto a cicli caldo-umido)	214,4	1,7
Gesolar (sottoposto a cicli termici)	219,3	1,7
Nozomi (sottoposto a cicli termici)	152,9	1,2

Tabella 4-10. Valori di incertezza delle misure.

#### **4.4.2. Test di elettroluminescenza**

Il secondo test svolto è quello di elettroluminescenza. Gli alimentatori a disposizione possono erogare una tensione massima di 30 V mentre i moduli possono avere una  $V_{oc}$  di circa 38 V, da qui la necessità di collegare in serie due alimentatori da 30 V di tensione nominale. Tramite questa strumentazione è possibile impostare non solo la tensione, ma anche la corrente da applicare al carico. Nell'ambito di questo test verrà impostata una corrente con un valore di circa 4-5 A pari alla metà di quella di cortocircuito del modulo. Una volta alimentati i moduli posti in una stanza buia è possibile realizzare immagini EL nelle modalità descritte nei paragrafi precedenti. Le immagini EL sono state ottenute solamente per i moduli in silicio mentre per quanto riguarda il modulo a film sottile non è stato possibile realizzare l'immagine dal momento che i pannelli in tellurio di cadmio non permettono il passaggio di correnti inverse e non è dunque possibile applicare un passaggio di corrente mediante l'alimentatore. In Figura 4-17 è possibile osservare le due immagini EL realizzate per i moduli in silicio policristallino soggetti a cicli termici.

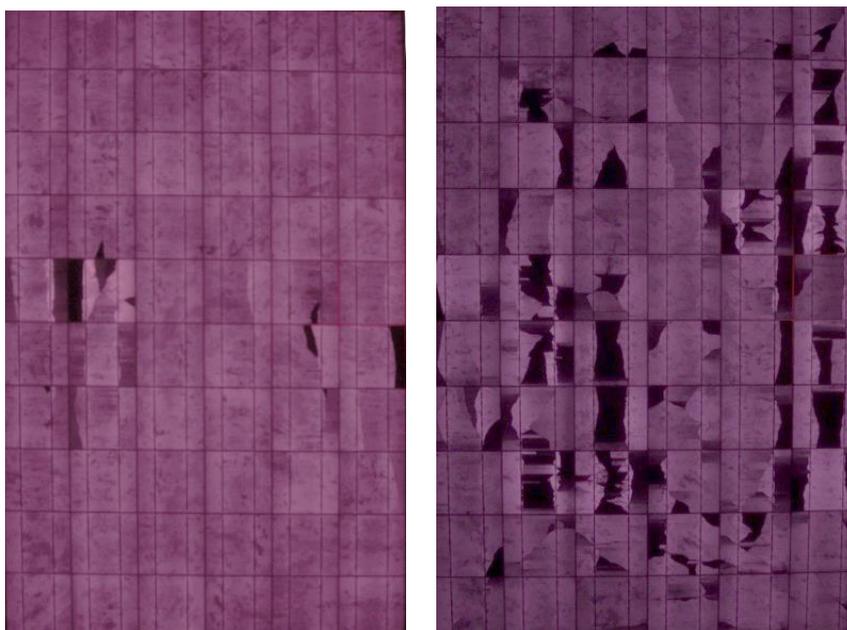


Figura 4-17. Immagini EL del modulo (policristallini) Gesolar (a sinistra) e del modulo Nozomi (a destra) sottoposti a cicli termici.

Osservando le immagini è chiaramente riscontrabile come il secondo modulo presenti molti punti in cui vi è un'assenza totale di radiazione infrarossa che indica una zona non funzionante del modulo.

La Figura 4-18 riportata sotto è riferita invece al modulo Gesolar in silicio policristallino sottoposto a cicli caldo-umido.

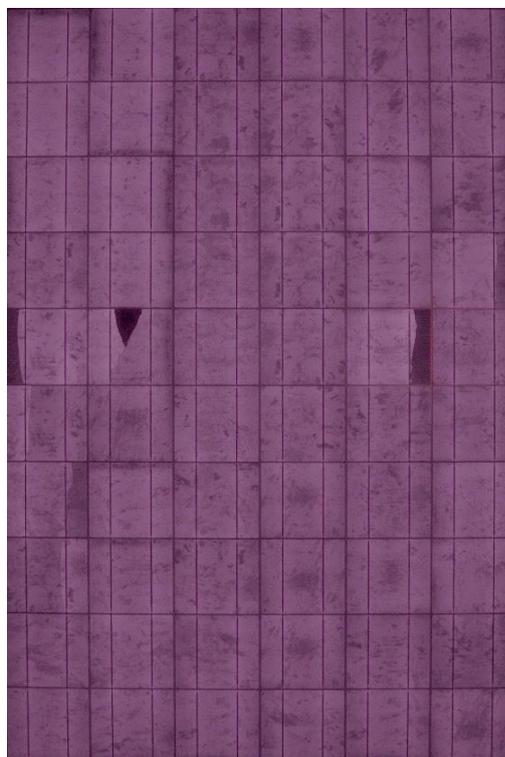


Figura 4-18. Immagine EL del modulo Gesolar sottoposto a cicli di caldo-umido.

## 4.5. Test svolti durante l'attività della camera

Durante lo svolgimento ed una volta conclusi i cicli termici e quelli di caldo umido, descritti nei paragrafi precedenti, è necessario ripetere i test svolti in fase preliminare per testare le caratteristiche elettriche dei moduli ed un eventuale evoluzione dei difetti.

### 4.5.1. Curve I-V dopo due settimane di attività della camera climatica

Dopo due settimane di cicli termici e cicli caldo-umido, è stata svolta per una seconda volta la caratterizzazione elettrica di tutti i moduli oggetto del test di invecchiamento. I risultati sono riportati nei paragrafi seguenti.

*Modulo Calyxo CX3 75 in CdTe di riferimento*

Le curve I-V e P-Valle condizioni STC sono le seguenti:

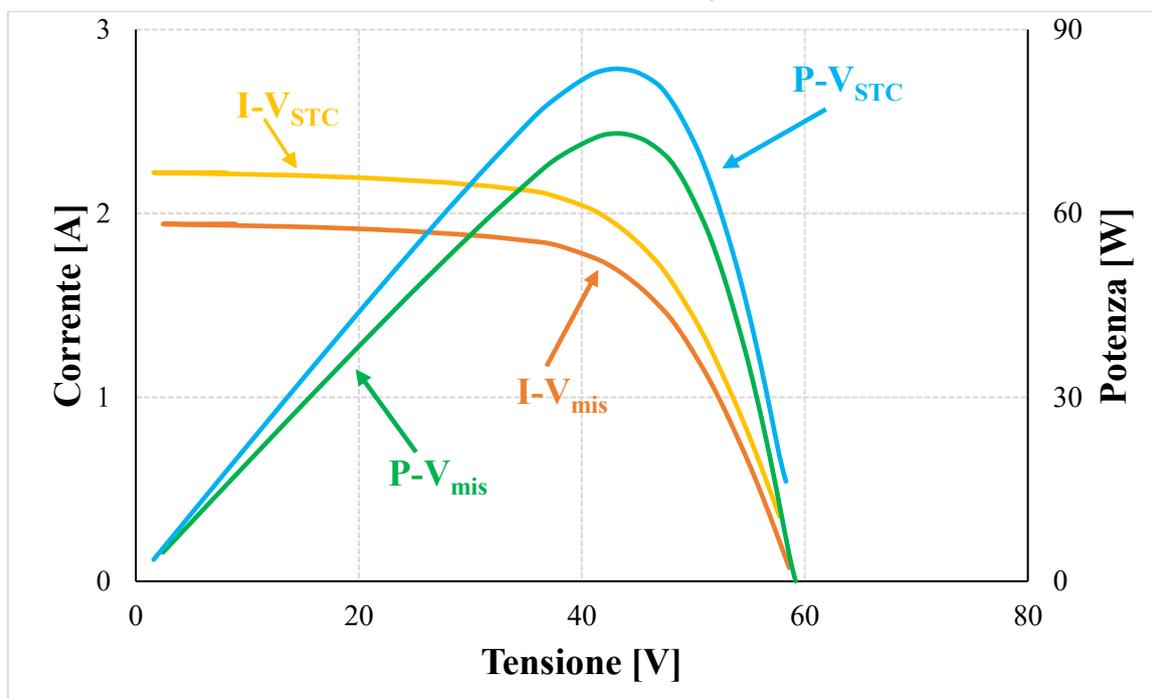


Figura 4-19. Caratteristica I-V e P-V del modulo Calyxo di riferimento.

Rispetto ai test iniziali, la correzione di corrente è presente in maniera minore poiché l'irraggiamento presente in ambiente era maggiore.

Infine viene riportato il report del modulo:

Report					
16-nov-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	13,0	12,7	12,7	12,8	°C
$G$	873	876	876	875	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	33,5	33,5	33,5	33,5	°C
$P_{max}$	73	73	72	73	W
$V_{Pmax}$	43,22	43,21	43,20	43,21	V
$V_{oc}$	59,28	59,06	58,87	59,07	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,01	0,73	0,73	0,82	
$I_{Pmax}$	1,69	1,68	1,67	1,68	A
$I_{sc}$	1,94	1,94	1,94	1,94	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	0,99	0,86	0,86	0,90	
<b>Fill Factor</b>	63,4%	63,2%	62,9%	63,2%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	84	83	82	83	W
$V_{mpp}$	43,51	43,63	43,67	43,60	V
$I_{mpp}$	1,92	1,90	1,88	1,90	A
Altri parametri					
<b>Scostamenti</b>	11,4%	10,6%	9,7%	10,6%	
$I_{mpp}$	6,1%	5,0%	4,1%	5,1%	
$V_{mpp}$	-7,4%	-7,2%	-7,1%	-7,2%	
$\eta$	17,4%	17,1%	17,1%	17,2%	

Tabella 4-11. Report del modulo Calyxo CX3 75 utilizzato come riferimento.

Il report evidenzia un forte scostamento di tensione in termini negativi (-7%), mentre un forte aumento di corrente viene registrato (+6%) rispetto alle condizioni riportate nella scheda tecnica.

#### *Modulo Calyxo CX3 75 sottoposto a cicli di caldo-umido*

Dopo due settimane di cicli caldo-umido, la caratterizzazione elettrica ha prodotto i seguenti risultati:

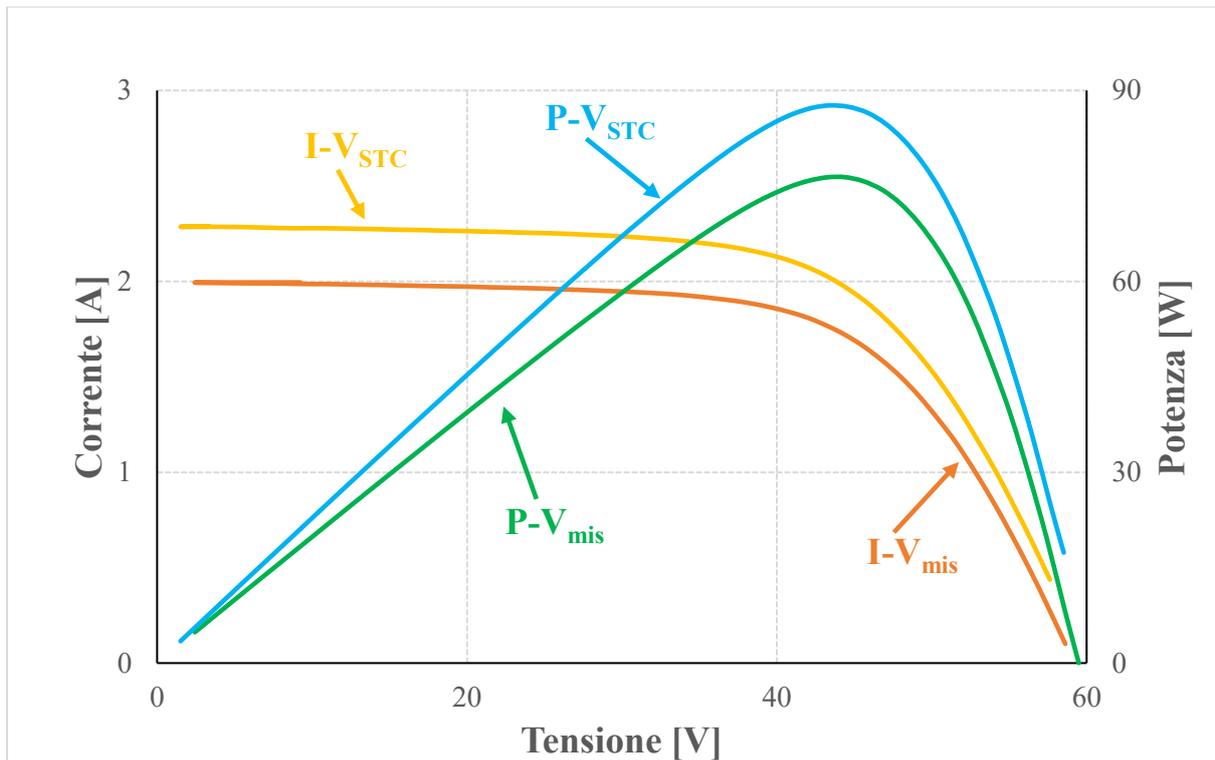


Figura 4-20. Caratteristica I-V e P-V del modulo Calyx sottoposto a cicli di caldo-umido.

Dai grafici è possibile notare che la correzione sulla tensione di circuito aperto è molto lieve. Questo è dovuto al fatto che la temperatura del modulo durante i test era relativamente bassa (33,5°C).

Infine, in Tabella 4-12 viene riportato il report complessivo della misura.

Report					
16-nov-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	11,8	11,8	11,8	11,8	°C
$G$	869	873	874	872	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	33,5	33,5	33,5	33,5	°C
$P_{max}$	76	76	76	76	W
$V_{Pmax}$	44,37	43,21	43,21	43,59	V
$V_{oc}$	59,63	59,37	59,13	59,37	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	0,98	0,73	0,73	0,81	
$I_{Pmax}$	1,72	1,77	1,75	1,75	A
$I_{sc}$	2,00	2,00	2,00	2,00	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	1,01	0,89	0,88	0,93	
Fill Factor	64,2%	64,5%	64,2%	64,3%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	88	87	87	87	W
$V_{mpp}$	43,43	43,56	43,59	43,53	V
$I_{mpp}$	2,02	2,01	1,99	2,01	A
Altri parametri					
Scostamenti	16,9%	16,6%	15,8%	16,4%	
$I_{mpp}$	11,5%	10,9%	10,0%	10,8%	
$V_{mpp}$	-7,6%	-7,3%	-7,2%	-7,4%	
$\eta$	18,3%	18,1%	18,1%	18,1%	

Tabella 4-12. Report del modulo Calyxo CX3 75 sottoposto a cicli di caldo-umido.

In questo caso viene registrato un forte scostamento in positivo riguardo alla corrente di massima potenza (+10%).

*Modulo Calyxo CX3 75 sottoposto a cicli termici*

Le curve I-V e P-V del modulo a film sottile sottoposto a cicli termici sono riportate di seguito:

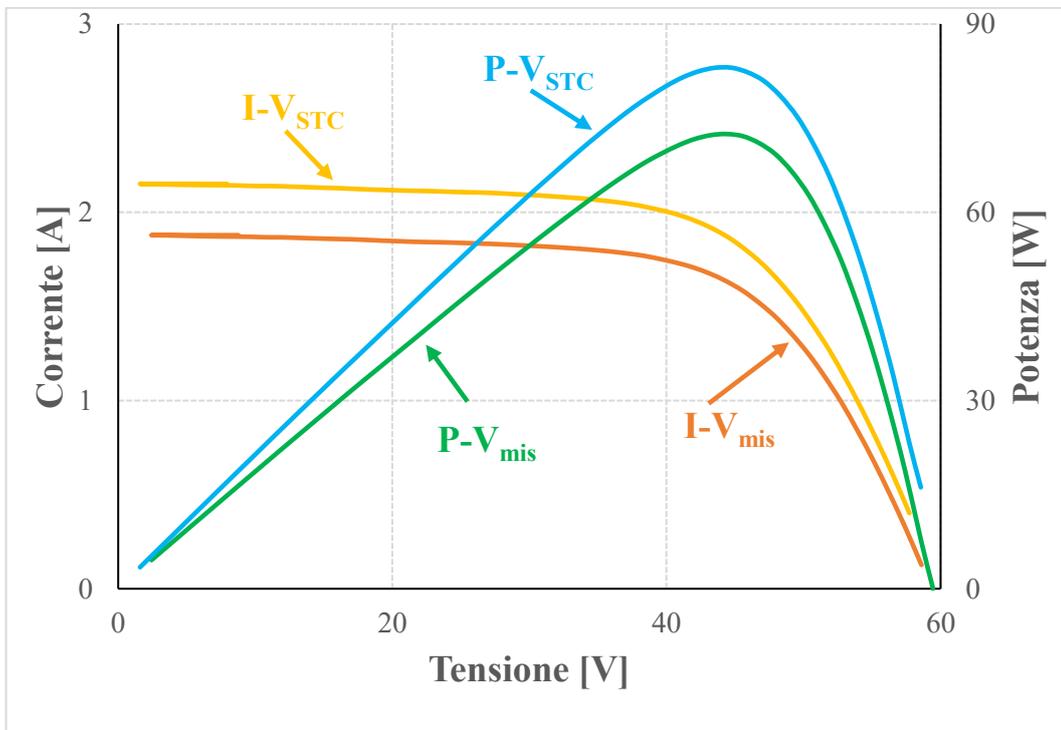


Figura 4-21. Caratteristica I-V e P-V del modulo Calyxo sottoposto a cicli termici.

Poiché l'irraggiamento durante il test era inferiore al valore standard definito dalla normativa, dalle curve corrente-tensione è possibile notare una correzione del valore di corrente di cortocircuito.

Infine, i parametri elettrici del modulo sono riportati nel report seguente:

Report					
16-nov-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
T <sub>a</sub>	12,1	12,1	12,1	12,1	°C
G	871	873	874	872	W/m <sup>2</sup>
T <sub>c</sub>	33,5	33,5	33,5	33,5	°C
P <sub>max</sub>	72	71	70	71	W
V <sub>Pmax</sub>	44,37	44,37	44,36	44,37	V
V <sub>oc</sub>	59,53	59,24	58,97	59,25	V
V <sub>Pmax</sub> /V <sub>oc</sub>	1,01	0,75	0,75	0,84	
I <sub>Pmax</sub>	1,63	1,61	1,59	1,61	A
I <sub>sc</sub>	1,88	1,88	1,88	1,88	A
I <sub>Pmax</sub> /I <sub>sc</sub>	0,99	0,86	0,84	0,90	
Fill Factor	64,7%	64,1%	63,5%	64,1%	
Parametri a STC					
P <sub>mpp</sub>	83	82	81	82	W
V <sub>mpp</sub>	44,74	43,61	43,64	44,00	V
I <sub>mpp</sub>	1,86	1,88	1,86	1,86	A
Altri parametri					
Scostamenti	10,7%	9,1%	8,0%	9,3%	
I <sub>mpp</sub>	2,6%	3,6%	2,5%	2,9%	
V <sub>mpp</sub>	-4,8%	-7,2%	-7,2%	-6,4%	
η	17,3%	16,9%	16,9%	17,0%	

Tabella 4-13. Report del modulo Calyxo CX3 75 sottoposto a cicli termici.

Dal report è possibile notare uno scostamento significativo di tensione. La potenza nominale tuttavia risulta superiore di circa il 9% al valore riportato sui dati di targa.

*Modulo Gesolar GES P230 di riferimento*

La caratterizzazione elettrica ha prodotto i seguenti grafici riportati a STC:

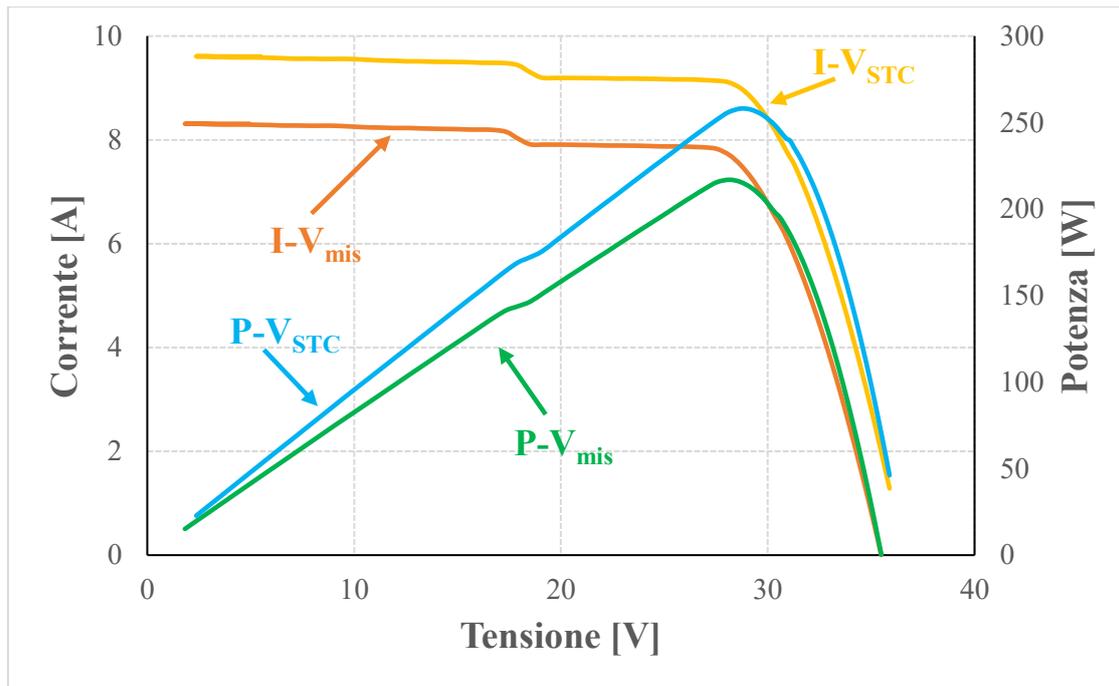


Figura 4-22. Caratteristica I-V e P-V del modulo Gesolar di riferimento.

Dalle curve corrente-tensione è possibile notare l'entrata in funzione di un diodo di bypass.

Il piccolo gradino osservabile poco dopo la corrente di cortocircuito è infatti una conseguenza della lieve perdita di tensione dovuta al funzionamento del diodo di bypass.

Il diodo è entrato in funzione a causa di alcuni danneggiamenti avvenuti nella parte sinistra del modulo che sono stati individuati grazie alle immagini EL.

Infine, il report con i parametri elettrici del modulo è il seguente:

Report					
16-nov-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	11,3	11,3	11,3	11,3	°C
$G$	863	868	868	866	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	34,9	34,9	34,9	34,9	°C
$P_{max}$	217	215	212	215	W
$V_{Pmax}$	28,15	27,53	27,50	27,73	V
$V_{oc}$	35,49	35,15	34,88	35,17	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,02	0,78	0,79	0,86	
$I_{Pmax}$	7,71	7,81	7,71	7,74	A
$I_{sc}$	8,32	8,32	8,32	8,32	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	1,08	0,94	0,93	0,98	
<b>Fill Factor</b>	73,5%	73,5%	73,0%	73,3%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	258	255	251	255	W
$V_{mpp}$	28,69	28,09	28,06	28,28	V
$I_{mpp}$	8,99	9,06	8,96	9,01	A
Altri parametri					
<b>Scostamenti</b>	12,2%	10,7%	9,2%	10,7%	
$I_{mpp}$	16,4%	17,3%	15,9%	16,5%	
$V_{mpp}$	-3,7%	-5,8%	-5,9%	-5,1%	
$\eta$	15,9%	15,4%	15,4%	15,6%	

Tabella 4-14. Report del modulo Gesolar di riferimento.

Dal report è possibile osservare un calo di tensione di massima potenza del 5% imputabile ai danneggiamenti che il modulo ha riportato in fase di danneggiamento.

*Modulo Gesolar GES P230 sottoposto a cicli di caldo-umido*

Le caratteristiche elettriche del modulo dopo due settimane di cicli caldo-umido sono riportate di seguito:

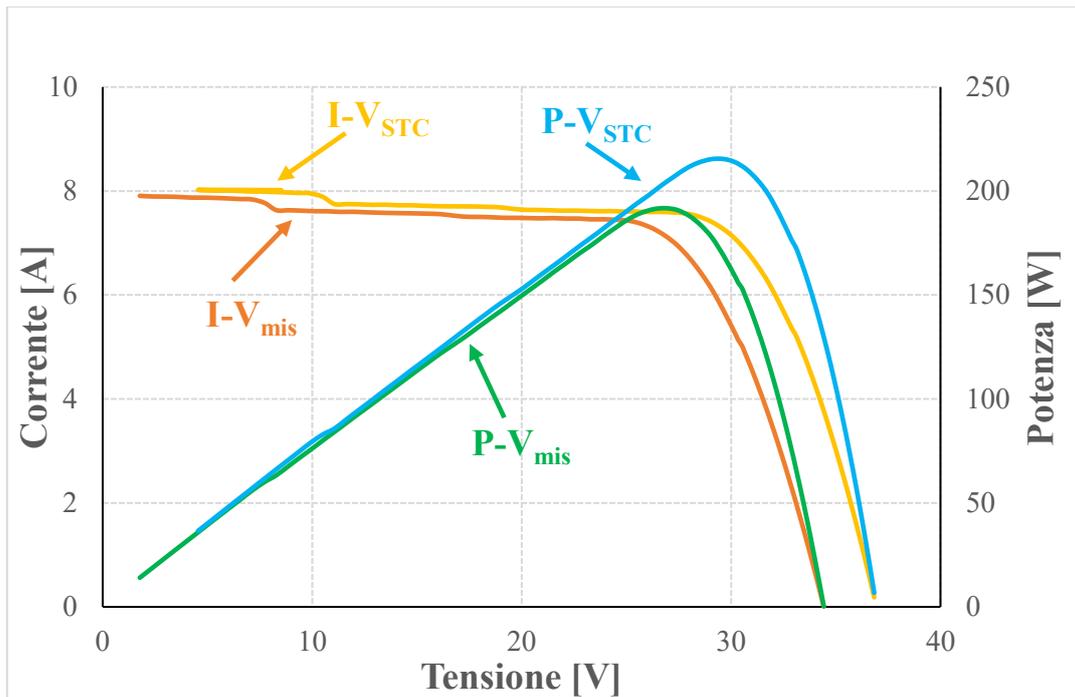


Figura 4-23. Caratteristica I-V e P-V del modulo Gesolar sottoposto a cicli di caldo-umido.

In questo caso è possibile notare l'ingresso in funzione di un diodo di bypass.

Ciò è dovuto al propagarsi di alcuni difetti in seguito ai 10 cicli caldo-umido effettuati. Durante questi test l'irraggiamento era molto elevato e ciò è intuibile dal fatto che la correzione di corrente è pressoché nulla.

A partire dal grafico appena riportato è stato possibile realizzare il seguente report con tutti i principali parametri elettrici:

Report					
16-nov-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	11,3	11,3	11,3	11,3	°C
$G$	974	971	977	974	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	46,3	46,3	46,3	46,3	°C
$P_{max}$	192	192	192	192	W
$V_{Pmax}$	26,87	26,30	26,30	26,49	V
$V_{oc}$	34,43	34,27	34,17	34,29	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,10	0,77	0,77	0,88	
$I_{Pmax}$	7,14	7,31	7,30	7,25	A
$I_{sc}$	8,03	8,03	8,03	8,03	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	0,91	0,91	0,91	0,91	
<b>Fill Factor</b>	69,4%	69,9%	69,9%	69,7%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	215,4	217,1	215,5	216,0	W
$V_{mpp}$	29,60	29,02	29,05	29,22	V
$I_{mpp}$	7,28	7,48	7,42	7,39	A
Altri parametri					
Scostamenti	-6,3%	-5,6%	-6,3%	-6,1%	
$I_{mpp}$	-5,9%	-3,2%	-4,0%	-4,4%	
$V_{mpp}$	-0,7%	-2,6%	-2,5%	-1,9%	
$\eta$	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	

Tabella 4-15. Report del modulo Gesolar sottoposto a cicli di caldo-umido.

Come era prevedibile, in seguito all'ingresso in funzione del diodo, la potenza nominale è scesa del 6% poiché alcune celle sono state bypassate.

#### *Modulo Gesolar GES P230 sottoposto a cicli termici*

I risultati della caratterizzazione elettrica del modulo policristallino sottoposto a sollecitazioni di tipo termico sono i seguenti:

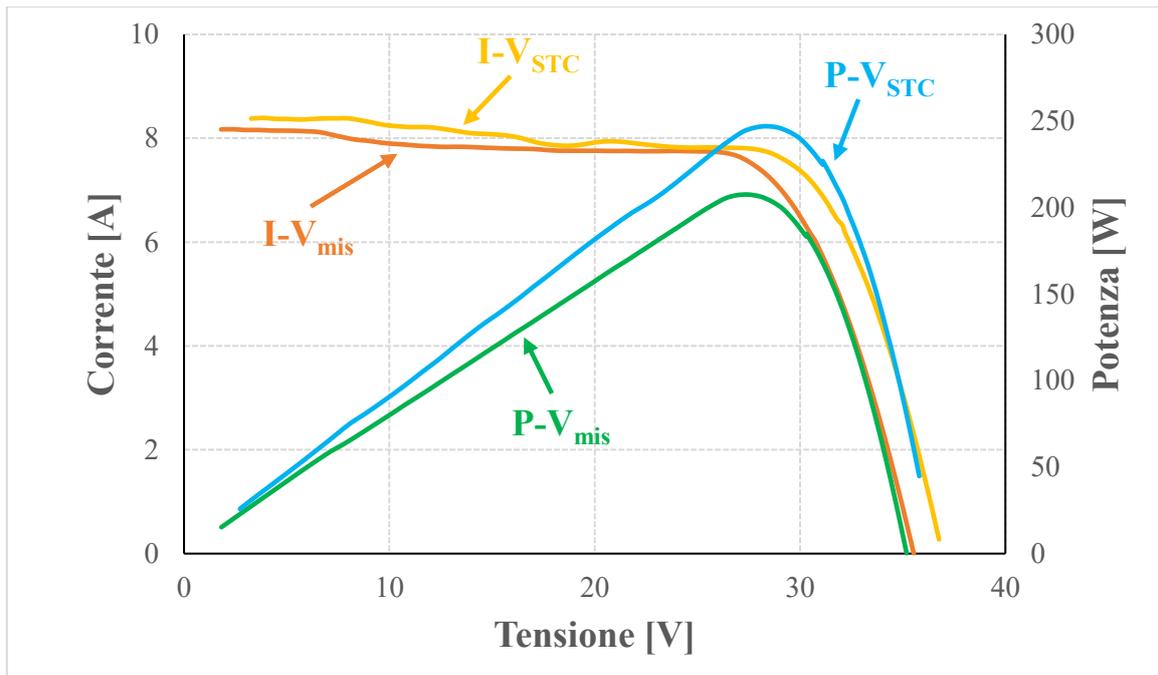


Figura 4-24. Caratteristica I-V e P-V del modulo Gesolar sottoposto a cicli termici.

Dal grafico sopra è possibile notare come la curva gialla riportata alle condizioni standard risulti essere particolarmente irregolare nel tratto a corrente costante.

Questo è dovuto al fatto che l'irraggiamento non si è mantenuto costante durante il test.

Il report complessivo di tutti i parametri elettrici è il seguente:

<b>Report</b>					
16-nov-17					
<b>Condizioni sperimentali</b>	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
<b>T<sub>a</sub></b>	11,1	11,1	11,1	11,1	°C
<b>G</b>	974	877	865	905	W/m <sup>2</sup>
<b>T<sub>c</sub></b>	36,8	36,8	36,8	36,8	°C
<b>P<sub>max</sub></b>	208	207	206	207	W
<b>V<sub>Pmax</sub></b>	27,49	27,48	26,92	27,30	V
<b>V<sub>oc</sub></b>	35,54	35,19	34,94	35,22	V
<b>V<sub>Pmax</sub>/V<sub>oc</sub></b>	1,08	0,78	0,77	0,88	
<b>I<sub>Pmax</sub></b>	7,55	7,55	7,63	7,58	A
<b>I<sub>sc</sub></b>	8,29	8,29	8,29	8,29	A
<b>I<sub>Pmax</sub>/I<sub>sc</sub></b>	0,90	0,91	0,92	0,91	
<b>Fill Factor</b>	70,5%	71,1%	71,0%	70,9%	
<b>Parametri a STC</b>					
<b>P<sub>mpp</sub></b>	222	247	247	239	W
<b>V<sub>mpp</sub></b>	29,62	28,32	28,25	28,73	V
<b>I<sub>mpp</sub></b>	7,49	8,72	8,74	8,32	A
<b>Altri parametri</b>					
<b>Scostamenti</b>	-3,5%	7,4%	7,4%	3,7%	
<b>I<sub>mpp</sub></b>	-3,1%	12,8%	13,1%	7,6%	
<b>V<sub>mpp</sub></b>	-0,6%	-5,0%	-5,2%	-3,6%	
<b>η</b>	13,6%	15,2%	15,2%	14,7%	

Tabella 4-16. Report del modulo Gesolar sottoposto a cicli di termici.

In seguito all'entrata in funzione del diodo di bypass, la tensione e la potenza nominale hanno subito uno scostamento del 3% rispetto i valori riportati nella scheda tecnica.

#### *Modulo Nozomi M228 sottoposto a cicli termici*

Le curve I-V e P-V riportate alle condizioni standard sono riportate di seguito:

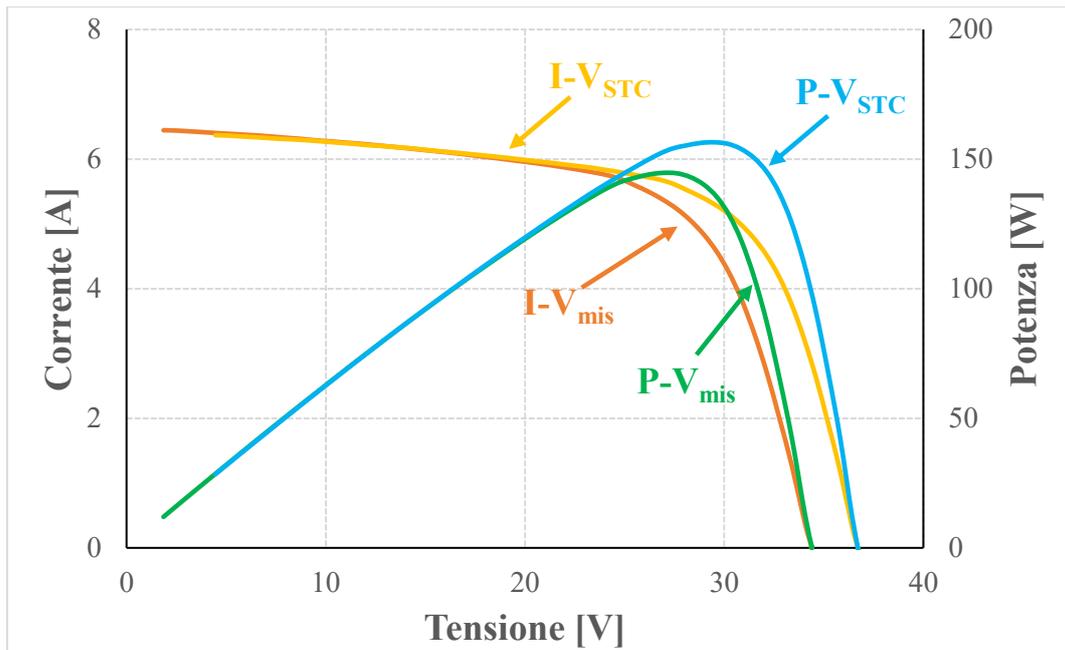


Figura 4-25. Caratteristica I-V e P-V del modulo Nozomi sottoposto a cicli termici.

In questo caso, la correzione di corrente è nulla dal momento che il valore di irraggiamento presente in fase di test era vicino al valore standard.

La tabella con i parametri elettrici più importanti è riportata di seguito:

Report					
16-nov-17					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	11,3	11,3	11,1	11,2	°C
$G$	943	995	995	978	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	42,3	42,3	42,3	42,3	°C
$P_{max}$	145	145	145	145	W
$V_{Pmax}$	27,61	26,91	26,92	27,15	V
$V_{oc}$	34,52	34,37	34,23	34,37	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,05	0,78	0,79	0,87	
$I_{Pmax}$	5,27	5,38	5,38	5,34	A
$I_{sc}$	6,53	6,53	6,53	6,53	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	0,88	0,82	0,82	0,84	
<b>Fill Factor</b>	64,5%	64,4%	64,7%	64,5%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	167	156	157	160	W
$V_{mpp}$	29,05	29,47	29,46	29,33	V
$I_{mpp}$	5,76	5,31	5,32	5,46	A
Altri parametri					
<b>Scostamenti</b>	-26,7%	-31,4%	-31,3%	-29,8%	
$I_{mpp}$	-22,9%	-28,9%	-28,8%	-26,9%	
$V_{mpp}$	-4,7%	-3,4%	-3,4%	-3,8%	
$\eta$	10,4%	9,7%	9,7%	10,0%	

Tabella 4-17. Report del modulo Nozomi sottoposto a cicli di termici.

Il modulo Nozomi, avendo molti difetti sulla sua superficie, presenta uno scostamento della potenza nominale di circa il 29%. La maggior parte delle perdite sono da attribuire alla corrente che possiede uno scostamento di circa il 26% del valore riportato dal costruttore.

#### *Verifica dell'accuratezza delle misure*

Come è già stato fatto per i test di caratterizzazione iniziali, viene svolta un'analisi dell'accuratezza delle misure mediante il metodo Montecarlo descritto nei precedenti capitoli.

Il metodo ha lo scopo di individuare il range di incertezza sulla misura della potenza nominale alle condizioni STC. Di seguito vengono riportati i valori di potenza media e deviazione standard:

Test di caratterizzazione dopo due settimane		
Modulo	$P_{mpp}$ a STC [W]	Deviazione standard
Cdte	82,94	0,50
CdTe (cicli caldo-umido)	87,33	0,50
CdTe (cicli termici)	81,97	0,47
Gesolar	230,0	1,8
Gesolar (cicli caldo-umido)	216,0	1,5
Gesolar (cicli termici)	238,2	1,6
Nozomi (cicli termici)	159,7	1,2

Tabella 4-18. Valori di incertezza delle misure.

#### 4.5.2. Curve I-V dopo tre settimane di attività della camera climatica

In modo analogo a quanto fatto per l'elettroluminescenza nel paragrafo precedente, in questa sezione verranno riportati i risultati dei test per le caratteristiche corrente-tensione svolti nuovamente sui moduli sottoposti a cicli termici e caldo umido per tre settimane.

*Modulo Calyxo CX3 75 di riferimento*

La caratterizzazione elettrica ha prodotto le seguenti caratteristiche elettriche:

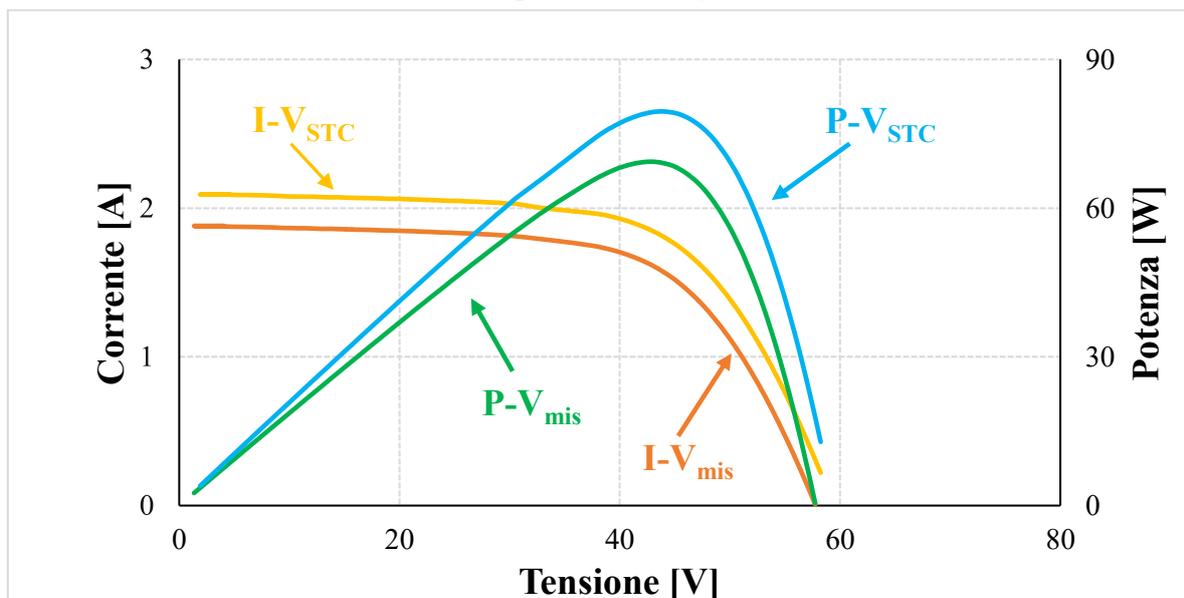


Figura 4-26. Caratteristica I-V e P-V del modulo Calyxo di riferimento.

Effettuando il riporto a STC la correzione ha riguardato principalmente il tratto a corrente costante mentre la tensione di circuito aperto è variata in maniera trascurabile.

Il report riepilogativo del modulo è riportato di seguito:

<b>Report</b>					
08-mar-18					
<b>Condizioni sperimentali</b>	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	13,1	12,9	12,9	13,0	°C
$G$	896	898	899	898	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	37,7	38,1	38,6	38,1	°C
$P_{max}$	69	69	69	69	W
$V_{Pmax}$	43,23	42,12	42,06	42,47	V
$V_{oc}$	57,75	57,59	57,50	57,61	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,01	0,73	0,73	0,83	
$I_{Pmax}$	1,60	1,64	1,63	1,62	A
$I_{sc}$	1,88	1,88	1,88	1,88	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	0,97	0,87	0,87	0,90	
<b>Fill Factor</b>	63,8%	63,6%	63,4%	63,6%	
<b>Parametri a STC</b>					
$P_{mpp}$	80	79	79	79	W
$V_{mpp}$	43,76	43,72	43,67	43,72	V
$I_{mpp}$	1,82	1,81	1,80	1,81	A
<b>Altri parametri</b>					
<b>Scostamenti</b>	6,0%	5,3%	4,9%	5,4%	
$I_{mpp}$	0,4%	-0,2%	-0,4%	-0,1%	
$V_{mpp}$	-6,9%	-7,0%	-7,1%	-7,0%	
$\eta$	16,6%	16,4%	16,4%	16,5%	

Tabella 4-19. Report del modulo Calyxo CX3 75 utilizzato come riferimento.

Osservando il report è identificabile un calo del 7% sulla tensione di massima potenza. Tuttavia il rendimento non si discosta molto dal valore fornito dal costruttore.

*Modulo Calyxo CX3 75 sottoposto a cicli di caldo-umido*

Il tracciamento delle curve I-V effettuato dopo tre settimane di attività della camera climatica ha portato i seguenti risultati:

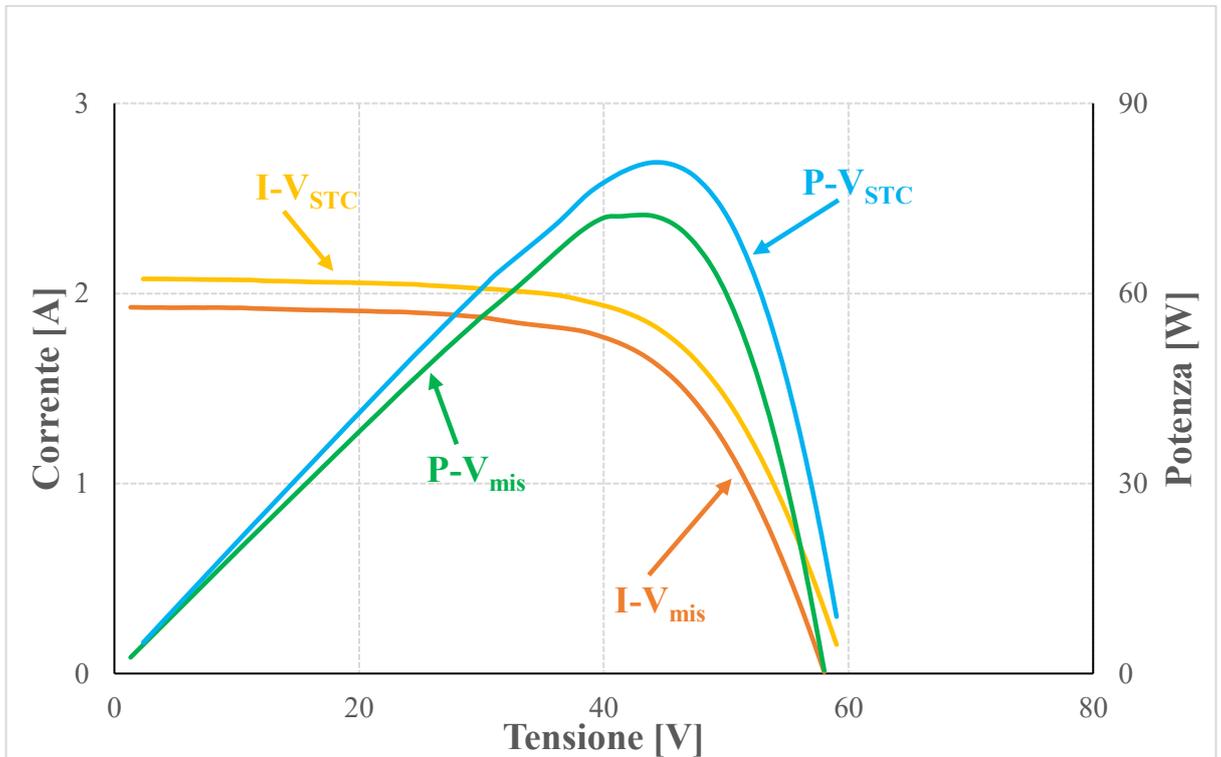


Figura 4-27. Caratteristica I-V e P-V del modulo Calyxo sottoposto a cicli di caldo-umido.

In questo caso non è riscontrabile la presenza di diodi di bypass in seguito all'azione dei cicli caldo-umido.

Infine viene riportato il report complessivo con i parametri elettrici del modulo:

Report					
08-mar-18					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	13,1	13,2	13,2	13,2	°C
$G$	927	935	934	932	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	38,0	38,7	39,5	38,7	°C
$P_{max}$	72	73	73	73	W
$V_{Pmax}$	42,68	42,35	42,45	42,49	V
$V_{oc}$	58,02	57,64	57,83	57,83	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,05	0,73	0,73	0,84	
$I_{Pmax}$	1,70	1,71	1,71	1,71	A
$I_{sc}$	1,93	1,93	1,93	1,93	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	0,94	0,89	0,89	0,91	
<b>Fill Factor</b>	64,7%	65,3%	65,3%	65,1%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	81	80	81	81	W
$V_{mpp}$	44,66	44,52	44,78	44,65	V
$I_{mpp}$	1,81	1,81	1,80	1,81	A
Altri parametri					
<b>Scostamenti</b>	7,6%	7,2%	7,7%	7,5%	
$I_{mpp}$	-0,2%	-0,2%	-0,3%	-0,2%	
$V_{mpp}$	-5,0%	-5,3%	-4,7%	-5,0%	
$\eta$	16,8%	16,8%	16,8%	16,8%	

Tabella 4-20. Report del modulo Calyxo CX3 75 sottoposto a cicli di caldo-umido.

Osservando i valori degli scostamenti è possibile notare che il modulo pur essendo degradato rispetto alle condizioni iniziali, rimane ugualmente superiore ai valori nominali riportati dal costruttore.

#### *Modulo Calyxo CX3 75 sottoposto a cicli termici*

Il modulo a film sottile sottoposto a tre settimane di cicli termici presenta le seguenti caratteristiche di funzionamento:

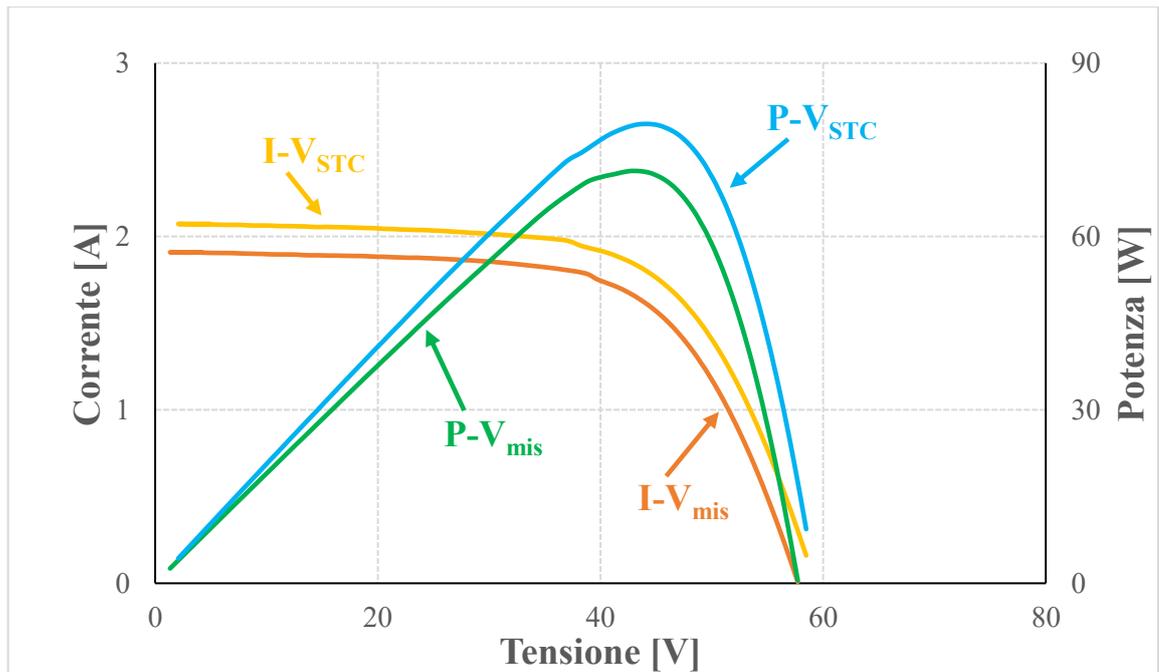


Figura 4-28. Caratteristica I-V e P-V del modulo Calyx sottoposto a cicli termici.

La lieve concavità presente nei prossimi del punto di massima potenza indica il punto in cui il carico elettronico è passato dalla regolazione in tensione a quella in corrente.

Infine viene riportato il report del modulo con i parametri elettrici principali:

Report					
08-mar-18					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	12,7	12,7	12,8	12,7	°C
$G$	922	923	922	922	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	36,5	36,6	37,8	37,0	°C
$P_{max}$	71	71	71	71	W
$V_{Pmax}$	43,51	43,25	43,23	43,33	V
$V_{oc}$	57,72	57,50	57,39	57,54	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,02	0,75	0,75	0,84	
$I_{Pmax}$	1,64	1,64	1,64	1,64	A
$I_{sc}$	1,91	1,91	1,91	1,91	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	0,94	0,86	0,86	0,89	
<b>Fill Factor</b>	64,7%	64,7%	64,6%	64,7%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	79	79	79	79	W
$V_{mpp}$	44,28	44,06	44,19	44,18	V
$I_{mpp}$	1,79	1,79	1,80	1,79	A
Altri parametri					
<b>Scostamenti</b>	6,0%	5,4%	5,8%	5,7%	
$I_{mpp}$	-0,9%	-0,9%	-0,8%	-0,8%	
$V_{mpp}$	-5,8%	-6,3%	-6,0%	-6,0%	
$\eta$	16,6%	16,5%	16,5%	16,5%	

Tabella 4-21. Report del modulo Calyxo CX3 75 sottoposto a cicli termici.

Anche in questo caso il modulo, pur rimanendo sopra ai valori di produttività indicati in scheda tecnica, risulta degradato rispetto ai test iniziali.

#### *Modulo Gesolar GES P230 sottoposto di riferimento*

Il modulo Gesolar di riferimento è stato testato nuovamente al termine degli esperimenti condotti in camera climatica utilizzando differenti moduli, ma dello stesso modello. Le sue curve I-V e P-V sono le seguenti:

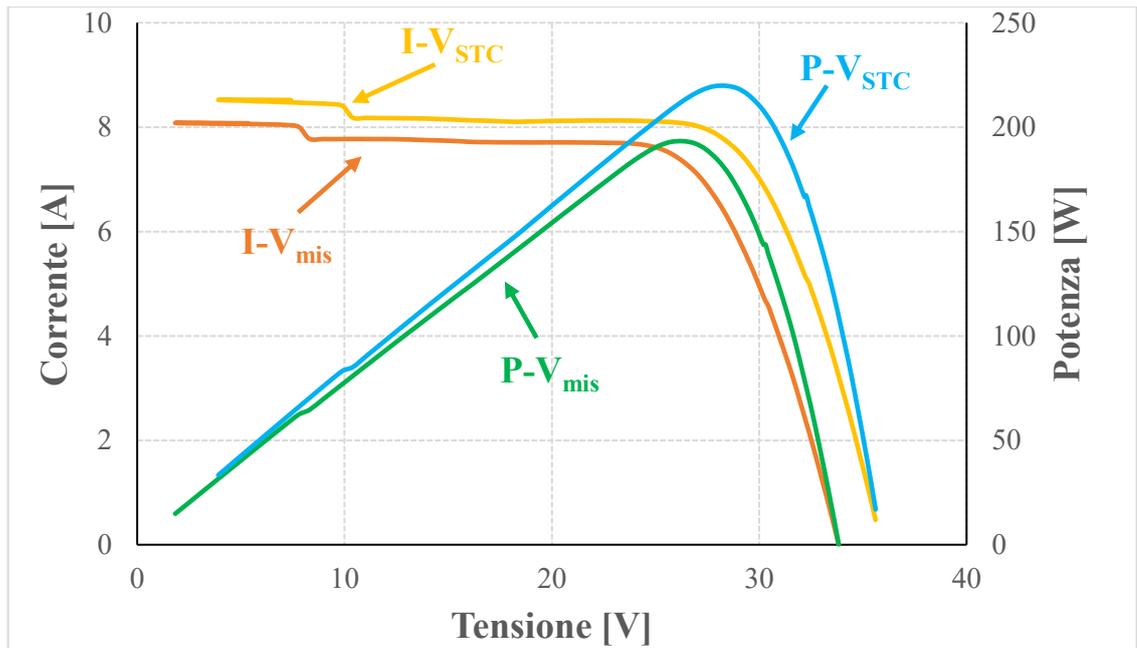


Figura 4-29. Caratteristica I-V e P-V del modulo Gesolar di riferimento.

Come è possibile notare dalle curve corrente-tensione è presente uno scalino che indica l'entrata in funzione di un diodo di bypass.

Questo è dovuto al fatto che il modulo è stato danneggiato nella fase di trasporto durante lo svolgimento dei test.

Infine viene riportato il report complessivo del modulo Gesolar:

Report					
08-mar-18					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	13,3	13,3	13,3	13,3	°C
$G$	942	951	940	945	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	42,5	43,6	42,2	42,8	°C
$P_{max}$	193	193	192	193	W
$V_{Pmax}$	26,33	26,32	25,71	26,12	V
$V_{oc}$	33,83	33,77	33,71	33,77	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,08	0,78	0,76	0,87	
$I_{Pmax}$	7,34	7,34	7,46	7,38	A
$I_{sc}$	8,23	8,23	8,23	8,23	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	0,94	0,89	0,91	0,91	
<b>Fill Factor</b>	69,4%	69,5%	69,1%	69,3%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	220	220	220	220	W
$V_{mpp}$	28,41	27,99	27,70	28,03	V
$I_{mpp}$	7,74	7,85	7,93	7,84	A
Altri parametri					
<b>Scostamenti</b>	-4,4%	-4,4%	-4,5%	-4,5%	
$I_{mpp}$	0,1%	1,6%	2,6%	1,4%	
$V_{mpp}$	-4,7%	-6,1%	-7,0%	-5,9%	
$\eta$	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	

Tabella 4-22. Report del modulo Gesolar GES P-230 di riferimento.

Nonostante il modulo non sia stato oggetto di test, la potenza è inferiore del 4% al valore atteso a causa dei danneggiamenti subiti.

*Modulo Gesolar GES P230 sottoposto a cicli di caldo-umido*

Il modulo Gesolar sottoposto a tre settimane di cicli caldo-umido presente le seguenti curve I-V e P-V:

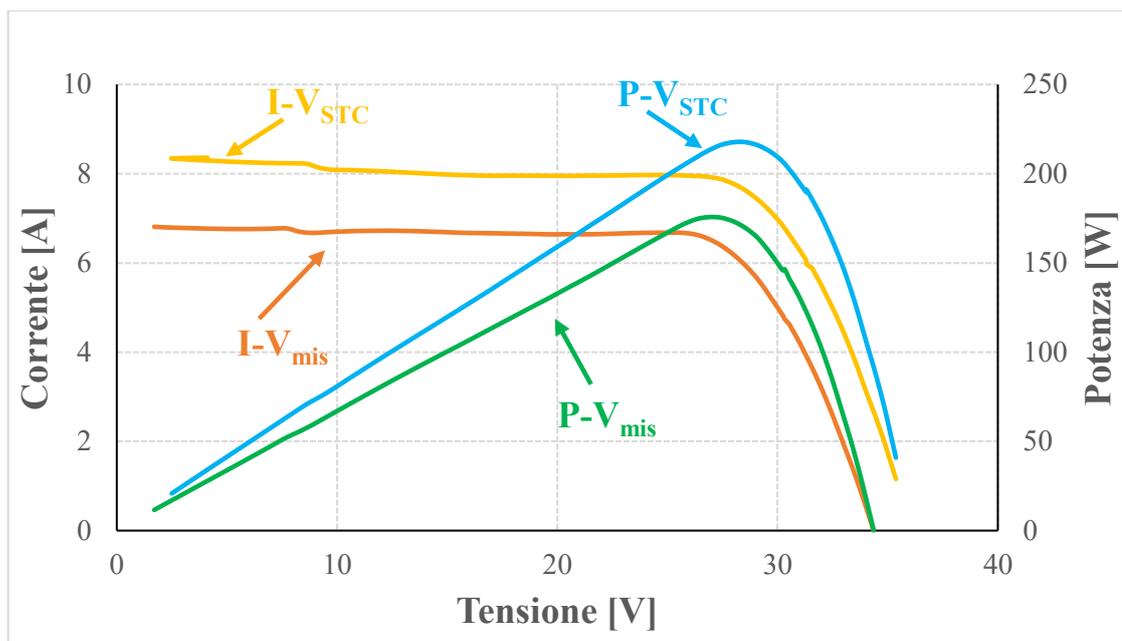


Figura 4-30. Caratteristica I-V e P-V del modulo Gesolar sottoposto a cicli di caldo-umido.

Anche in questo caso è osservabile l'entrata in funzione di un diodo di bypass.

Infatti la curva I-V presenta un gradino in corrispondenza di un terzo della tensione di circuito aperto. Tale diodo è entrato in funzione in seguito all'estensione di alcuni difetti meccanici del modulo.

Di seguito viene riportata la tabella riepilogativa delle proprietà elettriche del modulo:

Report					
08-mar-18					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	13,5	13,1	13,1	13,2	°C
$G$	838	895	885	873	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	39,7	41,1	40,8	40,5	°C
$P_{max}$	176	183	186	182	W
$V_{Pmax}$	26,87	26,88	26,89	26,88	V
$V_{oc}$	34,36	34,32	34,21	34,30	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,06	0,78	0,79	0,88	
$I_{Pmax}$	6,54	6,82	6,91	6,76	A
$I_{sc}$	6,83	6,83	6,83	6,83	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	1,12	1,00	1,01	1,04	
Fill Factor	74,8%	78,2%	79,5%	77,5%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	218	221	222	220	W
$V_{mpp}$	28,53	28,32	28,37	28,40	V
$I_{mpp}$	7,63	7,81	7,83	7,76	A
Altri parametri					
Scostamenti	-5,3%	-3,9%	-3,4%	-4,2%	
$I_{mpp}$	-1,3%	1,0%	1,4%	0,3%	
$V_{mpp}$	-4,3%	-5,0%	-4,8%	-4,7%	
$\eta$	13,4%	13,7%	13,7%	13,6%	

Tabella 4-23. Report del modulo Gesolar GES P-230 sottoposto a cicli di caldo-umido.

Lo scostamento della potenza nominale risulta essere del -4% a causa del diodo di bypass. In particolare modo gli abbassamenti maggiori si sono registrati sui valori di tensione nominale (-4%).

*Modulo Gesolar GES P230 sottoposto a cicli termici*

Il modulo Gesolar sottoposto a tre settimane di cicli termici presenta, al termine dei test, le seguenti curve di funzionamento:

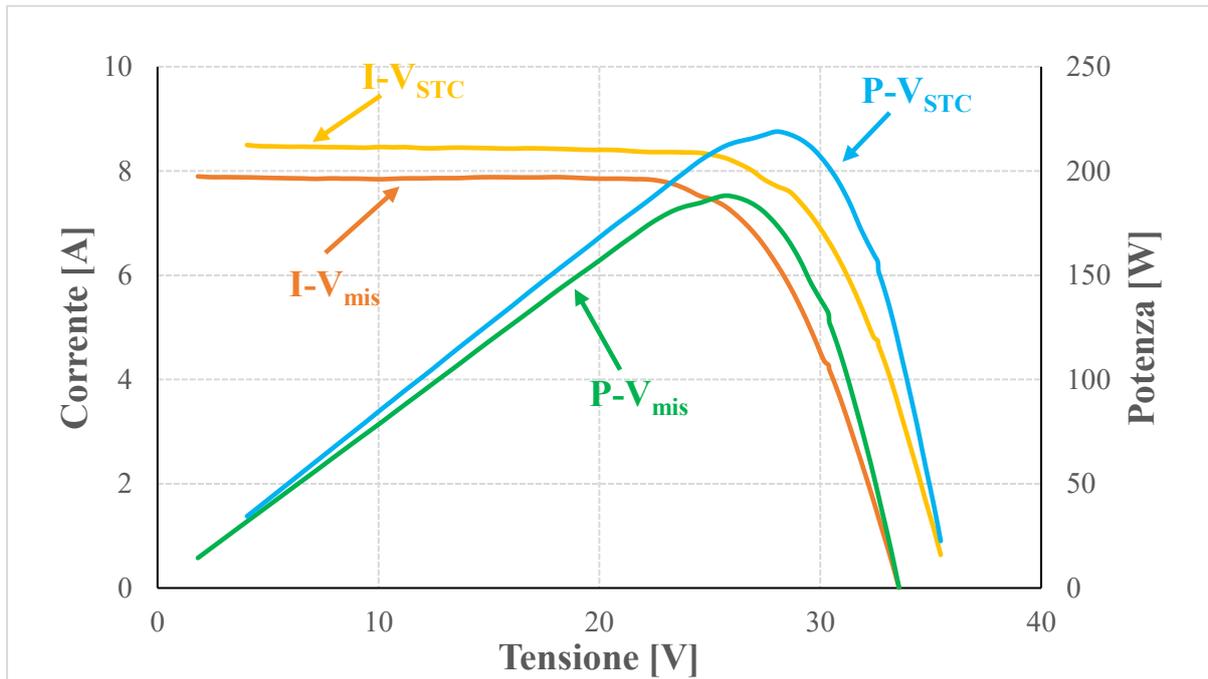


Figura 4-31. Caratteristica I-V e P-V del modulo Gesolar sottoposto a cicli termici.

In questo caso la correzione a STC ha interessato maggiormente la tensione di circuito aperto poiché l'irraggiamento era a valori vicini a quelli standard.

Infine viene riportato il report del modulo ricavato dalle curve appena riportate:

Report					
08-mar-18					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
T <sub>a</sub>	15,7	15,1	14,4	15,1	°C
G	926	921	922	923	W/m <sup>2</sup>
T <sub>c</sub>	44,7	43,9	43,2	43,9	°C
P <sub>max</sub>	188	182	182	184	W
V <sub>Pmax</sub>	25,71	24,54	25,11	25,12	V
V <sub>oc</sub>	33,56	33,64	33,61	33,61	V
V <sub>Pmax</sub> /V <sub>oc</sub>	1,09	0,73	0,75	0,86	
I <sub>Pmax</sub>	7,32	7,43	7,25	7,33	A
I <sub>sc</sub>	7,90	7,90	7,90	7,90	A
I <sub>Pmax</sub> /I <sub>sc</sub>	0,99	0,94	0,92	0,95	
Fill Factor	71,0%	68,6%	68,6%	69,4%	
Parametri a STC					
P <sub>mpp</sub>	219	214	213	215	W
V <sub>mpp</sub>	28,03	26,65	27,14	27,27	V
I <sub>mpp</sub>	7,81	8,05	7,85	7,90	A
Altri parametri					
Scostamenti	-4,8%	-6,8%	-7,3%	-6,3%	
I <sub>mpp</sub>	1,0%	4,1%	1,6%	2,2%	
V <sub>mpp</sub>	-5,9%	-10,6%	-8,9%	-8,5%	
η	13,5%	13,1%	13,1%	13,2%	

Tabella 4-24. Report del modulo Gesolar GES P-230 sottoposto a cicli termici.

Il modulo presenta uno scostamento del -6% di potenza nominale. Questa degradazione è dovuta all'azione dei cicli termici che hanno indotto delle propagazioni di difetti come è stato possibile osservare dalle immagini EL.

#### *Modulo Nozomi M228 sottoposto a cicli termici*

Infine, vengono riportare le curve I-V e P-V del modulo fotovoltaico Nozomi che è stato sottoposto anch'esso a tre settimane di cicli termici e presentava diversi cracks sulla sua superficie.

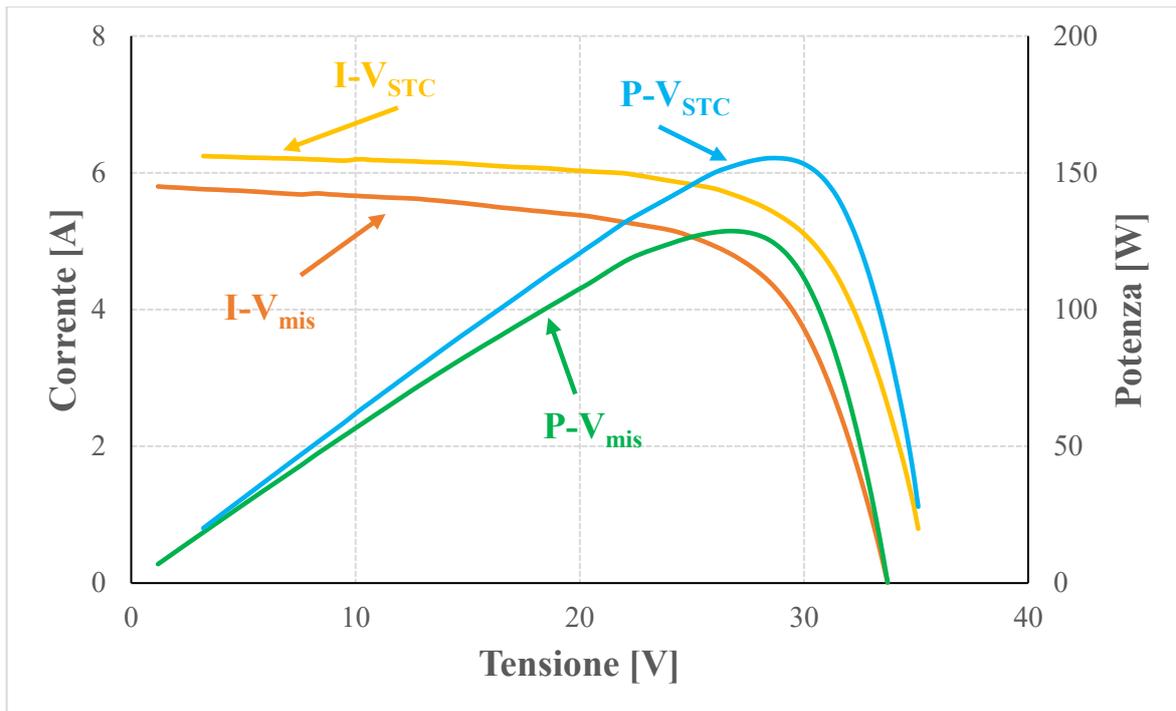


Figura 4-32. Caratteristica I-V e P-V del modulo Nozomi sottoposto a cicli termici.

In questo caso non sono visibili interventi da parte dei diodi di bypass. Tuttavia, a causa dei numerosi cracks, la corrente di cortocircuito è notevolmente ridotta rispetto al suo valore di partenza.

Di seguito viene riportato il report con i parametri elettrici del modulo:

Report					
08-mar-18					
Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Media	
$T_a$	12,8	12,8	12,7	12,8	°C
$G$	893	865	874	877	W/m <sup>2</sup>
$T_c$	40,7	39,8	40,0	40,2	°C
$P_{max}$	129	130	130	129	W
$V_{Pmax}$	26,61	26,56	26,75	26,64	V
$V_{oc}$	33,73	33,79	33,76	33,76	V
$V_{Pmax}/V_{oc}$	1,09	0,79	0,79	0,89	
$I_{Pmax}$	4,84	4,89	4,85	4,86	A
$I_{sc}$	5,82	5,82	5,82	5,82	A
$I_{Pmax}/I_{sc}$	0,92	0,84	0,83	0,87	
<b>Fill Factor</b>	65,6%	66,1%	66,0%	65,9%	
Parametri a STC					
$P_{mpp}$	155	162	161	159	W
$V_{mpp}$	28,88	28,57	28,77	28,74	V
$I_{mpp}$	5,38	5,65	5,58	5,54	A
Altri parametri					
<b>Scostamenti</b>	-31,9%	-29,2%	-29,6%	-30,2%	
$I_{mpp}$	-28,0%	-24,3%	-25,3%	-25,9%	
$V_{mpp}$	-5,3%	-6,3%	-5,7%	-5,8%	
$\eta$	9,7%	10,0%	10,0%	9,9%	

Tabella 4-25. Report del modulo Nozomi M228 sottoposto a cicli termici.

Come era già stato possibile constatare nei test delle settimane precedenti, anche in questo caso lo scostamento dalle condizioni fornite dal costruttore è molto elevato. Dopo la terza ed ultima settimana di prova il calo di potenza nominale ha raggiunto il 30%.

#### *Verifica dell'accuratezza delle misure*

Anche per quanto riguarda le caratterizzazioni elettriche svolte dopo i cicli termici ed i cicli caldo-umido, sono state svolte le verifiche inerenti il calcolo dell'accuratezza delle

misure. Tale verifica è stata svolta mediante il metodo Montecarlo descritto nel paragrafo 3.1.3 ed i risultati ottenuti sono riportati nella tabella seguente:

<b>Test finali</b>		
<b>Modulo</b>	<b>P<sub>mpp</sub> a STC [W]</b>	<b>Deviazione standard</b>
Cdte	79,80	0,52
CdTe (sottoposto a cicli caldo-umido)	80,57	0,50
CdTe (sottoposto a cicli termici)	79,31	0,54
Gesolar	220,1	1,4
Gesolar (sottoposto a cicli caldo-umido)	220,6	1,6
Gesolar (sottoposto a cicli termici)	215,0	1,6
Nozomi (sottoposto a cicli termici)	159,2	1,28

Tabella 4-26. Valori di incertezza delle misure.

### 4.5.3. Test di elettroluminescenza

Per ora vengono riportati solamente i risultati dei test svolti nuovamente sui moduli, mentre nei paragrafi successivi si indagheranno le differenze fra le immagini EL realizzate prima e dopo i cicli.

#### *Test dopo una settimana di attività della camera*

Per quanto riguarda i cicli termici svolti in camera climatica, i test di elettroluminescenza condotti dopo una settimana di attività della camera hanno prodotto le seguenti immagini:

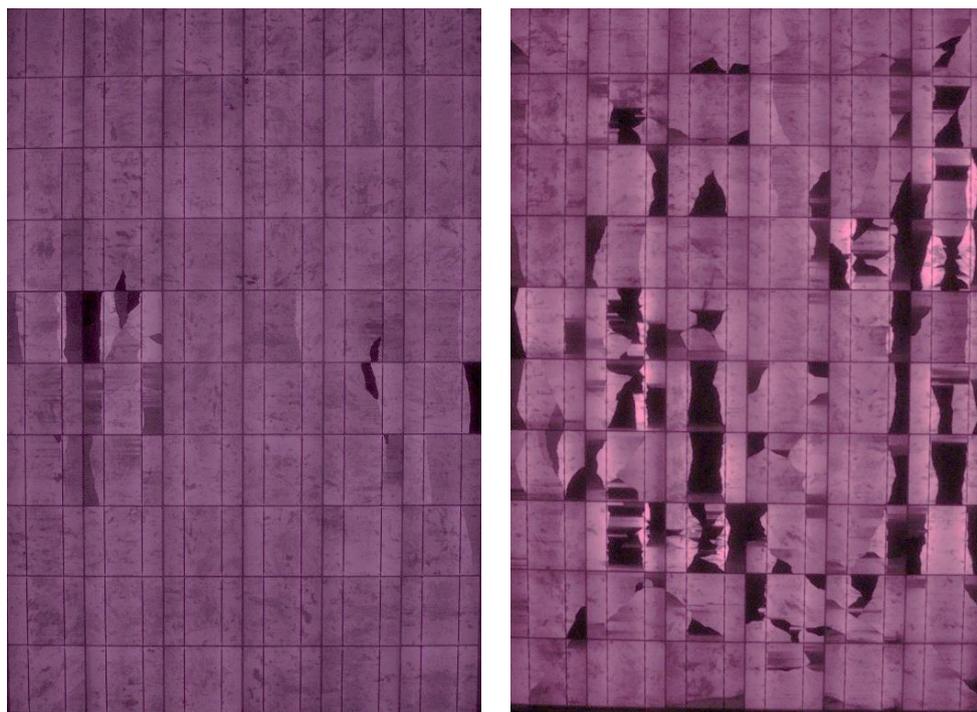


Figura 4-33. Immagini EL del modulo Gesolar (a sinistra) e del modulo Nozomi (a destra) dopo una settimana di cicli termici.

Per quanto riguarda il modulo Gesolar in silicio policristallino sottoposto a cicli di caldo-umido, l'immagine EL ottenuta è la seguente:

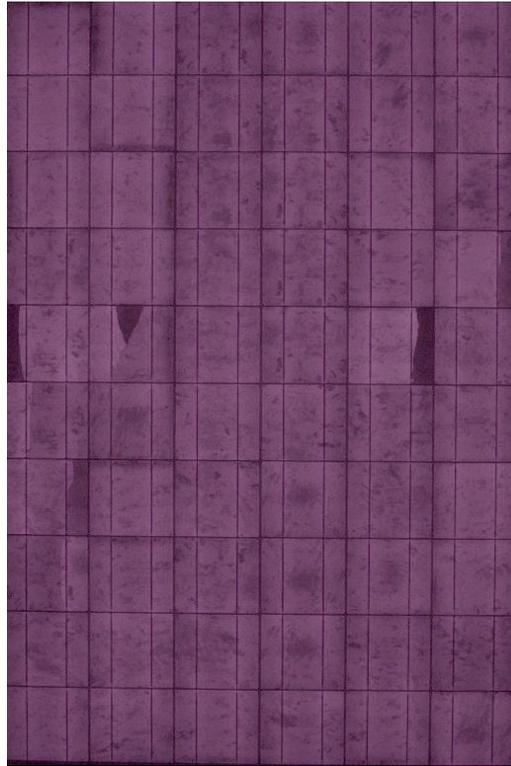


Figura 4-34. Immagine EL del modulo Gesolar dopo una settimana di cicli caldo-umido.

*Test dopo due settimane di attività della camera*

Al termine della seconda settimana di cicli termici i test di elettroluminescenza sono stati ripetuti per monitorare lo stato dei moduli all'aumentare del numero di cicli compiuti.

Per quanto concerne i moduli sottoposti a stress termico, le immagini ottenute sono le seguenti:

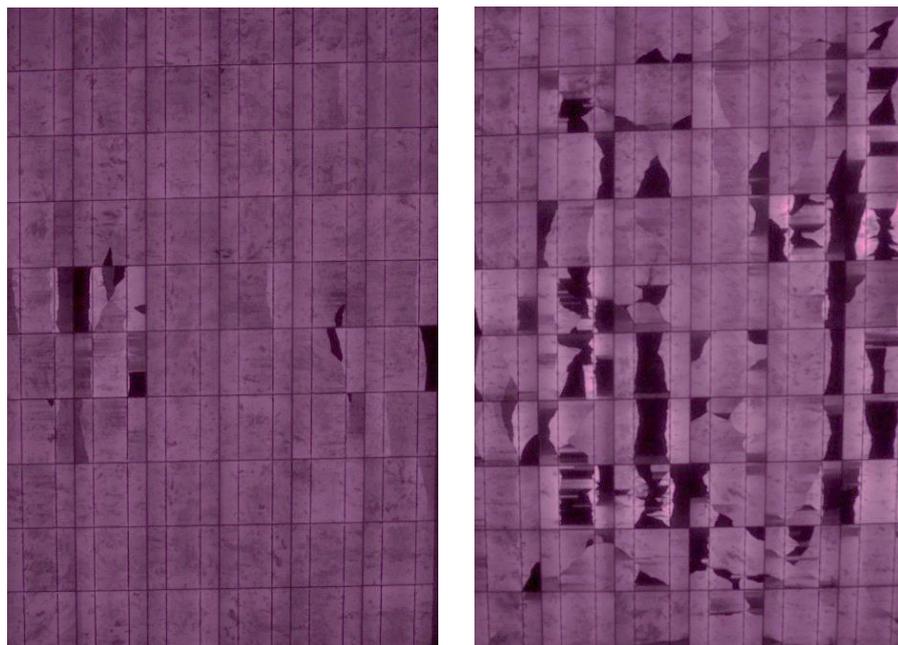


Figura 4-35. Immagini EL del modulo Gesolar (a sinistra) e del modulo Nozomi (a destra) dopo due settimane di cicli termici.

Per quanto riguarda invece il modulo Gesolar sottoposto ai cicli di caldo-umido, l'immagine EL ottenuta è la seguente:

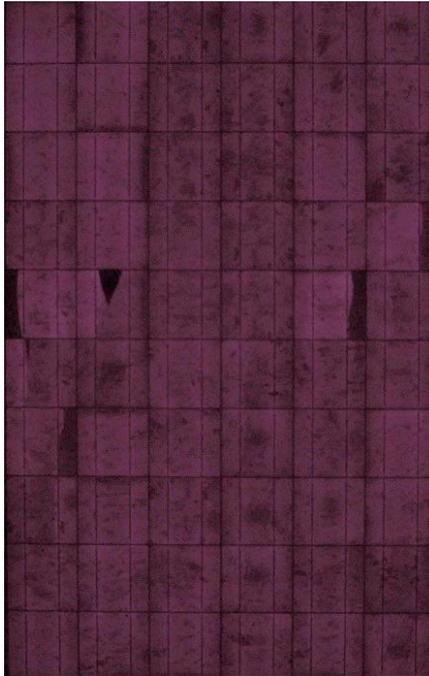


Figura 4-36. Immagine EL del modulo Gesolar dopo due settimane di cicli caldo-umido.

*Test dopo tre settimane di attività della camera*

Infine, al termine della terza settimana di cicli termici e della terza settimana di damp-heat test si sono svolti nuovamente i test finali di elettroluminescenza.

Relativamente ai moduli in silicio policristallino sottoposti a cicli termici i risultati dei test sono i seguenti:

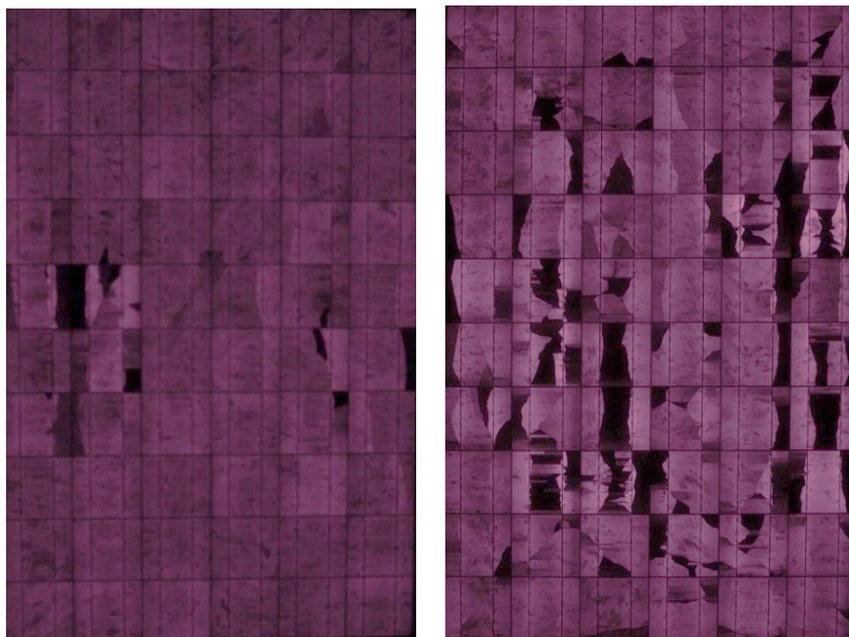


Figura 4-37. Immagini EL del modulo Gesolar (a sinistra) e del modulo Nozomi (a destra) dopo tre settimane di cicli termici.

Il modulo Gesolar al termine del quindicesimo ciclo caldo-umido presenta la seguente immagine EL:

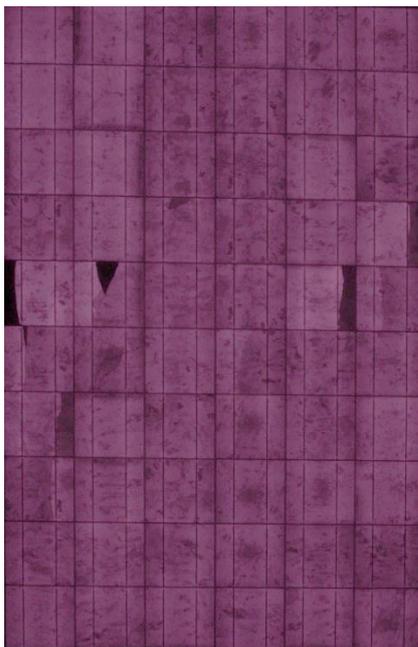


Figura 4-38. Immagine EL del modulo Gesolar dopo tre settimane di cicli caldo-umido.

## 4.6. Analisi e confronto dei dati raccolti

In questo capitolo verranno analizzati e comparati i risultati dei test di elettroluminescenza e delle caratterizzazioni elettriche svolte sui singoli moduli di differenti tecnologie (film sottile e silicio policristallino). Per ogni modulo, verranno confrontati i dati raccolti nelle diverse fasi dell'esperimento:

- prima dei test in camera climatica;
- dopo 2 settimane di invecchiamento accelerato;
- dopo 3 settimane di invecchiamento accelerato;

Lo scopo del confronto è monitorare l'andamento dei difetti meccanici e delle performance elettriche nelle diverse fasi di invecchiamento accelerato dei moduli.

Come discusso in dettaglio nel paragrafo 4.4.1, le caratterizzazioni elettriche svolte prima dell'utilizzo della camera climatica non sono considerate attendibili in quanto si presenta la necessità di effettuare una correzione dovuta alla riflessione della radiazione solare, che non è facilmente attuabile in quanto non sono disponibili dati relativi all'indice di riflessione dei vetri temprati, le cui caratteristiche cambiano in funzione del costruttore del modulo.

### 4.6.1. Confronto delle curve I-V

In quest'ultimo paragrafo conclusivo verranno riportati i grafici contenenti i confronti fra le caratteristiche corrente-tensione ricavate all'inizio ed alla fine degli esperimenti in camera climatica. Lo scopo di tali test è quello di verificare la presenza di eventuali

peggioramenti del comportamento dei moduli fotovoltaici in seguito agli stress termici che hanno subito.

Di seguito viene riportato il primo grafico di confronto fra le curve I-V e P-V del modulo Calyxo di riferimento:

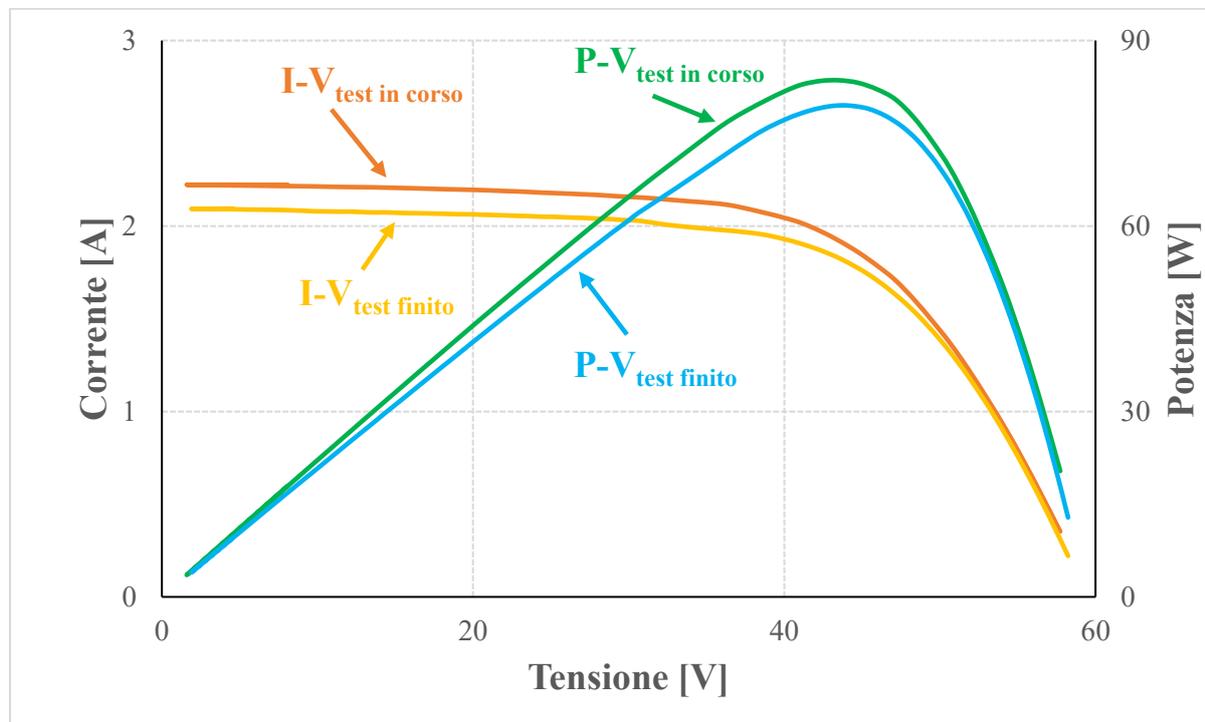


Figura 4-39. Curve I-V e P-V relative ai test iniziali e finali riferite al modulo Calyxo di riferimento.

Come è possibile notare, le performance del modulo subiscono un lieve calo nel corso delle prove di invecchiamento. L'abbassamento del punto di massimo osservabile dalle curve P-V rientra nel campo dell'incertezza degli strumenti di misura. Questo andamento era prevedibile dal momento che si tratta del modulo utilizzato come riferimento e non è stato dunque oggetto dei test in camera climatica.

Il prossimo modulo che sarà oggetto di osservazioni è il modulo Calyxo a film sottile sottoposto a tre settimane di cicli di caldo-umido. Le sue caratteristiche elettriche sono riportate di seguito:

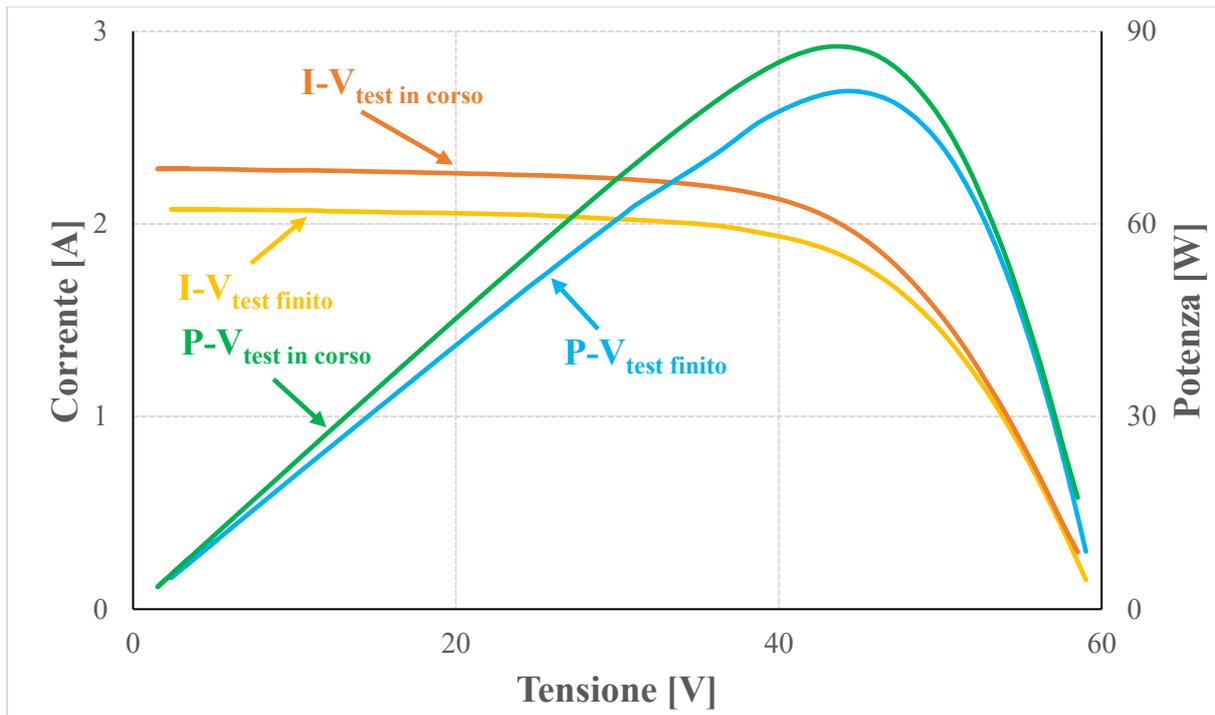


Figura 4-40. Curve I-V e P-V relative ai test iniziali e finali riferite al modulo Calyx sottoposto a cicli di caldo-umido.

In questo caso, gli stress dovuti agli sbalzi di temperatura e umidità a cui il modulo fotovoltaico è stato sottoposto hanno prodotto cambiamenti nelle performance elettriche del modulo. Ciò può essere riscontrato osservando il picco delle due curve corrente-tensione. In particolare la perdita di potenza nominale è del 7,7%.

Il prossimo modulo analizzato è il Calyx a film sottile sottoposto a 16 cicli termici con temperature comprese fra i -20 °C ed i 70 °C. Le curve corrente-tensione estrapolate prima dell'esperienza ed alla fine dei cicli sono riportate di seguito:

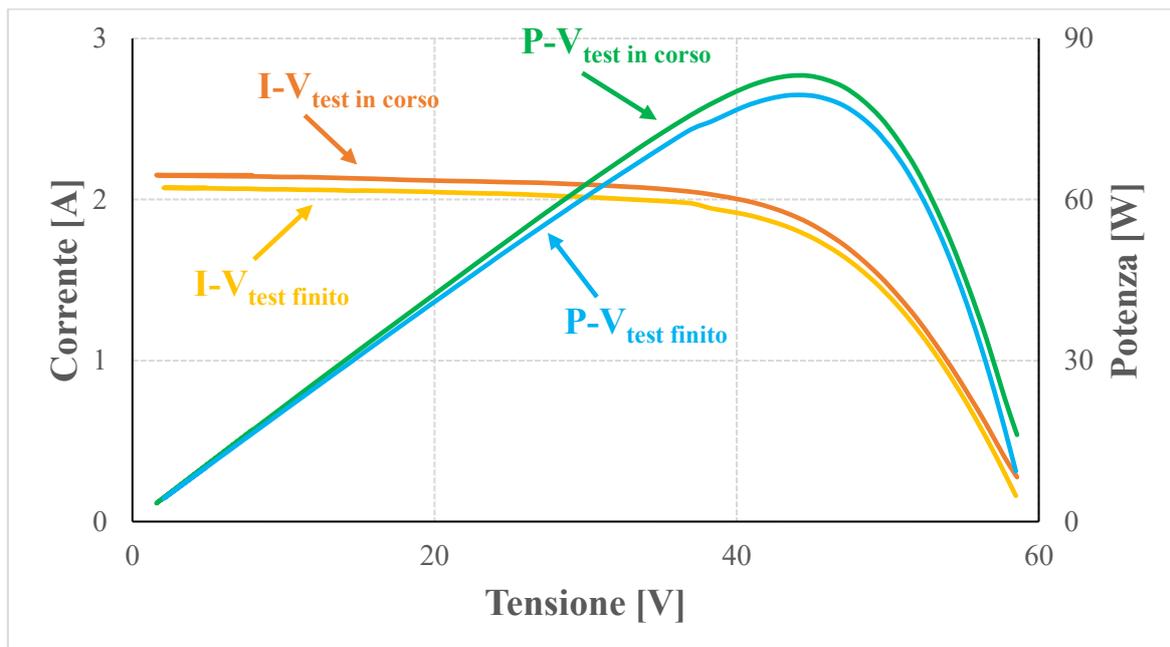


Figura 4-41. Curve I-V e P-V relative ai test iniziali e finali riferite, al modulo Calyx sottoposto a cicli termici.

In questo caso, il degrado del modulo è sempre presente, ma è più contenuto rispetto a prima. In particolare la potenza nominale si è ridotta del 3,2%. Questo dato è coerente con i test di elettroluminescenza riportati nel paragrafo precedente dove era stato possibile notare una propagazione di alcuni difetti nel corso dell'invecchiamento accelerato.

Nella parte conclusiva di questo paragrafo verrà rivolta l'attenzione ai moduli in silicio policristallino. Il modulo Gesolar utilizzato come riferimento presenta curve I-V e P-V con i seguenti andamenti:

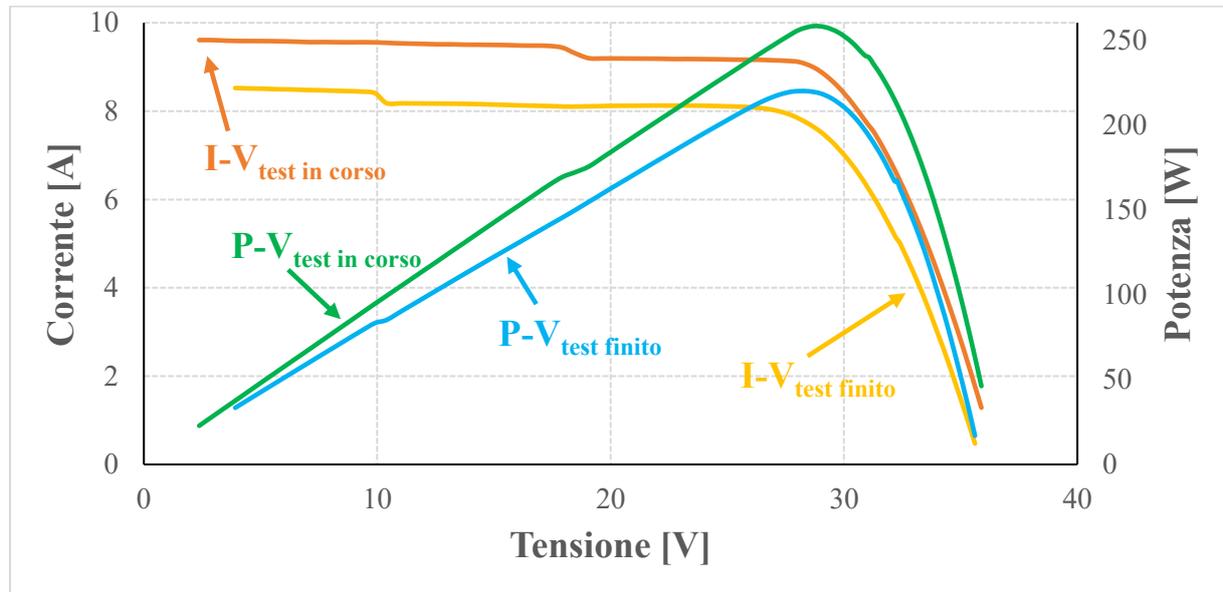


Figura 4-42. Curve I-V e P-V relative ai test iniziali e finali riferite al modulo Gesolar di riferimento.

In questa circostanza il modulo pur non essendo stato sottoposto a nessun tipo di sforzo in camera climatica presenta un forte decremento di potenza nominale (13,50%). Le ragioni di questo comportamento anomalo sono state chiarite dalle immagini EL. Osservando queste ultime è possibile notare la comparsa di svariati cracks (di cui due di grosse dimensioni) avvenuti durante la fase di trasporto.

Ora verrà preso in esame il modulo in silicio policristallino sottoposto a 15 cicli di caldo-umido. L'evoluzione della sua caratteristica corrente-tensione è riportata nella Figura 4-43:

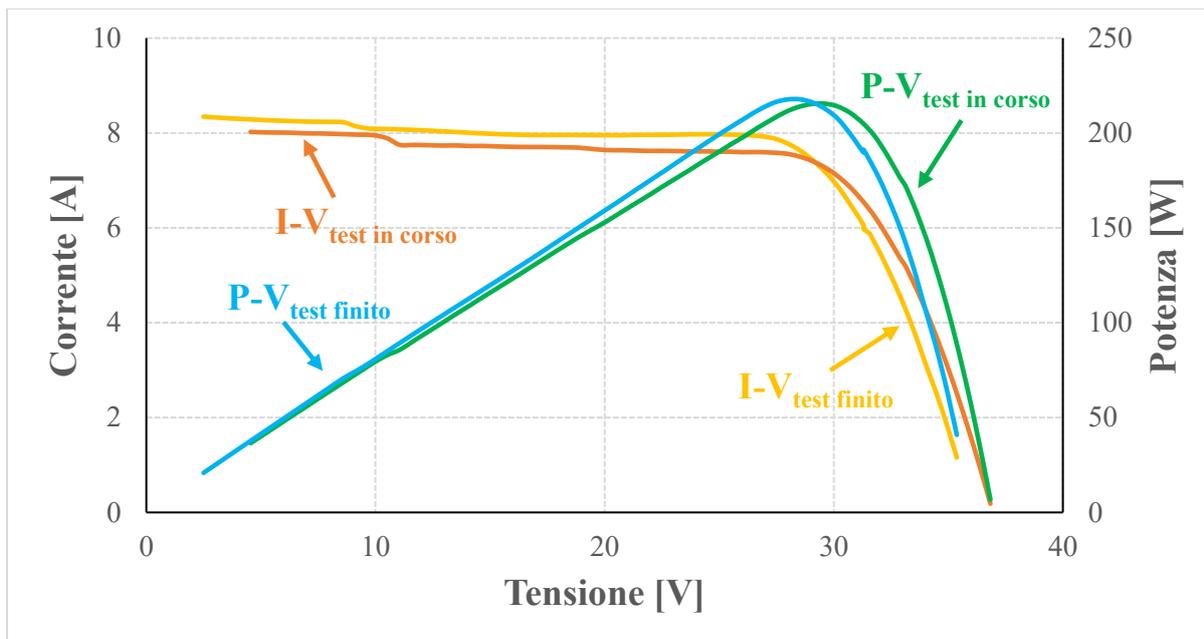


Figura 4-43. Curve I-V e P-V relative ai test iniziali e finali riferite al modulo Gesolar sottoposto a cicli di caldo-umido.

In questo caso, la caratteristica elettrica del modulo misurata prima e dopo gli esperimenti in camera climatica non presenta sostanziali differenze se non una lieve riduzione della tensione di circuito aperto. Fra la potenza nominale misurata prima e dopo i test vi è una differenza del 2,1% che è però ascrivibile all'incertezza delle misure.

L'ultimo modulo Gesolar utilizzato nel corso degli esperimenti è quello sottoposto a cicli termici. Dopo 16 cicli, la curva I-V ottenuta dai test è la seguente:

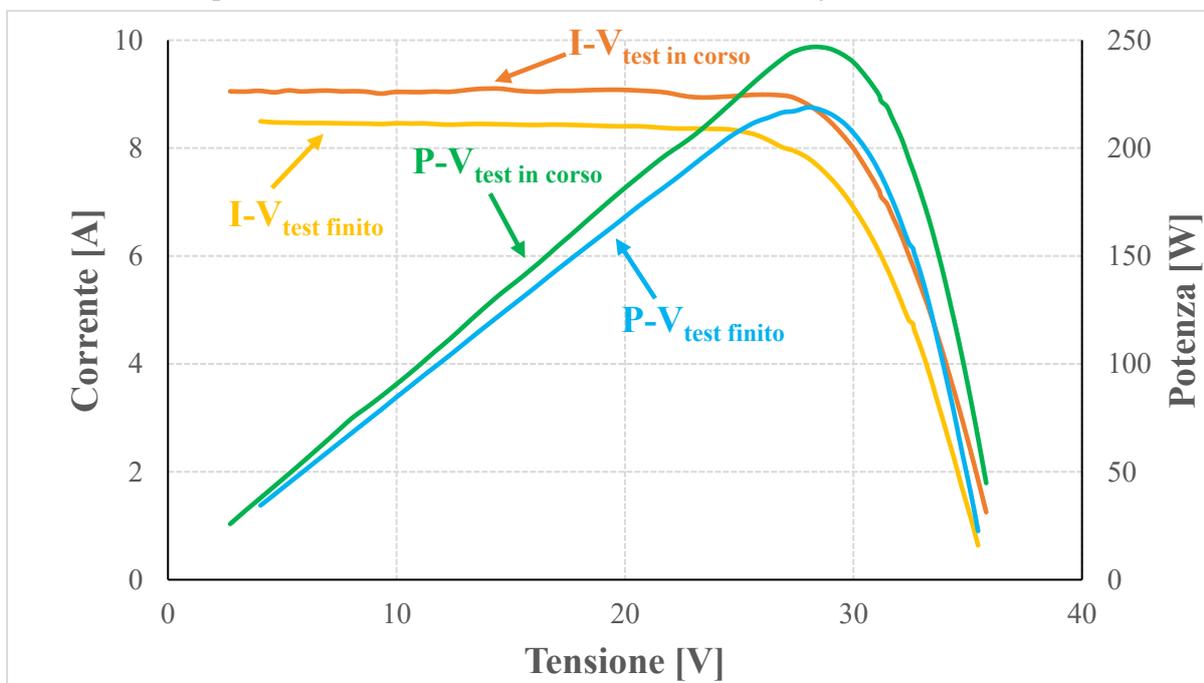


Figura 4-44. Curve I-V e P-V relative ai test iniziali e finali riferite al modulo Gesolar sottoposto a cicli termici.

In questo caso, è possibile notare un abbassamento non solo della tensione di circuito aperto, ma anche del punto di massima potenza. Quest'ultimo presenta un calo di circa il 9,8%

nelle condizioni STC come è possibile osservare meglio dai report riportati nei paragrafi precedenti. In questo caso è possibile affermare che gli stress dovuti agli sbalzi di temperatura avvenuti durante i cicli hanno indotto una propagazione di cracks (riscontrata nelle immagini EL) tale da ridurre anche le performance elettriche del modulo.

Infine, l'ultimo modulo analizzato è il modulo Nozomi in silicio policristallino sottoposto anch'esso a cicli termici.

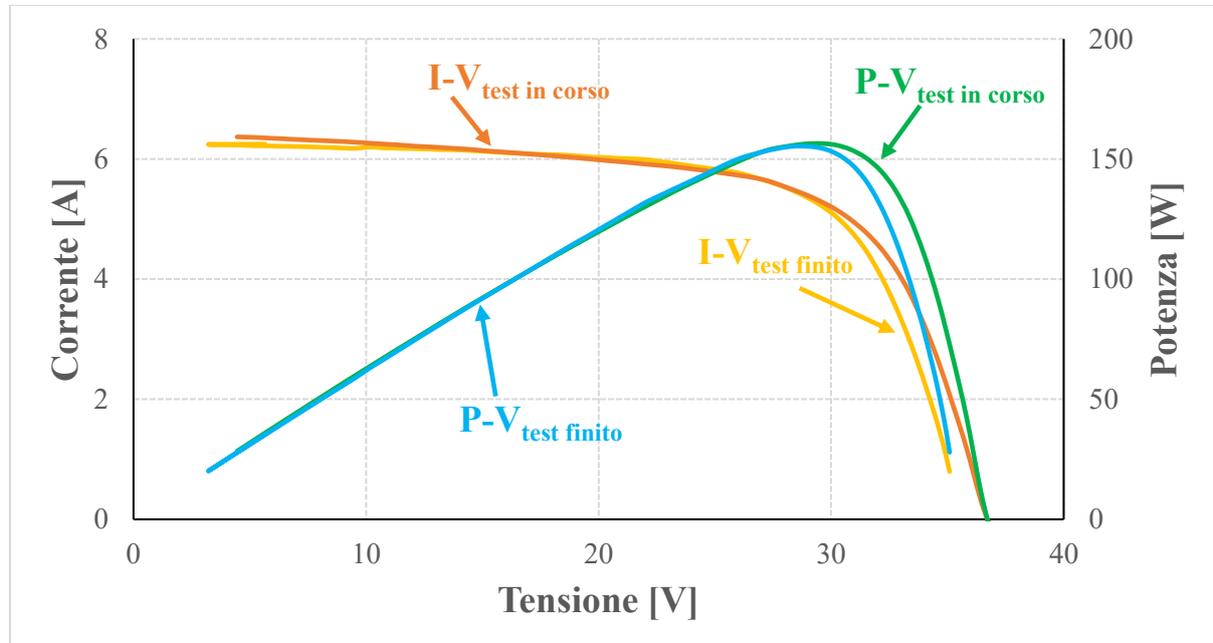


Figura 4-45. Curve I-V e P-V relative ai test iniziali e finali riferite al modulo Nozomi sottoposto a cicli termici.

Come accennato in precedenza, il modulo fotovoltaico in questione presentava fin dall'inizio una numerosa serie di celle difettose che ne avevano compromesso significativamente il rendimento. Durante i cicli termici, alcuni di questi difetti si sono propagati aumentando la percentuale di area inattiva del modulo. Tuttavia, i parametri elettrici e le curve corrente-tensione del modulo sono rimasti pressoché invariati e solo una lieve diminuzione della tensione di circuito aperto è stata registrata.

In conclusione è possibile affermare che gli esperimenti condotti in camera climatica hanno indotto stress termici tali da creare in tutti i moduli piccoli cracks e da ampliare quelli già presenti sulla loro superficie e, nella quasi totalità dei casi, la caratteristica corrente-tensione ha risentito di questi ulteriori cracks ed i parametri elettrici sono peggiorati sensibilmente come nel caso del modulo in Cd-Te sottoposto a cicli di caldo-umido ed il modulo Gesolar sottoposto a cicli termici. Di seguito è possibile trovare una tabella riepilogativa dell'andamento della potenza nominale:

Modulo	P <sub>mpp</sub> a STC [W]		Variazione [%]
	Prima dei test	Dopo i test	
CdTe	82,94	79,80	-3,8%
CdTe (cicli caldo-umido)	87,33	80,57	-7,7%
CdTe (cicli termici)	81,97	79,31	-3,2%
Gesolar	254,50	220,10	-13,5%
Gesolar (cicli caldo-umido)	216,04	220,59	2,1%
Gesolar (cicli termici)	238,18	214,96	-9,8%
Nozomi (cicli termici)	159,75	159,16	-0,4%

Tabella 4-27. Variazione della potenza nominale dei moduli in seguito ai test di invecchiamento.

Tuttavia, nel complesso è possibile affermare che le perdite di performance riscontrate dai test di invecchiamento sono accettabili dal momento che rientrano nei limiti indicati dal costruttore nella scheda tecnica. Poiché questi esperimenti rappresentano le modalità che la normativa IEC 61215 prescrive per simulare l'invecchiamento precoce dei sistemi PV, è possibile affermare che i moduli oggetto dei test hanno dimostrato di avere una buona capacità di mantenimento del rendimento iniziale anche dopo diversi di anni di attività.

#### 4.6.2. Confronto delle immagini EL

Il confronto delle immagini EL può essere svolto solamente sui moduli in silicio oggetto dei test in camera climatica dal momento che non è stato possibile svolgere l'elettroluminescenza sui moduli a film sottile in quanto il materiale di cui sono costituiti non permette il passaggio di un flusso di corrente inversa.

Il primo modulo esaminato sarà il modulo in silicio policristallino della marca Gesolar sottoposto ai cicli termici.

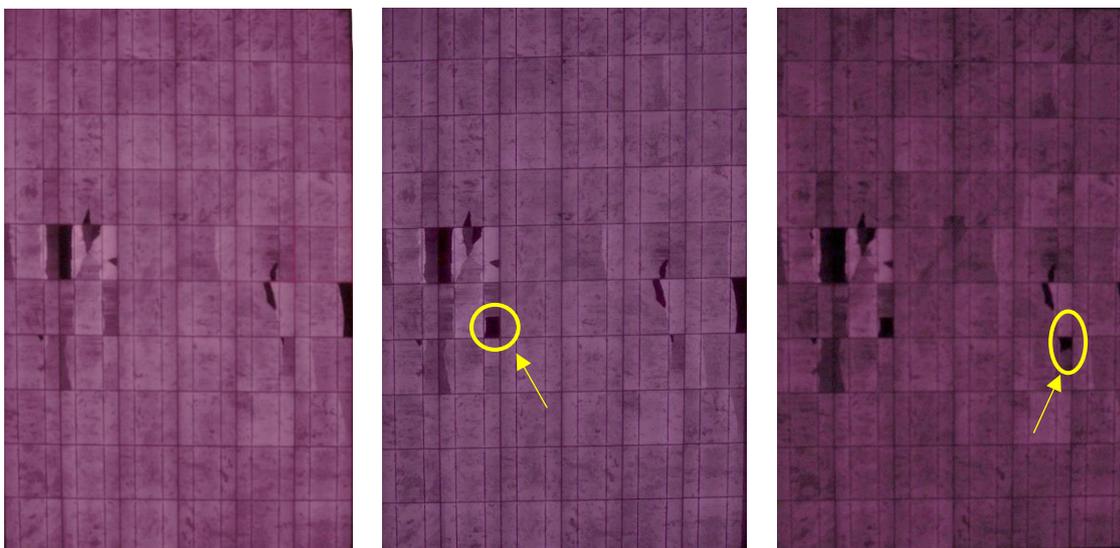


Figura 4-46. Confronti dei test EL svolti prima dei test (a sinistra), dopo due settimane (al centro) e dopo tre settimane (a destra) di attività della camera climatica sul modulo Gesolar sottoposto ai cicli termici.

Osservando la Figura 4-46 appena riportata è possibile notare come dopo due settimane di stress termici compaia un primo crack al centro del modulo (cerchiato in giallo). In seguito alla terza ed ultima settimana di cicli termici un secondo difetto compare sulla parte destra del modulo. L'immagine EL ricavata dopo una sola settimana di attività della camera non è stata riportata poiché non era possibile apprezzare nessuna differenza sostanziale rispetto alle condizioni in cui si trovava il modulo prima di essere posto nella camera. Quindi una sola settimana di test non ha comportato particolari difetti meccanici, che si sono presentati a partire dalla seconda settimana.

Di seguito verrà studiata l'evoluzione dei difetti presenti sul secondo modulo in silicio sottoposto a cicli termici. Il confronto fra le immagini EL realizzate nel corso delle settimane è il seguente:

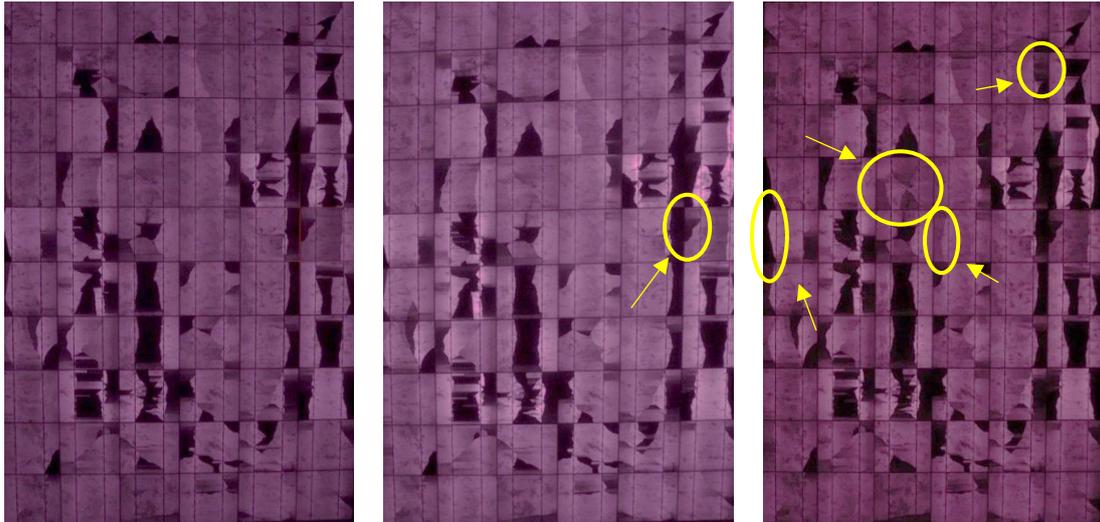


Figura 4-47. Confronti dei test EL prima dei test (a sinistra), dopo due settimane (al centro) e dopo tre settimane (a destra) di attività della camera climatica sul modulo Nozomi sottoposto ai cicli termici.

Osservando la Figura 4-47 è possibile notare come la maggior parte dei difetti si sia propagata in seguito alla terza settimana di test. Dopo due settimane di test è possibile riscontrare la propagazione di un difetto nella parte destra del modulo. Tale difetto era già presente prima dell'inizio degli stress termici come zona di scarsa conduzione di corrente ed in seguito al nono ciclo termico il difetto ha assunto una colorazione completamente nera che dimostra come la conduzione di corrente si sia totalmente interrotta. Dopo un'ulteriore settimana di cicli termici altri quattro piccoli cracks sono comparsi rispettivamente nella parte centrale e nella parte superiore del modulo.

Infine, le ultime immagini da confrontare sono quelle del modulo Gesolar sottoposto a 15 cicli di caldo-umido. Le immagini EL oggetto dello studio sono le seguenti:

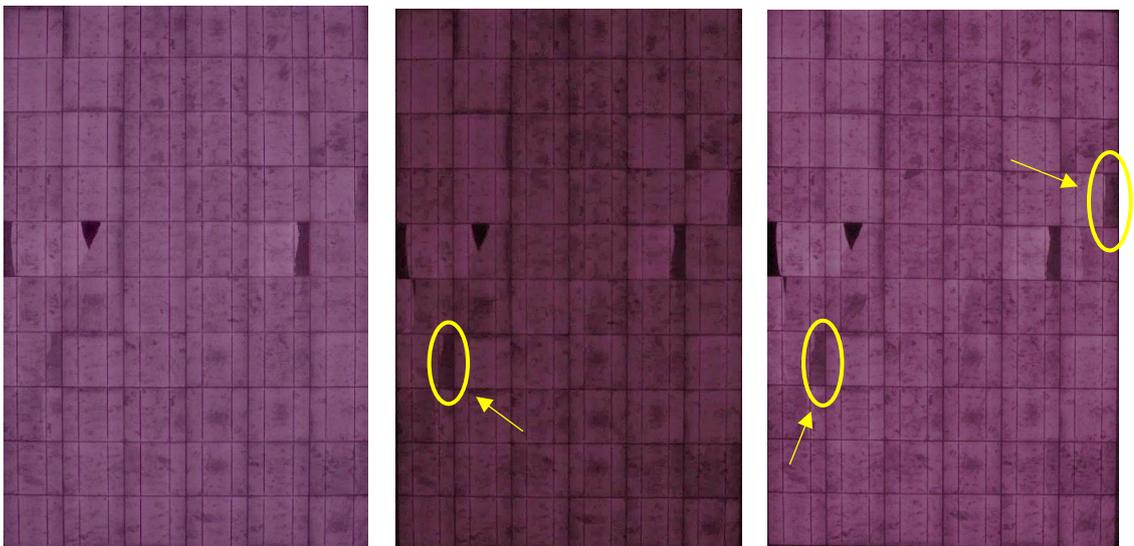


Figura 4-48. Confronti dei test EL svolti prima dei test (a sinistra), dopo due settimane (al centro) e dopo tre settimane (a destra) di attività della camera climatica sul modulo Gesolar sottoposto ai cicli di caldo-umido.

In questo caso, com'era prevedibile sono pochi i difetti che sono nati o si sono propagati durante i test. Dopo due settimane, ovvero 9 cicli completi di caldo-umido, si nota solo una propagazione di un difetto. Dopo la terza settimana di attività della camera, due

difetti già presenti nelle precedenti immagini hanno assunto una colorazione più scura indicando dunque che la corrente condotta in quelle porzioni di cella si è ridotta sensibilmente. Questo comportamento era comunque prevedibile poiché i cicli caldo-umido hanno l'effetto di ridurre l'isolamento elettrico dei moduli incrementando le dispersioni di corrente, ma non inducono solitamente la nascita di nuovi crack come avviene invece con gli stress termici. Per questo motivo, è prevedibile che i danni apportati dai cicli caldo-umido siano riscontrabili maggiormente nei test di caratterizzazione elettrica che saranno oggetto dei paragrafi successivi.

## 5. CONCLUSIONI

Nel presente lavoro di tesi sono stati analizzate le principali tecniche di diagnosi dello stato di funzionamento dei moduli fotovoltaici. In particolare sono stati approfonditi gli aspetti teorici riguardanti la caratterizzazione della curva corrente-tensione dei moduli fotovoltaici e l'identificazione di difetti meccanici tramite il test di elettroluminescenza.

Tali tecniche di diagnostica sono state successivamente utilizzate al fine di valutare il decadimento delle performance di moduli fotovoltaici sottoposti ad invecchiamento accelerato. In particolare, moduli fotovoltaici di diversa tecnologia, quali il silicio policristallino ed il film sottile in tellurio di cadmio, sono stati sottoposti a cicli di caldo-umido ad elevata umidità all'interno di una camera climatica controllata. Le caratteristiche elettriche sono state misurate prima del test di invecchiamento e dopo diverse settimane di sollecitazioni termiche e di alti valori di umidità. I test di invecchiamento precoce appena citati sono stati svolti apportando delle modifiche alle prescrizioni riportate dalla normativa. In particolare, la temperatura non è stata mantenuta costante all'interno della camera ma è stata fatta oscillare fra i 20°C ed i 50°C in modo che il materiale dei moduli (silicio policristallino o Cd-Te) potesse dilatarsi e contrarsi intrappolando così al suo interno le molecole di vapore acqueo presenti nell'aria.

Inoltre, una seconda categoria di moduli è stata sottoposta a stress di tipo termico mediante la medesima camera climatica. In questo caso si è voluto testare la resistenza dei moduli a forti gradienti di temperatura. Per quanto riguarda questa fase di esperimenti è stato utilizzato anche un modulo che presentava già in fase iniziale un elevato numero di difetti sulla superficie delle sue celle. In questo modo è stato possibile osservare che, la presenza di numerosi cracks già in fase iniziale ha favorito una più rapida propagazione dei difetti meccanici del modulo.

I risultati ottenuti hanno evidenziato una degradazione, in alcuni casi rilevante, della potenza nominale dei moduli e dei principali parametri elettrici. Per la precisione, i moduli che hanno riportato i peggioramenti più significativi sono il modulo a film sottile in Cd-Te sottoposto a invecchiamento accelerato mediante cicli di caldo-umido ed il modulo in silicio policristallino della marca Gesolar sottoposto a stress mediante cicli termici. In questi due casi, il decremento di potenza nominale erogata è stato dell'ordine di circa il 10%. Per quanto riguarda gli altri moduli oggetto dei test, sono stati rilevati anche in questi casi dei peggioramenti seppur di entità inferiore.

Nel complesso è possibile affermare che, nonostante le perdite di produttività appena citate, i moduli hanno dimostrato una buona capacità di mantenimento delle proprie performance iniziali anche al termine dei test di invecchiamento precoce. Infatti, il calo di rendimento risulta, anche nei casi peggiori, all'interno del range garantito dai costruttori dei moduli e riportato nelle schede tecniche di questi ultimi.

## 6. BIBLIOGRAFIA

- [1] F. Spertino, *Appunti di "Power generation from renewable energy sources"*, 2015.
- [2] G. Fracastoro, *Appunti di "Technology from renewable energy sources"- Politecnico di Torino*, 2016.
- [3] A. Ciocia, *Tesi di Laurea - Sistema fotovoltaico ad alte prestazioni integrato in barriere acustiche*, 2012.
- [4] A. Zisa, *Tesi di Laurea Specialistica - Analisi sperimentale delle prestazioni di un generatore fotovoltaico basato su tecnologia ad alta efficienza.*, 2017.
- [5] F. Spertino, J. Ahmad, A. Ciocia e P. D. Leo, «Techniques and experimental results for performance analysis of photovoltaic modules installed in buildings.,» *Energy procedia*, 2016.
- [6] A. Willoughby, T. Omotosho e A. Aizebeokhai, «A simple resistive load I-V curve tracer for monitoring photovoltaic module characteristics.,» 2015.
- [7] L. S. J. Ramirez, *Tesi di Laurea - Procedure per la caratterizzazione di moduli fotovoltaici*, 2016.
- [8] A. K. Gupta, N. S. Chauhan e R. Saxena, «Real time I-V and P-V curve tracer using LabVIEW.,» 2016.
- [9] *Norma CEI EN 60891 - Procedure per correzioni di temperatura e irraggiamento alle caratteristiche I-V misurate di dispositivi fotovoltaici.*
- [10] A. Carullo, A. Castellana, A. Vallan, A. Ciocia e F. Spertino, «Uncertainty issues in the experimental assesment of degradation rate of power ratings in photovoltaic modules,» *Science Direct*, 2017.
- [11] F. Spertino, A. Ciocia, P. D. Leo, R. Tommasini, I. Berardone, M. Corrado, A. Infuso e M. Paggi, «A power and energy procedure in operating photovoltaix systems to quantify the losses according to the causes.,» *Solar Energy*, pp. 313-326, 2015.
- [12] M. Parlani, *Analisi sperimentale della degradazione di moduli fotovoltaici su un impianto di grande potenza*, 2014.
- [13] S. Spataru, P. Hacke e D. Sera, «Automatic detection and evaluation of solar cell micro-cracks in electroluminescence images using matched filters.».
- [14] M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi e M. Dales, «The impact of cracks on photovoltaic power performance.,» *Advanced materials and devices*, pp. 199-209, 2017.

- [15] H. Yang, J. Chang, H. Wang e D. Song, «Power degradation caused by snail trails in urban photovoltaic energy systems.,» *Energy Procedia* 88, pp. 422-428, 2016.
- [16] P. L. Britny, O. Lavrova e B. H. William, «Comparison of electroluminescence image capture methods.»
- [17] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K. A. Berger, K. Kato, T. Friesen, H. Liu e M. V. Iseghem, *Review of failures of photovoltaic modules*, 2014.
- [18] B. Roeder, J. Schlothauer e M. Koehl, «Fluorescence imaging for analysis of the degradation of PV-modules,» *IEEE*, 2011.
- [19] J. Schlothauer, S. Jungwirth, M. Kohl e B. Roder, «Degradation of the encapsulant polymer in outdoor weathered photovoltaic modules: Spatially resolved inspection of EVA ageing by fluorescence and correlation to electroluminescence,» *Solar Energy Materials & Solar Cells*, pp. 75-85, 2012.
- [20] M. Köntges, S. Kajari-Schröder e I. Kunze, «Crack Statistic for Wafer-Based Silicon Solar Cell Modules in the Field Measured by UV Fluorescence.,» *IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, Gennaio 2013.
- [21] H. Yang, Fumei, He, Jipeng, Dengyuan e Chengfeng, «Performance deterioration of p-type single crystalline silicon solar modules affected by potential induced degradation in photovoltaic power plant,» *Microelectronics Reliability* 72, pp. 18-23, 2017.
- [22] ITC e F. systems, *Manuale di termografia ad infrarossi per il mercato delle costruzioni e delle energie rinnovabili.*, 2011.
- [23] M. D. Bazilian, H. Kamalanathan e D. Prasad, «Thermographic analysis of a building integrated photovoltaic system,» *Renewable Energy* 26, pp. 449-461, 2001.
- [24] *Norma CEI 61215 - Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules-design qualification and type approval.*
- [25] M. Benetto, *Tesi di Laurea - Caratterizzazione sperimentale dei profili di consumo del Museo dell'Astronomia e studio di fattibilità di un sistema fotovoltaico per l'autoconsumo*, 2017.
- [26] A. Ciocia, A. Russo, A. Mazza, F. Spertino e D. Enescu, «Experimental investigations to characterize power quality of AC supplied thermoelectric refrigerators.»
- [27] T. Mchedlidze, A. Herguth e J. Weber, «Monitoring of Si-solar cell degradation with electroluminescence.,» *Solar energy materials and solar cells* 155, pp. 38-42, 2016.

- [28] J. Bauer, F. Frühauf e B. O., «Quantitative local current-voltage analysis and calculation of performance parameters of single solar cells in modules.,» *Solar energy materials and solar cells* 155, pp. 8-19, 2017.
- [29] F. Spertino, J. Ahmad, A. Ciocia, P. D. Leo, A. Murtaza e M. Chiaberge, «Capacitor charging method for I-V curve tracer and MPPT in photovoltaic systems.,» *Solar energy* 119, pp. 461-473, 2015.
- [30] F. Spertino, G. Cerino, M. Simonetti e L. Degiorgis, «Guida all'integrazione architettonica delle installazioni solari negli edifici,» 2011.
- [31] «[www.arpa.piemonte.it/](http://www.arpa.piemonte.it/),» [Online].
- [32] «<http://re.jrc.cec.eu.int/pvgis/pv/>,» [Online].
- [33] «[www.arpa.puglia.it/](http://www.arpa.puglia.it/),» [Online].
- [34] «[www.wikipedia.it](http://www.wikipedia.it/),» [Online].
- [35] «<http://ec.europa.eu/dgs/jrc/index.cfm>,» [Online].

## 7. APPENDICE

### 1.1. Modulo GESOLAR GES-P230

Si tratta di un modulo in silicio policristallino ad alta efficienza. Risulta ideale per gli impianti connessi alla rete residenziali oppure installati a terra. Le sue performance sono elevate anche in condizioni non standard ovvero con bassi livelli di temperatura ed irraggiamento.



Figura 7-1: modulo GESOLAR GES-P230.

I parametri elettrici del modulo sono elencati di seguito:

potenza di picco $P_N$	230 W
Tensione a potenza massima $U_{mpp}$	29.8 V
Corrente a potenza massima $I_{mpp}$	7.73 A
Tensione di circuito aperto $U_{oc}$	37,2 V
Corrente di cortocircuito $I_{sc}$	8.22 A
Efficienza del modulo	14.1-14.4 %
Tolleranza sulla potenza	(+/-) 5%

Tabella 7-1: Parametri elettrici del modulo.

I dati sopra riportati sono stati indicati dal costruttore nelle condizioni STC. In seguito vengono riportati i coefficienti termici ed il NOCT del modulo.

NOCT	45+/-2 °C
Coefficiente termico di potenza $\gamma_{PN}$	-0.35 %/°C
Coefficiente termico di tensione $\beta_{Uoc}$	-0.32 %/°C
Coefficiente termico di corrente $\alpha_{Isc}$	+0.04 %/°C

Tabella 7-2: Coefficienti termici del modulo.

Le caratteristiche fisiche e meccaniche indicate dal costruttore sono le seguenti:

Dimensioni	1640 mm x 992 mm x 42 mm
Peso	19.5 kg
Tipo	Solar cable 1.5 mm <sup>2</sup>
Lunghezza cavi	90 mm
Diodo di bypass	3 pcs
Box di giunzione	IP65 rated
Frame	Lega di alluminio
Vetro frontale	Vetro temprato da 3.2 mm

Tabella 7-3: Dimensioni geometriche del modulo.

Di seguito vengono riportate le immagini con le dimensioni del modulo:

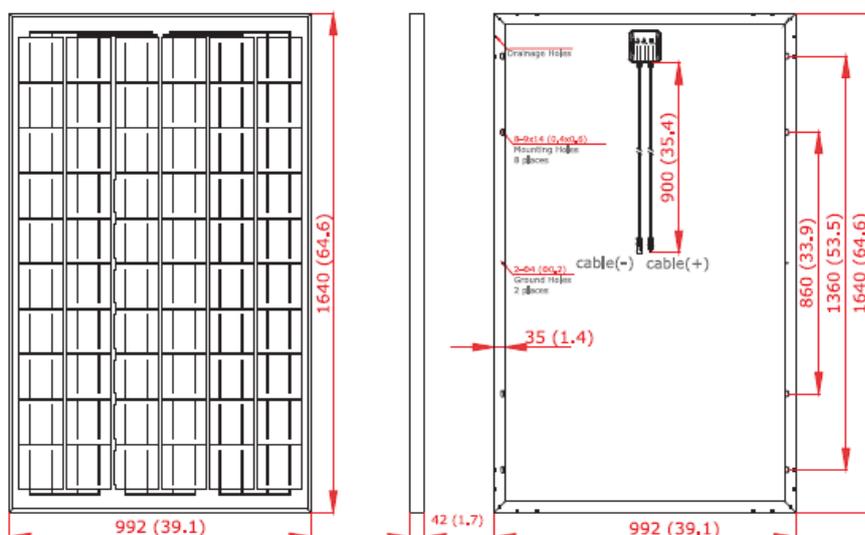


Figura 7-2: caratteristiche fisiche modulo GESOLAR GES-P230.

Inoltre il costruttore fornisce anche le caratteristiche I-V del modulo misurate a 25 °C e per diversi valori di irradianza:

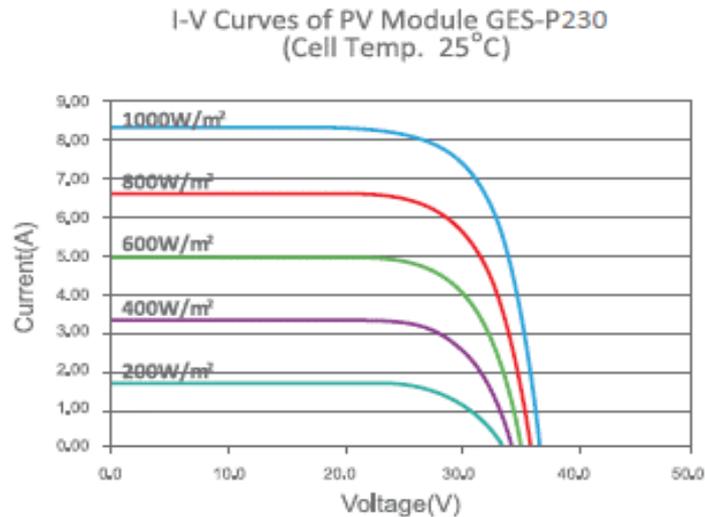


Figura 7-3: curve I-V modulo GESOLAR GES-P230 fornite dal costruttore.

## 1.2.Modulo NOZOMI M228

Il modulo in questione è realizzato in silicio policristallino e possiede un'elevata efficienza. Il modulo utilizzato in questo studio presenta tuttavia molti crack nella maggior parte delle celle del modulo e molti di essi sono visibili ad occhio nudo osservando le bave di lumaca sulla superficie.



Figura 7-4: modulo Nozomi M228.

I dati elettrici del modulo vengono indicati nella tabella seguente:

Potenza di picco PN	228 W
Tensione a potenza massima $U_{mpp}$	29.93 V
Corrente a potenza massima $I_{mpp}$	7.65 A
Tensione di circuito aperto $U_{oc}$	36.2 V
Corrente di cortocircuito $I_{sc}$	8.16 A
Efficienza del modulo	14.19 %
Tolleranza sulla potenza	(+/-) 3%

Tabella 7-4: Parametri elettrici del modulo.

I valori dei coefficienti di temperatura e di NOCT sono riportati di seguito:

NOCT	46 °C
Coefficiente termico di potenza $\gamma_{PN}$	-0.45 %/°C
Coefficiente termico di tensione $\beta_{U_{oc}}$	-0.36 %/°C
Coefficiente termico di corrente	+0.07 %/°C

Tabella 7-5: Coefficienti termici del modulo.

Le caratteristiche fisiche ed i valori di temperatura di esercizio sopportati dal modulo sono i seguenti:

Dimensioni	1636 mm x 982 mm x 35 mm
Temperatura all'aperto	-40 to 90 °C
Temperatura di storage	-40 to 90 °C
Massima tensione di sistema	-40 to 90 °C

Tabella 7-6: Proprietà fisiche del modulo.

### 1.3.Modulo CALYXO CX3 75

Il modulo in questione è realizzato in tellurio di cadmio e presenta un valore potenziale di efficienza molto alto (circa il 29 %) dovuto al basso energy gap del cadmio (1,45 eV). Questo modulo è molto competitivo alle alte temperature dal momento che, essendo i suoi coefficienti termici molto bassi, è migliore dei moduli in silicio policristallino. Anche le perdite elettriche sono inferiori grazie alla distanza ravvicinata delle celle.



Figura 7-5: modulo Calixo GX3 75.

I parametri elettrici del modulo sono riportati nella tabella seguente:

Potenza di picco PN	75 W
Tensione a potenza massima $U_{mpp}$	42 V
Corrente a potenza massima $I_{mpp}$	1.82 A
Tensione di circuito aperto $U_{oc}$	59.6 V
Corrente di cortocircuito $I_{sc}$	2.15 A

Tabella 7-7: Proprietà elettriche del modulo.

Il NOCT del modulo ed i coefficienti termici sono indicati di seguito:

NOCT	45+/-2 °C
Coefficiente termico di potenza $\gamma_{PN}$	-0.25 %/°C
Coefficiente termico di tensione $\beta_{U_{oc}}$	-0.24 %/°C
Coefficiente termico di corrente $\alpha_{I_{sc}}$	+0.02 %/°C

Tabella 7-8: Coefficienti termici del modulo.

Infine le proprietà meccaniche e fisiche sono riportate di seguito:

Dimensioni	1200 mm x 600 mm x 6.9 mm
Peso	12 kg
Tipo di celle	CdTe/Cds
Tipo di cavi	Solar cable 1.5 mm <sup>2</sup>
Lunghezza cavi	650 mm (+ Polo), 850 mm (- Polo)
Diodo di bypass	nessuno
Box di giunzione	IP65
Frame	nessuno
Connettori	Y-Sol4
Protezione frontale	Vetro da 3.2 mm
Protezione posteriore	Vetro da 3.2 mm

Tabella 7-9: Caratteristiche fisiche del modulo.

Nella figura seguente viene riportato uno schema con le dimensioni del modulo.

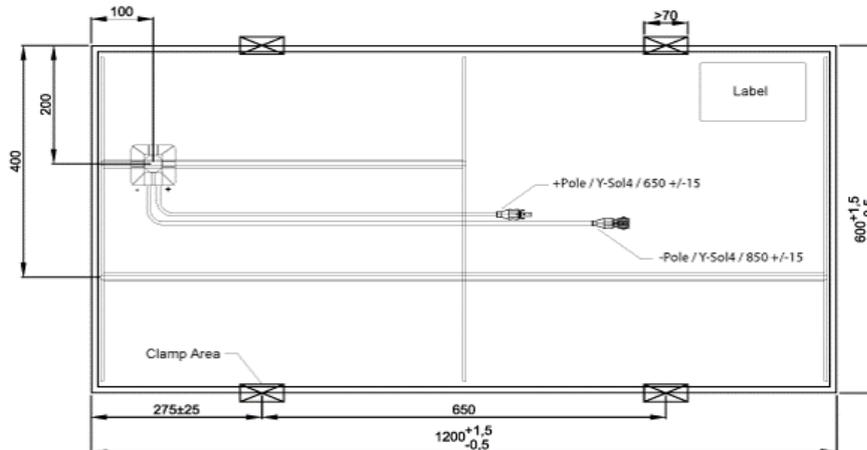


Figura 7-6: caratteristiche fisiche del modulo Calixo GX3 75.

#### 1.4. Pinza amperometrica LEM PR30

Range di corrente	20 A AC <sub>RMS</sub> O DC
Range di misurazione	±30 A
Sensibilità in output	100 mV/A
Accuratezza (a 25 °C)	±1% della misura ± 2mA
Risoluzione	± 1 mA
Impedenza di carico	> 100 kOhms

Sensibilità del conduttore	± 1% relativo alla misura
Range della frequenza	DC 100 kHz (-0.5 dB)
Shift di fase sotto 1 kHz	<2 degrees
Coefficiente di temperatura	0.01% della misura/°C
Potenza fornita	9 V Alkaline, MN 1604/PP3
Tensione di lavoro	300 V AC <sub>RMS</sub> o DC
Massima dimensione del conduttore	19 mm di diametro
Conessioni di output	connettori BNC di sicurezza
Lunghezza cavi	2 metri
Range temperatura di lavoro	0 to 50 °C
Range temperatura di storage	-20 to 85 °C
Umidità di lavoro	15% to 85 %
Peso	250 g

Tabella 7-10: Caratteristiche tecniche della sonda.

## 1.5.Sonda differenziale di tensione Sapphire SI9002

<b>Dati tecnici</b>	
Larghezza banda	DC a 25 MHz (-3 dB)
Rateo di attenuazione	1:20/200
Accuratezza	±2%
Tempo di reazione	14 ns
Impedenza di input	4 MΩ/5.5 pF
Categoria	CAT III
Range differenziale	±140 V (DC+AC Peak) e 140 V <sub>RMS</sub> 1/20
	±1400 V (DC+AC Peak) e 1000 V <sub>RMS</sub> 1/200
Range di funzionamento	±1400 V (DC+AC Peak) e 1000 V <sub>RMS</sub> 1/20 & 1/200
Massima tensione assoluta (differenziale o in modalità tipica)	±1400 V (DC+AC Peak) e 1000 V <sub>RMS</sub> 1/20 & 1/200

Tabella 7-11: Caratteristiche tecniche della sonda.

