

POLITECNICO DI TORINO

Corso di laurea magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di laurea



ANALISI DELLE PRESTAZIONI E DEI DIFETTI DELLE CELLE FOTOVOLTAICHE



Relatore

prof. Filippo Spertino



Candidato

Andrea Spedicato

MARZO 2019
Anno Accademico
2018-2019

*A mia madre e mio padre,
che hanno creduto in me dal primo respiro.*

Ringraziamenti

Un doveroso ringraziamento va anzitutto a coloro con i quali ho portato a termine questo lavoro di tesi, ovvero il prof. Filippo Spertino e l'ing. Antonio Di Natale, senza il cui aiuto sarebbe stato tutto molto più complicato e il cui prezioso supporto in tutte le fasi di sviluppo della trattazione che segue è stato fondamentale. Vorrei poi ringraziare tutte le persone che amo e che mi hanno sempre sostenuto in questi anni. I miei genitori, Tiziana e Raffaello, che non hanno mai smesso di incoraggiarmi anche nei momenti più difficili, che mi hanno dato la possibilità di essere qui oggi a concludere un capitolo importante della mia vita, che mi hanno guidato e insegnato, che mi hanno reso la persona che sono in tutte le sue sfumature. Mia sorella, Elena, la cui dolcezza e complicità mi hanno sempre accompagnato e sono sicuro continueranno a farlo per tutta la vita; a lei auguro di tagliare molti traguardi, da parte mia sarò sempre presente per applaudire a tutti i suoi successi. Gre, che hai saputo leggere nelle mie forze e le mie debolezze qualcosa di bello, che mi hai dato il coraggio di affrontare le sfide che mi si ponevano davanti, grazie per la forza d'animo, la spalla, le risate, le emozioni, il cuore che sei. Grazie di esserci. Ai miei nonni, Teresa, Pina, Rocco, Otello, che oggi non sono più qui ma che porto nel cuore insieme ai più teneri ricordi. Eleonora, l'amica di una vita e compagna di sempre fin dai primi passi, grazie per tutte le risate e i bei momenti spensierati passati insieme, anche nelle fasi più cruciali del nostro crescere insieme, so che su di te potrò sempre contare. Fabrizio, Alessandro, Chiara, Andrea, con i quali ho trascorso innumerevoli momenti di divertimento, serate passate a casa o per strada a parlare della vita e a scherzare, in giro per città straniere, con qualcosa da bere e sempre qualche battuta da fare. Un ringraziamento va inoltre a tutti coloro che mi hanno in qualche modo aiutato e spinto nella direzione giusta, ai numerosi amici incontrati in questi anni universitari, tra cui voglio ricordare Elisabetta, Giulia, Francesco, Eleonora, Christian, Daniele, Giuseppe, Eva, con i quali ho passato un primo anno indimenticabile, forse il più bello di tutti; ai compagni di studio Elena, Fabrizio, Luca, Valentina, Matteo, Giulia. Alle persone nuove conosciute, alcune delle quali mi hanno accompagnato per brevi tratti di questo percorso e altre sono rimaste: Arianna, Tiziana, Roberto, Sandro. Un grazie infine anche a quelle persone che nonostante mi abbiano scoraggiato in qualche modo durante questo percorso, mi hanno invece dato inconsapevolmente la motivazione per farcela. Alla vita, che non smette mai di sorprendermi.

Sommario

Introduzione.....	6
1. Tecnologia fotovoltaica: una sintesi	7
1.1 Struttura della cella fotovoltaica	7
1.2 Struttura del modulo fotovoltaico	10
1.2.1 Laminazione	10
1.2.2 Connessione delle celle	11
1.3 Struttura del sistema fotovoltaico	13
1.4 Tecnologie fotovoltaiche più diffuse	13
1.5 Componenti aggiuntivi del sistema fotovoltaico	15
1.5.1 Inverter	15
1.5.2 MPPT	18
1.6 Fattori e parametri caratteristici.....	19
1.6.1 Fattori che influiscono sulla caratteristica I-V: irraggiamento e temperatura	19
1.6.2 Fattori che causano perdita di performance di cella.....	21
1.6.3 Parametri caratteristici.....	22
2. I difetti nei moduli fotovoltaici.....	24
2.1 Difetti presenti in tutti i tipi di moduli fotovoltaici.....	25
2.1.1 Delaminazione	25
2.1.2 Perdita di adesione del <i>back sheet</i>	29
2.1.3 <i>Junction Box</i> difettosa.....	31
2.1.4 Rottura del <i>frame</i>	32
2.2 Difetti presenti in moduli a base di silicio cristallino	34
2.2.1 Difetti meccanici.....	34
2.2.1.1 Difetti di produzione della cella.....	36
2.2.1.2 Difetti di fabbricazione del modulo	39
2.2.1.3 Difetti dovuti a trasporto e installazione del modulo.....	40
2.2.1.4 Difetti dovuti a fenomeni atmosferici.....	41
2.2.2 Degradazione dell'EVA.....	41
2.2.2.1 Composizione e proprietà dell'EVA.....	41
2.2.2.2 Fotodegradazione e decolorazione dell'EVA.....	43
2.2.3 <i>Snail Trails</i> (“Bave di lumaca”).....	48
2.2.4 <i>Burn marks</i>	57
2.2.5 Celle disconnesse e nastri di interconnessione delle stringhe difettosi.....	59
2.2.6 Diodi di <i>bypass</i> difettosi.....	62
2.2.7 LID.....	64

2.2.7.1 BO-LID	65
2.2.7.2 Cu-LID	68
2.2.8 PID	70
2.2.8.1 PID in c-Si di tipo p	73
2.2.8.3 PID in tecnologie thin-film	76
2.2.8.5 Soluzioni al problema PID	80
2.2.8.6 Tecniche per rilevare il fenomeno di PID	85
2.3 Difetti presenti in moduli a <i>thin-film</i>	86
2.3.1 Micro archi ai connettori	86
2.3.2 Shunt <i>hot spot</i>	87
2.4 Difetti presenti in moduli Cd-Te <i>thin-film</i>	88
2.4.1 Rottura del vetro frontale	88
4.2 Degradazione dei contatti posteriori	89
3. Test di analisi per l'identificazione dei difetti nei moduli fotovoltaici	91
3.1 Ispezione visiva	91
3.2 Tracciamento curva I-V	92
3.2.2 Metodi di tracciamento della curva I-V	95
3.2.2.1 Metodo con carico a resistenza variabile	95
3.2.2.2 Metodo con carico capacitivo	96
3.2.2.3 Metodo con carico elettronico	97
3.2.2.4 Metodo con amplificatore di potenza bipolare	99
3.2.2.5 Metodo con alimentatore a quattro quadranti	99
3.2.2.6 Metodo con convertitore DC-DC	101
3.2.2.7 Confronto tra i diversi metodi	102
3.2.3 Identificazione dei difetti tramite la curva I-V	102
3.3 Test di isolamento elettrico	106
3.4 Analisi tramite termografia	108
3.4.1 Termografia in condizioni stazionarie	108
3.4.2 Termografia a impulsi	110
3.4.3 Termografia lock-in	111
3.5 Analisi tramite elettroluminescenza	112
3.6 Analisi tramite fluorescenza	118
3.7 Analisi tramite STD	121
4. Applicazione sperimentale: analisi di moduli fotovoltaici difettosi	123
4.1 Descrizione della tecnologia	123
4.2 Descrizione del difetto riscontrato	135
4.3 Identificazione sperimentale delle possibili cause	143
Conclusioni	159
Bibliografia	161

Introduzione

La tecnologia fotovoltaica negli ultimi decenni ha compiuto significativi passi avanti in termini di efficienza e copertura in qualità di fonte energetica alternativa alle risorse convenzionali, anche se molto lavoro vi è ancora da portare avanti per rendere l'energia prodotta dal Sole una fetta predominante del mercato dell'energia mondiale. La tecnologia si è sviluppata ma nel contempo i diversi anni di esercizio dei primi impianti costruiti hanno fatto sorgere le prime problematiche relative all'invecchiamento dei moduli. Siamo giunti ad un punto in cui la tecnologia fotovoltaica non è più un prototipo ma una realtà consolidata da anni ed è fisiologico che diversi fenomeni di degradazione portino gli impianti a diminuire le loro produttività. Scopo di questo lavoro di tesi è quello di descrivere le diverse tipologie di degradazione che possono affliggere i moduli fotovoltaici durante le loro diverse fasi di vita, differenziando tra le diverse tecnologie. In particolare, attenzione verrà data a tutti quei difetti tipici dei moduli a base di silicio cristallino, i moduli a film sottile o *thin-film* e i moduli Cd-Te.

Come si vedrà durante la trattazione, i difetti possono essere difetti originati in fase di produzione del pannello, difetti originati dalla fase di trasporto o montaggio, difetti di origine meccanica a causa di errori umani o agenti atmosferici, ma anche difetti originati dall'esposizione del pannello a particolari condizioni atmosferiche che nel tempo portano alla formazione di fenomeni di degradazione delle celle o della struttura che le contiene. Su alcuni di essi, come le bave di lumaca o il fenomeno di PID, ci soffermeremo con maggiore attenzione in quanto si tratta di tipologie di degradazione di scoperta abbastanza recente e oggetto di diversi studi ancora in corso. Per ogni tipologia di difetto verranno descritti aspetto e possibili meccanismi di formazione dello stesso.

Nella seconda parte di questo lavoro di tesi verranno illustrate le tecniche atte a identificare i diversi tipi di difetti descritti nella parte precedente. Tra queste ci si soffermerà sulle principali e più consolidate ed efficaci, ovvero l'analisi della caratteristica I-V (corrente-tensione) del pannello, di cui verranno descritti i metodi di tracciamento e le informazioni che è possibile ricavare dalla forma della curva, l'analisi termografica, differenziandone i diversi tipi, l'analisi a elettroluminescenza, l'analisi a fluorescenza, l'analisi dei segnali.

Particolarmente interessante sarà la parte finale della discussione, dedicata all'applicazione sperimentale dei concetti visti precedentemente ad un caso reale di studio. In collaborazione con un'azienda operante nel settore, si studierà una tipologia di difetto inusuale mai riscontrata prima su un modello di cella fotovoltaica ad alta efficienza a contatti posteriori. I moduli in cui sono inseriti questi tipi di celle sono a film sottile. La particolarità del fenomeno risiede nel fatto che il difetto riscontrato si presenta su moduli nuovi, appena prodotti, e ciò orienta la ricerca delle cause nel processo di produzione. Verranno formulate diverse ipotesi e una ad una verranno provate attraverso esperimenti sul campo, fino all'individuazione della vera causa del problema. Infine, si proporrà una soluzione con lo scopo di eliminare il ripresentarsi del difetto e si analizzerà se la percentuale dei moduli prodotti e difettosi diminuirà nel tempo a seguito delle disposizioni prese.

1. Tecnologia fotovoltaica: una sintesi

Introduciamo qui una breve sintesi sulla tecnologia fotovoltaica. Poiché come detto lo scopo di questa tesi è analizzare i difetti che affliggono i moduli fotovoltaici e trovare una soluzione a tali problemi, non è nostro obiettivo approfondire la tecnologia fotovoltaica in ogni suo aspetto, ma limitarci a riassumere brevemente i principali punti, in modo tale da avere un riferimento valido per gli argomenti che tratteremo in seguito.

1.1 Struttura della cella fotovoltaica

La cella elementare del processo fotovoltaico è rappresentata dalla cella fotovoltaica. Si tratta di un componente costituito da un materiale semiconduttore (tipicamente silicio nelle sue varie forme), in grado di trasformare l'energia solare in energia elettrica, con una sua efficienza tipica. Attualmente, le celle possono essere costruite in silicio cristallino (monocristallino (m-Si), o policristallino, (p-Si)) oppure in altri materiali (silicio amorfo (a-Si), diseleniuro di indio rame gallio (CI-GS), telloruro di cadmio (CdTe)) sotto forma di *thin-film* (film sottile).

La forma delle celle dipende dal tipo di materiali impiegato, ma solitamente si tratta di una geometria quadrata o rettangolare. Lo spessore si aggira nell'ordine dei micrometri: qualche micrometro per le celle a *thin-film*, qualche centinaio di micrometri per le celle a silicio cristallino. Le dimensioni della cella variano in media da 4 a 6 pollici.

Ogni cella per diventare tale deve essere provvista di contatti (anteriori e posteriori, o solo uno dei due) che raccolgano la corrente prodotta all'effetto fotovoltaico e la inviino al circuito collegato. Tali contatti sono costituiti solitamente da una lega di alluminio e argento (Al-Ag) e sono costituiti nella parte frontale da *fingers* (filamenti orizzontali molto sottili) e *busbars* (filamenti verticali, generalmente due per cella, che raccolgono la corrente catturata dai *fingers*) e nella parte posteriore da una lamina semplice. Casi particolari di contatti solo posteriori sono rappresentati dalle celle in cui entrambi i contatti sono posti sulla faccia posteriore della cella e ciò consente un aumento significativo dell'efficienza.



Fig. 1.1.1 Cella fotovoltaica.

La cella fotovoltaica si comporta come un diodo. Un diodo è un componente elettronico che permette il passaggio di un flusso di corrente in un verso e idealmente lo blocca quasi totalmente nell'altro. In questo caso, la corrente è prodotta dall'effetto fotovoltaico. Il diodo contiene al suo interno una giunzione P-N, ovvero uno spazio che separa le due parti del semiconduttore creando un campo elettrico. Per passare da una parte all'altra, una carica deve superare l'*energy gap* (E_{gap}), ovvero il salto di energia tra la banda di valenza e la banda di conduzione del semiconduttore. Un basso valore di E_{gap} consente il passaggio di alte correnti e il crearsi di basse tensioni, e viceversa.

Una parte del semiconduttore risulta positiva (P) perché drogata con un elemento trivalente come il boro, che presenta un *hole*, mentre l'altra risulta negativa (N) perché drogata con un elemento pentavalente come il fosforo, che presenta un elettrone in più. Nel semiconduttore del tipo P le cariche di maggioranza sono gli *holes* (accettori), mentre nel semiconduttore di tipo N le cariche di maggioranza sono gli elettroni (donatori). *Holes* e elettroni sono liberi di muoversi nel cristallo del semiconduttore grazie al fenomeno della diffusione.

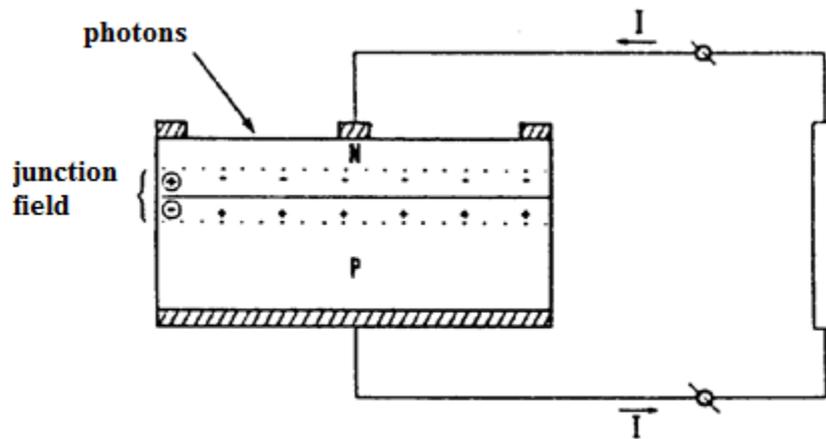


Fig. 1.1.2 Struttura di una cella a silicio cristallino comune.

Gli elettroni presenti in abbondanza nello strato N diffondono da questa regione verso lo strato P, formando una distribuzione positiva di cariche nell'immediata interfaccia con la regione P. Viceversa, gli *holes* muovono dallo strato P verso lo strato N, creando una distribuzione negativa di cariche nell'immediata interfaccia con la regione N. Si crea così una regione all'interfaccia tra le due parti chiamata *depletion region*, che contiene cariche sia positive che negative tra i due lati ma nessuna carica mobile. Infatti, queste cariche fisse creano una barriera potenziale che contrasta un flusso ulteriore di cariche tramite diffusione. Dal punto di vista elettrico, la corrente di diffusione è perfettamente bilanciata, in condizioni di circuito aperto, dalla corrente generata dal campo elettrico (*drift current*).

Se applichiamo una tensione esterna al diodo in condizioni di assenza di luce, notiamo due distinti effetti. Se la tensione è positiva, ovvero applicata al lato P del semiconduttore, la barriera di potenziale diminuisce e la corrente di diffusione fluisce attraverso la giunzione. Viceversa, con una tensione negativa, la barriera di potenziale aumenta e la corrente di diffusione si riduce moltissimo, solo una debole corrente di *drift* circola (*saturation current, I_0*).

La corrente che attraversa la giunzione (I_j) è quindi data dall'equazione seguente:

$$I_j = I_o e^{\frac{qU}{mkT}} - I_o \quad (1.1.1)$$

dove I_o è la *saturation current*, q è la carica elettrica dell'elettrone (pari a $1,6 \times 10^{-19}$ C), U è la tensione, m il fattore di qualità della giunzione (1 o 2), k la costante di Boltzmann (pari a $1,38 \times 10^{-23}$ J/K), T la temperatura assoluta.

Quando un fotone di luce penetra il semiconduttore, esso viene assorbito e promuove gli elettroni dalla banda di valenza alla banda di conduzione, se la sua energia supera l'E_{gap} del semiconduttore. Siccome forma un *hole* nella banda di valenza, l'assorbimento del fotone crea coppie elettroni-*holes*. Parte dell'energia del fotone viene persa sotto forma di calore e non può essere recuperata. Gli elettroni messi in moto dall'energia del fotone creano quindi un flusso diretto verso la regione positiva dello strato di tipo N e sotto l'influenza del campo elettrico di giunzione. Questo moto, opposto al moto di diffusione esposto prima, contribuisce quindi alla *drift current* e viene definito corrente fotogenerata (I_{ph}).

$$I_{ph} = A \int S(\lambda)g(\lambda)d\lambda \quad (1.1.2)$$

dove A è l'area superficiale del semiconduttore (cm^2), $S(\lambda)$ è lo *spectral response* relativo al semiconduttore (A/W , definito come il rapporto tra la carica dell'elettrone e l'energia del fotone), $g(\lambda)$ lo spettro solare ($W/m^2/eV$).

Quindi il contributo della corrente fotogenerata permette il crearsi di un disequilibrio: questa corrente supera la corrente di giunzione I_j , opposta ad essa, e permette il fluire di una corrente I che è esattamente la corrente utile inviata alla rete. Di seguito l'equazione permette di definire la corrente I :

$$I = I_{ph} - I_j - I_{sh} \quad (1.1.3)$$

dove I_{sh} è definita come la corrente di *shunt*.

La corrente di *shunt* è una corrente che circola nella resistenza di *shunt* (R_{sh}), rappresentativa della resistenza dell'isolamento laterale del modulo, tra la parte frontale e quella posteriore della cella. Un'altra resistenza importante è la resistenza in serie (R_s) che rappresenta la somma delle resistenze del semiconduttore, degli elettrodi e dei loro contatti. Di seguito un circuito semplificato del generatore fotovoltaico in cui sono presenti tutti i componenti visti finora.

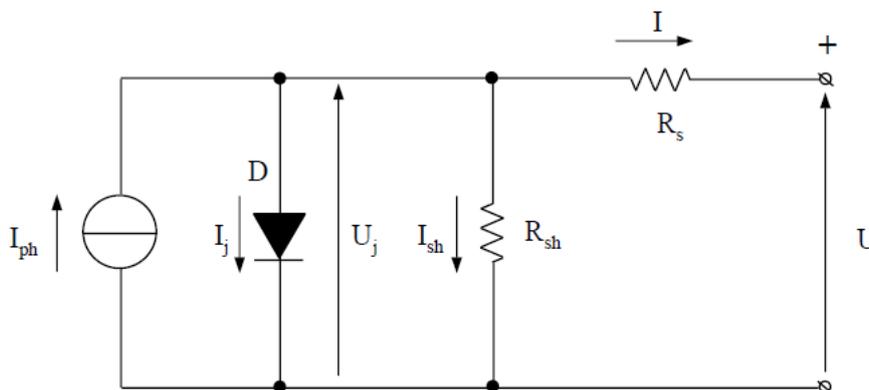


Fig. 1.1.3 Schema semplificato del generatore fotovoltaico.

Caratteristica fondamentale che identifica il comportamento di una cella fotovoltaica è la caratteristica tensione-corrente, ovvero la curva I-V (vedi fig. 3.2.1). Una descrizione dettagliata di tale curva è presente più avanti nel paragrafo 3.2 dedicato. [26]

1.2 Struttura del modulo fotovoltaico

1.2.1 Laminazione

La singola cella finora descritta viene quindi unita ad altre celle per formare un modulo fotovoltaico. Un modulo fotovoltaico è solitamente composto da un gruppo di celle connesse in serie (vedremo poi il perché più avanti), in un numero solitamente compreso tra 36 e 72. Più moduli vengono collegati in serie per formare un pannello. Più pannelli collegati in serie formano una stringa e infine, diverse stringhe, creano un generatore (o impianto) fotovoltaico.

In un modulo fotovoltaico le celle vengono connesse tra loro tramite interconnessioni, ovvero i contatti anteriori e posteriori delle diverse celle vengono uniti tra loro tramite saldatura. Nel caso della connessione in serie, la più comune, il contatto negativo della cella precedente viene unito al contatto positivo della cella successiva, e così via.

Le celle così unite tra loro vengono laminate. Per laminazione si intende quel processo indirizzato a chiudere e sigillare l'insieme delle celle connesse in un incapsulamento che ne garantisce la protezione dagli agenti esterni e la durabilità nel tempo. Il processo di laminazione avviene in condizioni di sottovuoto ad una temperatura di 140-150 °C. Le celle, che prima sono collegate in serie, vengono incapsulate tipicamente in due fogli di EVA (etil-vinil acetato), ma sono impiegati anche altri materiali. La parte anteriore viene quindi coperta da un vetro nelle celle mono e policristalline, mentre la tecnologia *thin-film* ne è priva. La parte posteriore viene chiusa da un foglio impermeabile e sigillante, che può essere vetro o più tipicamente Tedlar (Polivinilfluoruro) o PET (Polietilene tereftalato) o loro combinazioni. Il tutto viene chiuso in una cornice che è il *frame* del modulo, tipicamente in alluminio. Le celle a film sottile sono prive di tale chiusura. Il materiale incapsulante deve garantire stabilità ad alte temperature e raggi UV, deve essere impermeabile e otticamente trasparente, con una resistenza termica bassa. Il *back sheet* invece deve garantire protezione dai raggi UV, dall'umidità, isolamento elettrico del modulo e una buona durabilità dello stesso. [26]

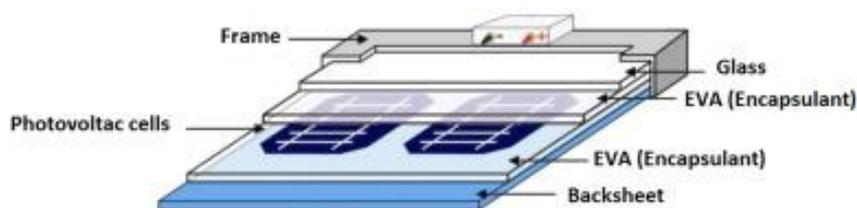


Fig. 1.2.1.1 Struttura di un modulo fotovoltaico in sezione.

1.2.2 Connessione delle celle

Le celle all'interno del modulo possono essere collegate in due modi: in serie o in parallelo.

Nel primo caso il polo negativo della cella precedente viene collegato al polo positivo della cella successiva a formare una stringa. La connessione in serie implica che le celle debbano avere la stessa curva I-V, altrimenti se anche solo una delle N_s celle presenti nella stringa presenta una curva differente dalle altre delle altre celle si crea una condizione di *mismatching*. La curva caratteristica può risultare differente per vari motivi, ma principalmente per difetto di una o più celle o per fenomeno di ombreggiamento (*shading*). Come conseguenza, la curva I-V del modulo intero viene modificata, come mostrato in figura seguente.

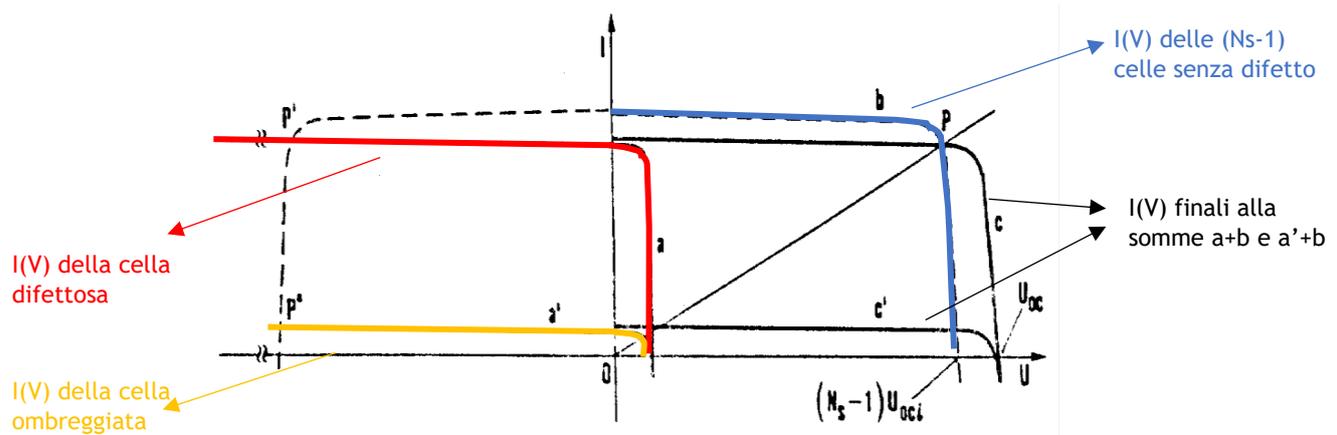


Fig. 1.2.2.1 Caratteristica I-V di una stringa di celle monocristalline in serie e in condizioni di *mismatching*.

Come si può notare in figura, le caratteristiche di celle difettose (a) o ombreggiate (a') risultano decisamente modificate rispetto alla normalità. In particolare nel caso di cella difettosa la tensione a circuito aperto V_{oc} diminuisce mentre la corrente di cortocircuito I_{sc} si mantiene allo stesso valore normale. Nel caso di cella ombreggiata invece, V_{oc} e I_{sc} diminuiscono entrambi decisamente. Le conseguenze sulla curva finale del modulo, risultante dalla somma della curva della cella difettosa e di quelle in serie sane (b), sono evidenti: essa presenta un V_{oc} dato dalla somma algebrica dei V_{oc} delle due curve, mentre la corrente I_{sc} risulta essere il valore minimo delle correnti di cortocircuito delle due curve addizionate. Da notare che il punto di massima potenza della curva finale è notevolmente più basso rispetto al caso di collegamento di celle completamente sane. Nel collegamento in serie quindi, se una cella è difettosa o ombreggiata, produce meno corrente e come conseguenza si comporta come una sorta di carico resistivo nei confronti delle restanti celle; la somma delle tensioni delle (N_s-1) celle viene applicata alla cella guasta e questo può rappresentare una seria situazione di pericolo in condizioni prossime al cortocircuito, in quanto la cella ombreggiata si riscalda trasformandosi in un *hot spot*. La cella viene quindi a dover dissipare potenza sotto forma di calore e ciò potrebbe alla lunga portare a seri danni, irrimediabili se la tensione ad essa applicata supera il limite di *breakdown* (circa 25-50 V per una cella in silicio). Per ovviare a tale problema, viene inserito un diodo di *bypass* in parallelo alla cella difettosa. Si tratta di un diodo appunto che in condizioni di *mismatch* interviene e bypassa la cella difettosa, permettendo il fluire della corrente attraverso esso e non la cella in questione. Apporre un diodo di *bypass* per ogni singola cella sarebbe troppo costoso, perciò viene applicato in parallelo a stringhe composte da 18-24-36 celle tipicamente. Riassumendo quindi, la connessione in serie permette di sommare le tensioni e le potenze delle singole celle, mantenendo valori bassi di corrente. Tuttavia se anche solo una cella si guasta, l'intera stringa si interrompe e non contribuisce più alla produzione di potenza, poiché il diodo di *bypass* è applicato alla stringa intera e non alla singola cella.

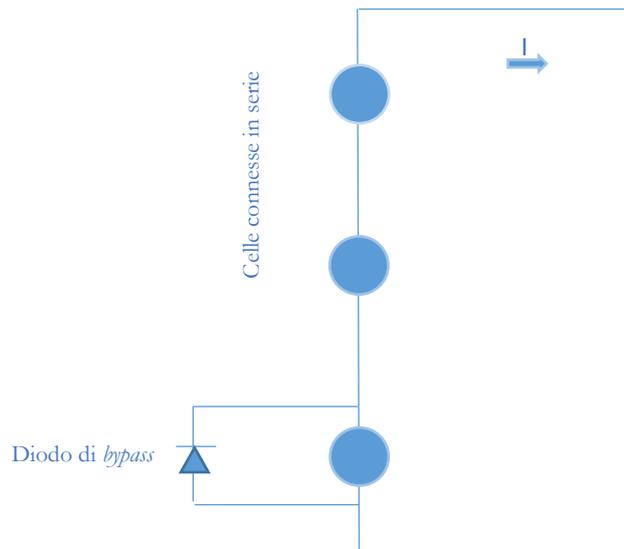


Fig. 1.2.2.2 Schema di connessione in serie di celle.

Nel caso di connessione in parallelo invece, le cose sono un po' diverse. A differenza del caso precedente, se una cella presenta una curva I-V diversa dalle altre (N_p-1), la curva risultante finale del modulo è pari alla somma della corrente delle (N_p-1) celle non difettose e della corrente della cella guasta, alla medesima tensione. Poiché in questo caso le correnti di cortocircuito si sommano e la tensione finale è pari alla minima tensione V_{oc} delle singole celle, la situazione di pericolo si presenta in condizioni di circuito aperto. Infatti in questo caso la cella difettosa o ombreggiata assorbe la somma delle correnti di tutte le altre celle connesse, e la potenza accumulata viene dissipata sotto forma di calore, con seri rischi di danneggiamento della stessa.

Per prevenire tale tipo di problema viene inserito in serie alle celle di una stringa un diodo di *blocking*. In questo modo, quando si presenta il problema dell'ombreggiamento di una cella della stringa, il diodo interviene ed esclude l'intera stringa dal sistema. Il diodo di *blocking* non può essere applicato a singole celle perché la caduta di tensione ai capi dello stesso è circa uguale alla tensione generata da una singola cella. Perciò viene solitamente posto in serie a un decina di celle. Nel caso della connessione in parallelo la perdita di potenza finale è meno drammatica rispetto al caso precedente.

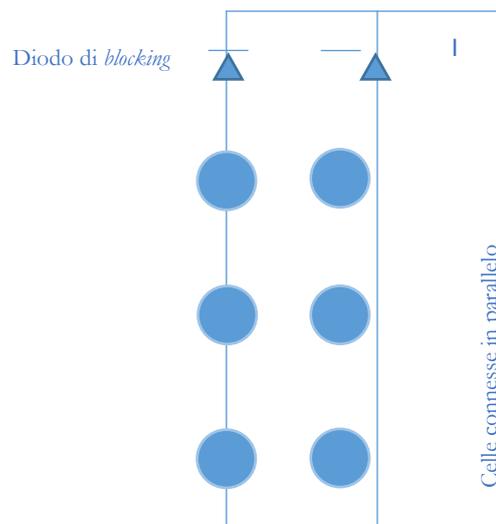


Fig. 1.2.2.3 Schema di connessione in parallelo di celle.

Riassumendo quindi, la connessione in parallelo permette di sommare le correnti e le potenze delle singole celle, mantenendo valori bassi di tensione. Tuttavia se anche solo una cella si guasta, l'intera stringa si interrompe e non contribuisce più alla produzione di potenza, poiché il diodo di *blocking* è applicato alla stringa intera e non alla singola cella. [26]

1.3 Struttura del sistema fotovoltaico

Durante la progettazione di un impianto fotovoltaico, la scelta ottimale delle connessioni tra i moduli, ovvero la configurazione del sistema fotovoltaico, determina le prestazioni e l'affidabilità del generatore in presenza di cause di disturbo, come la non uniformità dei parametri delle celle, l'ombreggiatura casuale, il deterioramento dei materiali, guasti, fulmini, ecc.

Ci sono diverse configurazioni possibili. La determinazione della migliore configurazione per ottenere le migliori prestazioni non è semplice; essa dovrebbe essere scelta in base alle condizioni al contorno che si vogliono ottenere, come ad esempio tensione costante al carico o perdite minime di potenza.

La connessione in parallelo di moduli in serie, come mostrato in figura, ha il vantaggio di richiedere un solo diodo di protezione D_p in parallelo a ciascuna stringa; tuttavia, il diodo D_p deve essere in grado di sopportare una corrente elevata. Al contrario, la presenza di celle in ombra può, specialmente nel funzionamento a circuito aperto, essere pericolosa per il modulo che contiene le celle ombreggiate, poiché non vi sono diodi di protezione in serie all'interno del modulo.

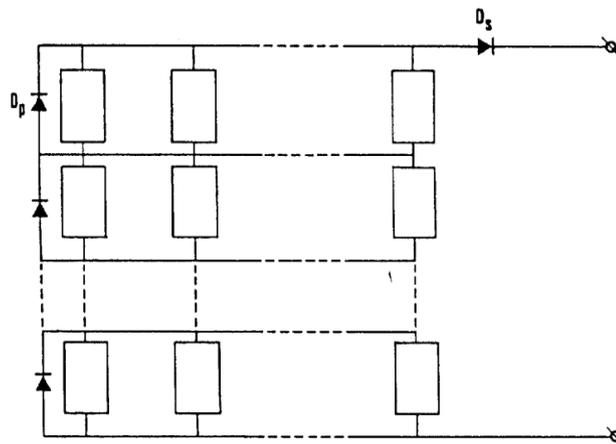


Fig. 1.3.1 Configurazione in parallelo di stringhe di moduli in serie.

1.4 Tecnologie fotovoltaiche più diffuse

Di seguito facciamo un breve riepilogo delle tre tecnologie più usate in campo fotovoltaico: silicio monocristallino, silicio policristallino e silicio sotto forma di *thin-film*.

Il silicio monocristallino è costituito da un cristallo singolo di silicio, che ha un reticolo cristallino continuo, senza interruzioni. La maggior parte del silicio monocristallino viene prodotto con il processo Czochralski, da cui si ottengono cristalli cilindrici fino a 450 mm di diametro e a 2 m di lunghezza che, segati in fette sottili, danno i wafer che compongono le celle e su cui vengono depositati i contatti anteriori e posteriori. Le celle monocristalline presentano un'efficienza dell'ordine del 18-21% e sono tendenzialmente costose.

Le celle in silicio policristallino presentano invece un'efficienza che va dal 15 al 17% e risultano più economiche delle precedenti. Si realizzano riciclando componenti elettronici scartati, ossia il cosiddetto *scraps*

di silicio il quale viene rifuso per ottenere una composizione cristallina compatta. Questi scarti di silicio vengono fusi all'interno di un crogiolo in modo da creare un composto omogeneo che poi viene raffreddato in modo tale da generare una cristallizzazione che si sviluppa in verticale. Si ottiene così un pane che poi viene tagliato verticalmente in lingotti di forma parallelepipedo. Con un altro taglio, questa volta orizzontale, si ricavano delle fette di spessore simile ai wafer del monocristallo. I wafer vengono puliti con soda, e poi drogati con il fosforo per la realizzazione delle giunzioni P-N, si applica un sottile strato antiriflesso e si realizzano per serigrafia o elettrodeposizione i contatti elettrici anteriori (griglia metallica) e posteriori (superficie continua metallica).

I moduli fotovoltaici a *thin-film* vengono realizzati tramite la deposizione del materiale semiconduttore su un supporto di tipo vetroso, per i pannelli rigidi, oppure di plastica, nel caso di pannelli flessibili. I moduli in film sottile si suddividono in varie categorie a seconda dei materiali semiconduttori depositati su di esso, fra i più diffusi troviamo il silicio amorfo, in cui gli atomi di silicio vengono depositi chimicamente in forma amorfa, ovvero strutturalmente disorganizzata, sulla superficie di sostegno. Questa tecnologia impiega quantità molto esigue di silicio (spessori dell'ordine del micron). L'efficienza è bassa (5-11%), ma risultano abbastanza economici. Altro materiale impiegato è il tellururo di cadmio (CdTe): i pannelli con questa sostanza sono i più economici e col più basso rendimento termodinamico. Anche il solfuro di cadmio (CdS) microcristallino presenta costi di produzione molto bassi in quanto la tecnologia impiegata per la sua produzione non richiede il raggiungimento delle temperature elevatissime necessarie invece alla fusione e purificazione del silicio. L'arseniuro di gallio (GaAs) garantisce rendimenti elevatissimi, tuttavia ad un costo proibitivo. Infine esistono film sottili con diseleniuro di indio rame (CIS) e diseleniuro di indio rame gallio (CIGS).

Ogni tecnologia finora esposta presenta diverse efficienze e quindi diversi valori di corrente, tensione e potenza prodotti. Non è scopo di questo lavoro esporre tutti i possibili valori di queste grandezze per ogni diverso tipo di cella, tuttavia basti sapere che in linea generale, una classica cella a silicio cristallino, di dimensioni di circa 100-250 cm^2 , con 0,6 V circa di V_{oc} e densità di corrente J pari a 22-33 mA/cm^2 , produce da 1 a 4 W di potenza. Ovviamente le celle in silicio amorfo hanno una potenza minore, infatti per produrre 1 KW di potenza sono necessari circa 10-17 m^2 di celle. Nel caso di CIS/CdTe parliamo di 7-10 m^2 .

Le soluzioni attuali sono quelle finora esposte, ma esistono già modelli di celle ad alta efficienza, come le celle ad etero-giunzione (efficienze del 19-20%), a contatti posteriori (efficienze del 20-21%), a multi-giunzione (efficienze del 30-43%), le celle facenti parte della famiglia PERC (PERL, PERT, PERF, efficienze dell'ordine del 25%). Per brevità, rimandiamo ulteriori approfondimenti su questi argomenti alle trattazioni dedicate. [26]

1.5 Componenti aggiuntivi del sistema fotovoltaico

Oltre al modulo fotovoltaico appena esposto, esistono altri componenti che fanno parte del sistema fotovoltaico e che ne garantiscono il funzionamento. Stiamo parlando principalmente dell'inverter (convertitore DC/AC) e del Maximum Power Point Tracker (MPPT). Altri componenti ausiliari che possono essere presenti sono le batterie, se il sistema è considerato *stand-alone*, oppure un'interfaccia con la rete elettrica esterna, se il sistema è considerato *grid-connected*. Oltre a questi sono presenti anche sistemi di protezione da guasti elettrici, sistemi di monitoraggio e altri componenti minori.

1.5.1 Inverter

I generatori FV producono energia in corrente continua, perciò è necessario un convertitore DC/AC (inverter) per alimentare i carichi in corrente alternata. La tecnologia inverter più comunemente utilizzata è la VSI (Voltage Source Inverter) con *transistors*. Esistono due categorie di inverter in base al tipo di sistema in cui sono inseriti, ovvero *stand-alone* o connesso alla rete.

I vecchi inverter erano composti da tiristori, che erano in grado di trasmettere potenza dal lato DC al lato AC solo in presenza di una linea di tensione (*line commutated*), con un non indifferente ritardo tra segnale ed azione dell'interruttore. I nuovi inverter invece presentano transistori MOSFET e IGBT, i quali non hanno bisogno di una linea di tensione (*self-commutated*) e si comportano come interruttori elettronici. I transistori possono essere attivati e disattivati con un segnale arbitrario.

La forma d'onda della tensione di uscita (lato AC) è un parametro importante della qualità del dispositivo e ne influenza il costo. I transistori permettono di ottenere curve con un basso contenuto armonico rispetto ai tiristori, ovvero più simili all'onda sinusoidale. L'accensione di un inverter con tiristori avviene con un angolo di ritardo di circa 180° (in pratica, è di circa 150°).

Il vantaggio più importante degli inverter a tiristori è il basso costo grazie alla tecnologia piuttosto matura. Tuttavia, essi presentano un alto contenuto di armoniche e un basso fattore di potenza che richiede filtri appositi.

Gli inverter più economici, costituiti da 4 transistori collegati in una configurazione a ponte (*H-bridge*), danno una forma d'onda quadrata con perdite minime, ma ad alto contenuto di armoniche. Gli inverter sinusoidali modificati hanno un costo intermedio: l'uscita della forma d'onda può essere trapezoidale, la quale si avvicina al modello sinusoidale. Gli inverter *Sinewave* sono i più costosi: vengono utilizzati per carichi che richiedono una tensione sinusoidale.

Tipicamente, gli inverter sinusoidali sono controllati attraverso la tecnica *Pulse Width Modulation* (PWM). Questa tecnica si basa sul confronto tra una forma d'onda triangolare e una forma d'onda sinusoidale al fine di generare il segnale di controllo del transistore.

Il parametro di controllo principale è l'indice di modulazione, che rappresenta il rapporto tra l'ampiezza della forma d'onda sinusoidale e l'ampiezza della forma d'onda triangolare: esso varia tra 0 e 1. Quando supera l'unità, si parla di sovra-modulazione.

Gli inverter con transistori sono divisi in due gruppi principali, a seconda della frequenza del trasformatore: bassa (50 o 60 Hz) o alta (decine di KHz).

Il trasformatore a 50 Hz è toroidale per migliorare le prestazioni magnetiche, ma è pesante e ingombrante. I trasformatori ad alta frequenza (HF) sono fatti di ferrite con basse perdite nel ferro. Dal momento che la tensione è proporzionale alla frequenza e al flusso magnetico, un aumento di frequenza, a tensione costante, provoca una riduzione del flusso magnetico, che è proporzionale alla sezione trasversale del circuito magnetico. Di conseguenza, le dimensioni dei trasformatori che lavorano ad alta frequenza presentano dimensioni ridotte.

Tuttavia, in questo caso sono necessari ulteriori livelli di conversione di potenza, con un connesso aumento del numero di componenti elettronici e dei costi.

Gli inverter senza trasformatore presentano invece basse perdite a pieno carico e alte prestazioni, son leggeri e con un volume ridotto. Tuttavia, questo tipo di inverter inietta componenti in corrente continua nella rete con corrente alternata, con conseguenti possibili problemi di sicurezza.

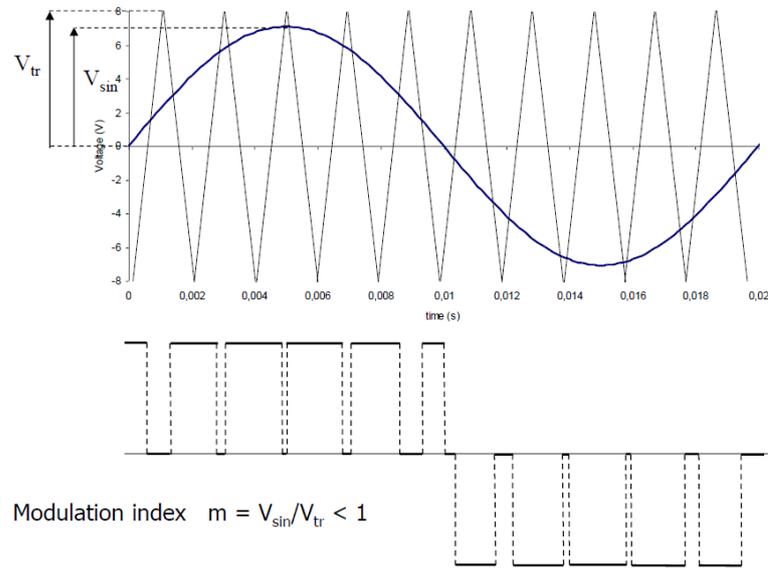


Fig. 1.5.1.1 Confronto tra forma d'onda triangolare a 500 Hz e forma d'onda sinusoidale a 50 Hz.

I componenti principali di un inverter sono mostrati nella seguente figura. Vi sono presenti: un condensatore (C_{rip}), il quale compensa eventuali fluttuazioni dell'alimentazione in corrente alternata; l'inverter *H-bridge* controllato con tecnica PWM; un filtro LC, che serve per ottenere una tensione il più possibile sinusoidale (nel caso di connessione alla rete, l'induttore L aiuta a disaccoppiare dalla rete); un trasformatore, il quale fornisce il livello di tensione richiesto dai carichi.

L'idea che sta dietro il funzionamento dell'inverter è semplice: gli *switches* rappresentati dai transistori o dai tristori si aprono e si chiudono con una certa frequenza e in base a quali vengono aperti e quali chiusi, si generano diversi percorsi di corrente all'interno del circuito che generano una tensione dal lato AC positiva o negativa nel tempo, e quindi una corrente alternata. Se ad esempio il transistorore 1 e il transistorore 4 della figura seguente sono aperti e gli altri chiusi, la corrente genera al carico una tensione positiva. Viceversa, se il transistorore 2 e il transistorore 3 della figura seguente sono aperti e gli altri chiusi, la corrente genera al carico una tensione negativa. Nel caso la tensione sia nulla, la corrente non proviene dal generatore fotovoltaico ma dall'induttore L e genera un percorso chiuso tra l'induttanza, il transistorore 3 e l'1.

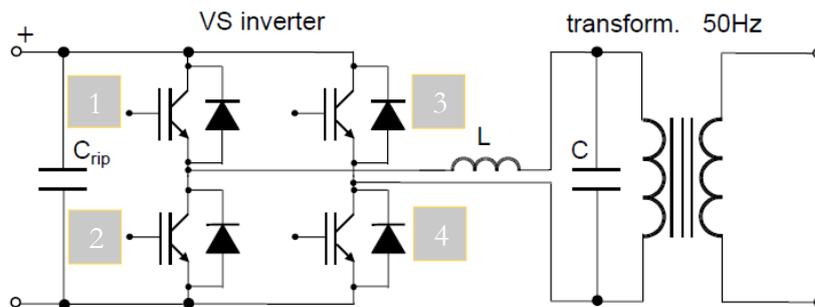


Fig. 1.5.1.2 Schema semplificato dell'inverter.

Per quanto riguarda le applicazioni fotovoltaiche *stand-alone*, in un sistema autonomo (ad esempio per utenti residenziali non collegati alla rete elettrica), è generalmente richiesta un'alimentazione in corrente alternata monofase caratterizzata da 230 V e 50 Hz di frequenza o 110 V e 60 Hz di frequenza.

Se il sistema autonomo include batterie di accumulo elettrochimico, la tensione di ingresso dell'inverter (lato CC) corrisponde tipicamente a 12, 24, 48 V o multipli, mentre il livello di uscita viene ottenuto utilizzando trasformatori *step-up*.

Particolari qualità che deve presentare un inverter per applicazioni *stand-alone* sono: elevata efficienza di conversione anche a bassi carichi, quindi senza perdite di carico; stabilità dell'ampiezza della tensione in uscita ($\pm 10\%$) e della frequenza ($\pm 0,01\%$); basso contenuto di armoniche; capacità di fornire potenza oltre valori nominali per un breve periodo (da 2 a 4 volte la potenza nominale), come nel caso di avviamento di un motore; capacità di scambiare potenza reattiva.

Per applicazioni *grid-connected* invece, è necessario un inverter con onda sinusoidale pura per iniettare energia attiva nella rete. A tale scopo, gli inverter a tiristori o gli inverter a transistor sono entrambi utilizzati.

Essi sono generalmente dotati di un trasformatore per garantire la separazione galvanica dalla rete e sono dotati di hardware e software impiegati per trovare e lavorare sul punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (MPPT).

I tiristori sono utilizzati solo in sistemi fotovoltaici con potenza nominale superiore a 100 KW.

Le specifiche più importanti degli inverter collegati alla rete sono: elevata efficienza di conversione e basse perdite di carico (meno dell'1%); fattore di potenza superiore a 0,9; basso contenuto di armoniche; tracciamento del punto di massima potenza MPP del generatore FV; possibilità di limitare la potenza in ingresso dal generatore FV spostando il punto operativo (spesso a tensioni superiori a quelle corrispondenti alla potenza massima); ondulazione bassa sulla tensione del generatore FV; arresto automatico in caso di tensione/frequenza di rete al di fuori degli intervalli consentiti dall'operatore di rete; auto spegnimento a bassi valori di irraggiamento. [26]



Fig. 1.5.1.3 Esempio di inverter fotovoltaico per immissione in rete. A sinistra gli ingressi delle stringhe dei moduli, a destra l'uscita monofase verso la rete in corrente alternata.

1.5.2 MPPT

Al fine di ottimizzare l'efficienza del generatore FV, nei sistemi fotovoltaici all'inverter viene accoppiato un convertitore DC/DC, controllato da un inseguitore del punto di massima potenza della curva I-V del pannello (MPPT). Esso permette l'estrazione della massima potenza in uscita dal generatore FV a diversi valori di radiazione solare e temperatura. Permette inoltre il trasferimento della potenza al carico con livelli di tensione e corrente diversi dai livelli in ingresso.

Il tracciamento del punto di massima potenza può essere effettuato in modo continuo o in step temporali (per esempio, ogni frazione di minuto). Come si evince dalla natura della curva I-V del modulo, la derivata della caratteristica I-V del generatore FV è uguale al rapporto tra la corrente di carico e la tensione nel punto massimo, cioè $|dI/dU| = I/U$. Questa proprietà può essere utilizzata per inseguire il punto di massima potenza.

Esistono tre tecniche possibili per controllare che il sistema lavori sempre alla massima potenza:

(1) *Incremental Conductance (IC)*, è il metodo più corretto, che esplora l'accoppiamento perfetto tra generatore FV e carico ($R_{int}=R_{load}$).

(2) *Constant Voltage (CV)*, è il metodo più accurato ma non il più rapido, nel quale dopo diverse misurazioni della tensione di circuito aperto V_{oc} , la frazione di V_{oc} corrispondente al punto di massima potenza viene determinata.

(3) *Perturb and Observe (P&O)*, è il metodo più usato e che qui descriveremo, perché un buon compromesso tra costo e prestazioni. Il concetto è il seguente: si crea una variazione di tensione ΔU e si misura la variazione di potenza ΔP corrispondente. Se ΔP è positivo, viene implementata un'ulteriore variazione di tensione nella stessa direzione; altrimenti, il segno della variazione è cambiato.

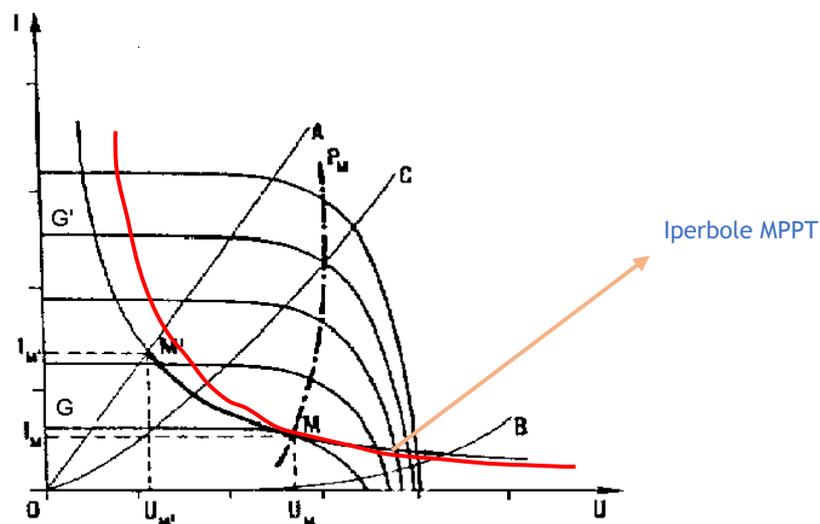


Fig. 1.5.2.1 Rappresentazione del funzionamento dell'MPPT.

La figura precedente esplica il ragionamento appena visto. La linea 0-A rappresenta il carico, a una data irradianza G e temperatura T. La potenza massima assorbita dall'MMPT e proveniente dal generatore FV è rappresentata dal punto M, a corrente I_M e tensione U_M . Tuttavia, affinché tutta la potenza assorbita venga valorizzata in base alla richiesta del carico, la potenza in uscita dallo stesso deve ricadere sulla linea del carico e perciò sul punto M', a corrente I_M' e tensione U_M' . La potenza trasferita è sempre la stessa e perciò il

prodotto tra corrente e tensione in ingresso e uscita deve risultare il medesimo. In base a questa assunzione, si può costruire una curva, più precisamente un'iperbole (in rosso), che identifica i punti attraverso i quali l'MPPT si muove durante il suo funzionamento al variare delle condizioni.

L'MPPT può assumere tre configurazioni di circuito: *step-down* (o *buck*), *step-up* (o *boost*), *buck/boost*. Nella figura seguente viene mostrata una configurazione *step-down* (il caso più frequente), che è composta da un transistor in serie e un diodo in antiparallelo per consentire il ricircolo della corrente in uscita. La tensione di uscita U_d è stabilizzata e filtrata da un condensatore.

Il transistor è acceso e spento seguendo il ciclo di lavoro $\alpha = T_{ON}/(T_{ON}+T_{OFF})$. La relazione tra le tensioni di ingresso/uscita è $U_i = U_c/\alpha$. [26]

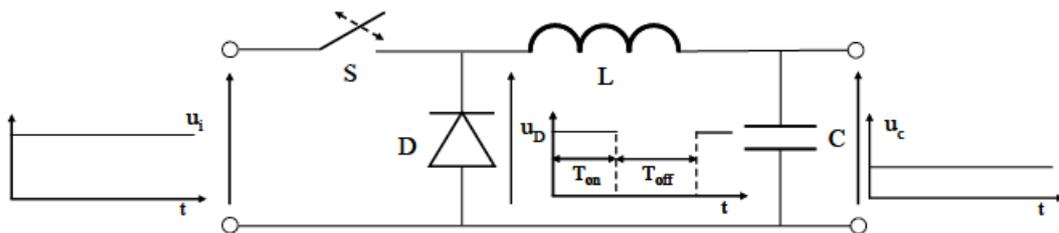


Fig. 1.5.2.2 Schema semplificato di un MPPT.

Requisiti di un MPPT sono alta affidabilità ed efficienza superiori al 97% per ampie gamme di irraggiamento e temperatura. Tuttavia, durante il funzionamento, il punto debole dell'MPPT è il seguente: in caso di modifiche molto veloci dell'irraggiamento dovuto al passaggio di nuvole o in caso di fenomeni di ombreggiamento (vicino agli ostacoli) del generatore FV, è difficile per il dispositivo tracciare il punto di massima potenza. La curva in questo caso può mostrare più di un punto di massima potenza, e l'MPPT può tracciare un picco locale invece del picco globale.

1.6 Fattori e parametri caratteristici

In questo paragrafo riassumiamo brevemente quali sono i fattori ambientali che influenzano la curva I-V di un modulo fotovoltaico, ovvero irraggiamento e temperatura, e quali fattori provocano perdite di performance nella cella solare. Ci soffermiamo poi sulla definizione di alcuni parametri fondamentali per la caratterizzazione di un modulo FV, quali potenza prodotta, energia prodotta, efficienza, *performance ratio*.

1.6.1 Fattori che influiscono sulla caratteristica I-V: irraggiamento e temperatura

La caratteristica I-V della cella solare, a temperatura costante, cambia in funzione dell'irraggiamento G . Quando G diminuisce, la corrente di corto circuito I_{sc} diminuisce proporzionalmente, mentre la tensione di circuito aperto V_{oc} diminuisce logaritmicamente. La figura seguente mostra tale relazione.

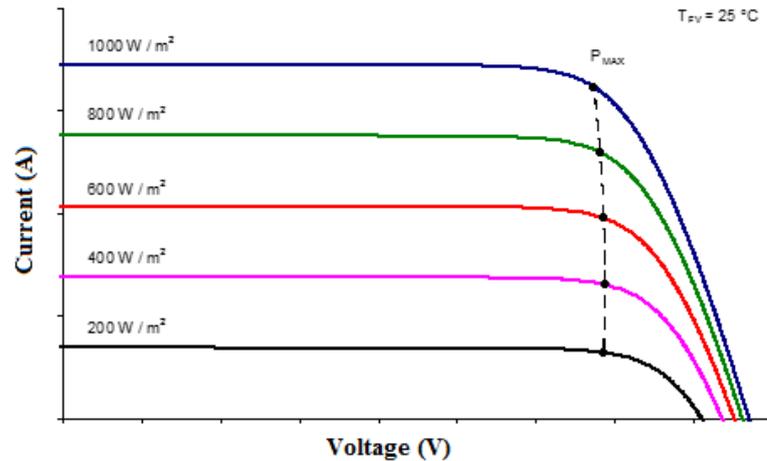


Fig. 1.6.1.1 Relazione tra curva I-V e irraggiamento G.

La caratteristica I-V dipende anche dalla temperatura a cui operano i moduli. A radiazione costante G, l'aumento della temperatura causa un leggero aumento della corrente fotovoltaica I_{ph} e quindi dell'I_{sc} (o della densità di corrente J_{sc}), e una diminuzione di V_{oc}.

Queste variazioni causano un gradiente termico della potenza massima che è circa costante. Di seguito la figura mostra tale relazione.

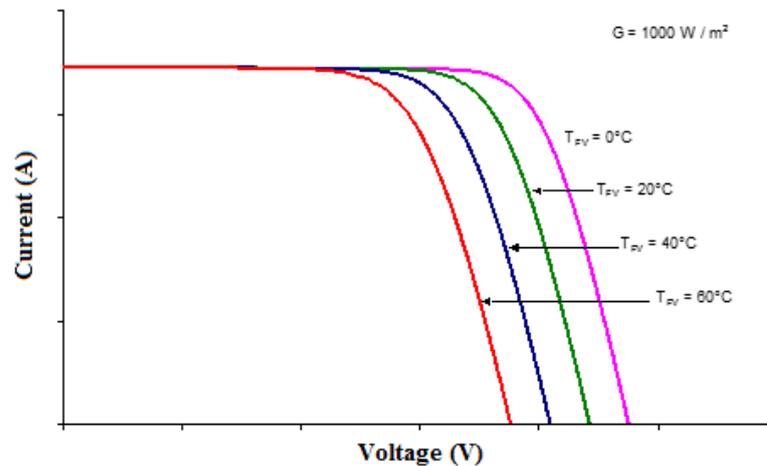


Fig. 1.6.1.2 Relazione tra curva I-V e temperatura.

La temperatura della cella viene stimata a partire dalla *Normal Operating Cell Temperature* (NOCT), ovvero la temperatura corrispondente all'equilibrio termico della cella, in condizioni di irraggiamento G pari a 800 W/m^2 e circuito aperto, alla temperatura ambiente T_a di 20 °C e velocità del vento di 1 m/s. Il valore di NOCT viene fornito dai produttori del pannello e varia di solito da 42 a 50 °C. L'equazione che esprime la temperatura della cella T_c in differenti condizioni operative è la seguente:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT-20}{800} G \quad (1.6.1.1)$$

I parametri di corrente, tensione, potenza a diverse condizioni di irraggiamento G e temperatura di cella T_c possono essere calcolati tramite equazioni che legano tali grandezze alle condizioni operative del modulo, tramite coefficienti detti coefficienti di temperatura (α , β , γ), dedotti sperimentalmente tramite appositi test. In particolare α è il coefficiente di temperatura della corrente (pari a $d(I_{sc})/d(T)$, derivata della corrente di cortocircuito rispetto la temperatura), β è il coefficiente di temperatura della tensione (pari a $d(V_{oc})/d(T)$, derivata della tensione di circuito aperto rispetto la temperatura), γ è il coefficiente di temperatura della potenza (pari a $d(P_m)/d(T)P_m$, derivata della potenza massima rispetto la temperatura normalizzata rispetto la potenza massima nominale). Le equazioni sono le seguenti:

$$I_{sc}(G, T_c) = I_{sc}(STC) \frac{G}{1000} (1 + \alpha_{I_{sc}} (T_c - 25)) \quad (1.6.1.1)$$

$$I_{mpp}(G, T_c) = I_{mpp}(STC) \frac{G}{1000} (1 + \alpha_{I_{mpp}} (T_c - 25)) \quad (1.6.1.2)$$

$$V_{oc}(G, T_c) = V_{oc}(STC) \frac{G}{1000} (1 + \beta_{V_{oc}} (T_c - 25)) \quad (1.6.1.3)$$

$$V_{mpp}(G, T_c) = V_{mpp}(STC) \frac{G}{1000} (1 + \beta_{V_{mpp}} (T_c - 25)) \quad (1.6.1.4)$$

$$P_m(G, T_c) = P_m(STC) \frac{G}{1000} (1 + \gamma_{P_m} (T_c - 25)) \quad (1.6.1.5)$$

dove STC sta per *Standard Test Conditions* e indica le condizioni standard dell'ambiente a cui vengono effettuate le misurazioni, ovvero con G pari a 1000 W/m^2 , temperatura della cella T_c pari a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e AM pari a 1,5 (*Air Mass*, rapporto tra la lunghezza del raggio di luce e la lunghezza del raggio di luce allo zenith che attraversano l'atmosfera). I_{mpp} e V_{mpp} sono la corrente e la tensione relative al punto di massima potenza, rispettivamente. [26]

1.6.2 Fattori che causano perdita di performance di cella

La conversione dell'energia solare in energia elettrica comporta, all'interno della cella, numerosi tipo di perdite. Tra queste, possiamo elencare:

- (1) La superficie superiore della cella tende a riflettere parte della radiazione solare incidente (circa il 10 %), perciò incapsulanti anti-riflettenti vengono impiegati per ridurre al minimo tale tipo di perdita.
- (2) Parte dell'energia dei fotoni incidenti non viene usata per creare coppie di elettroni-*holes* e perciò viene dissipata sotto forma di calore (circa il 25%).

(3) Alcuni fotoni incidenti non hanno invece abbastanza energia per creare coppie di elettroni-*holes* e questa poca energia inutilizzata viene acquistata dalla cella sotto forma di calore (circa il 20 %).

(4) Non tutte le coppie elettroni-*holes* vengono mantenute separate dal campo elettrico di giunzione. In questo caso l'elettrone non riesce a rimanere nello stato eccitato e torna nella banda di valenza ricombinandosi con l'*hole* che aveva creato. L'energia di ricombinazione viene assorbita sotto forma di calore (circa il 2%).

(5) Non tutta la potenza prodotta dalla cella viene inviata al circuito esterno ma parte di questa viene dissipata nelle resistenze di serie e *shunt* (circa il 20%). Questa perdita determina la classica forma distorta della caratteristica I-V della cella rispetto alla forma ideale rettangolare (vedi *fill factor*, par. 3.2). [26]

1.6.3 Parametri caratteristici

Diversi sono i parametri che identificano e caratterizzano ciascuno modulo e impianto fotovoltaico, in base ai quali possiamo operare delle scelte in ottica di design dell'intero sistema. Parametri caratteristici importanti di un modulo fotovoltaico sono, a parte la corrente prodotta e la tensione cui sono sottoposti, dalle condizioni di circuito aperto a quelle di cortocircuito, le resistenze in serie e di *shunt*, viste precedentemente, e il *fill factor*, spiegato successivamente nel par. 3.2.

La potenza prodotta da un modulo fotovoltaico è calcolabile a partire dai valori di corrente e tensione di cella. Essa presenta un punto di massimo come si evince dalla caratteristica I-V ed è ovviamente nulla nei punti di circuito aperto e cortocircuito. Una volta noto il valore di densità di potenza elettrica in uscita P_u (W/cm^2) è possibile calcolare il valore dell'efficienza del modulo FV, rispetto la potenza solare incidente G (W/cm^2). L'equazione è la seguente:

$$\eta = \frac{P_u}{G} \quad (1.6.3.1)$$

Questo valore di efficienza varia a seconda della tecnologia usata, come visto nel paragrafo 1.4.

La produzione di energia del sistema fotovoltaico è direttamente proporzionale alla radiazione solare incidente sulla superficie delle celle H_g (KWh/m^2) e i fattori di proporzionalità sono la superficie del sistema S_{pv} (m^2), l'efficienza dello stesso η_{STC} calcolata in STC (quindi con $G=1000 W/m^2$) e il *performance ratio* PR.

$$E_{ac} = H_g S_{pv} \eta_{STC} PR \quad (1.6.3.2)$$

All'interno del fattore denominato performance ratio sono riassunte tutti i fattori di perdita che portano ad avere un valore diverso di potenza in uscita rispetto a quello teorico. Tra questi fattori possiamo elencare:

- (1) *Mismatch* intrinseco tra le caratteristiche I-V dei moduli (η_{mis}).
- (2) Sporczia e fenomeno della riflessione del vetro frontale dei moduli (η_{d-r}).
- (3) Differente spettro solare rispetto allo spettro solare di riferimento (η_{spec}).
- (4) Perdite attraverso i collegamenti, diodi di *blocking*, fusibili e interruttori (η_{wir}).

- (5) Temperature più basse o più alte rispetto a quelle di STC, ovvero 25 °C (η_{temp}).
- (6) Irraggiamento non uniforme dei moduli, ad esempio a causa di ombreggiamento (η_{shad}).
- (7) Perdite nell'MMPT e nell'inverter (η_{PCU}).

Di seguito la definizione matematica del PR:

$$PR = \eta_{mis} \eta_{d-r} \eta_{spec} \eta_{wir} \eta_{temp} \eta_{shad} \eta_{PCU} \quad (1.6.3.3)$$

Il valore di PR differisce per ogni sistema fotovoltaico, tuttavia per sistemi connessi alla rete PR assume valori nel range 0,7-0,8, mentre per sistemi *stand-alone* con batterie si hanno valori intorno a 0,55-0,65. [26]

2. I difetti nei moduli fotovoltaici

Si definisce fallimento di un modulo fotovoltaico qualsiasi fenomeno che riduce la potenza del modulo rispetto al normale funzionamento e/o che in alcuni casi può creare un problema di sicurezza.

Un errore che non crea problemi in tal senso non provoca fallimento, e non rientrano nella categoria tutti quei fattori considerati non dipendenti dal modulo in sé. Spieghiamo meglio: se è presente della sporcizia sul pannello o se esso viene colpito da un fulmine, questi non possono essere considerati fallimenti del modulo, in quanto uno è dovuto ad una cattiva manutenzione da parte dell'operatore e l'altro da forze naturali imprevedibili. Quindi la definizione di fallimento si riferisce solo a tutti quei casi in cui il modulo fallisce in situazioni per cui è progettato.

Un errore che implica problemi di sicurezza è un fallimento che può mettere in pericolo qualcuno che sta lavorando con moduli fotovoltaici.

Le categorie di sicurezza classificano il tipo di guasto; in particolare sono definite tre classi. Queste classi sono utili per valutare l'azione necessaria da intraprendere in caso di errore.

Di seguito una tabella riepiloga le tre classi citate, tratte da [1].

CATEGORIA DI SICUREZZA	DESCRIZIONE
A	Nessun problema di sicurezza.
B (F,E,M)	L'errore può causare incendio (f), shock elettrico (e), danno fisico (m), se al primo errore ne consegue un altro collegato e/o un altro non dipendente.
C (F,E,M)	L'errore causa un problema diretto di sicurezza (incendio (f), shock elettrico (e), danno fisico (m)).

Analogamente possiamo definire delle classi di perdita di potenza. Di seguito una tabella le riepiloga.

CATEGORIA DI PERDITA DI POTENZA	DESCRIZIONE
A	Perdita di potenza al di sotto del 3%.
B	Degrado della potenza nel tempo con forma esponenziale.
C	Degrado della potenza nel tempo con forma lineare.
D	La degradazione della potenza si satura nel tempo.
E	La degradazione della potenza nel tempo segue degli step.
F	Diversi modi di degradazione della potenza nel tempo.

A differenza di un fallimento, un **difetto** non comporta necessariamente una perdita di sicurezza o di potenza per un modulo fotovoltaico, ma specifica una parte di modulo fotovoltaico diversa da come dovrebbe essere in un modulo fotovoltaico senza imperfezioni.

In questo capitolo quindi vedremo i principali tipi di difetti che possono affliggere i moduli FV commerciali, che negli ultimi tempi si sono studiati e scoperti. Alcuni sono più conosciuti perché storicamente noti e studiati, mentre altri sono meno spiegabili in quanto di recente scoperta e i cui meccanismi non sono ancora perfettamente noti. Cominceremo con i difetti che accomunano tutte le tecnologie fotovoltaiche, per poi specificare quelli che affliggono soprattutto particolari tecnologie. In particolare considereremo i difetti comuni in moduli a silicio cristallino convenzionali, a *thin-film* in silicio e a *thin-film* in CdTe.

2.1 Difetti presenti in tutti i tipi di moduli fotovoltaici

Nei paragrafi seguenti vedremo quali sono i difetti che possono colpire tutte le tecnologie di moduli fotovoltaici presenti sul mercato, ovvero la delaminazione, la perdita di adesione nel *back sheet*, la rottura della *junction box* e la possibile rottura del *frame*.

2.1.1 Delaminazione

Con il termine **delaminazione** si intende la perdita di adesione tra vetro, incapsulante, strati anteriori e strati posteriori di un modulo fotovoltaico. Tale adesione può essere compromessa per molte ragioni.

La tecnologia *thin-film* e altri tipi di tecnologia FV possono contenere un'ossido conduttivo trasparente (TCO), o uno strato simile, che può delaminare da uno strato di vetro adiacente.

Tipicamente, se l'adesione è compromessa da fattori antropici (ad esempio pulizia impropria del vetro) o da fattori ambientali, si verificherà tale fenomeno, che porta alla penetrazione di umidità, e quindi alla corrosione. La delaminazione che si verifica alle interfacce all'interno del percorso ottico determina una riflessione ottica e una successiva perdita di corrente (potenza) dai moduli (fino al 4%).

La delaminazione può essere relativamente facile da vedere ad occhio nudo, come mostrato nella seguente figura.

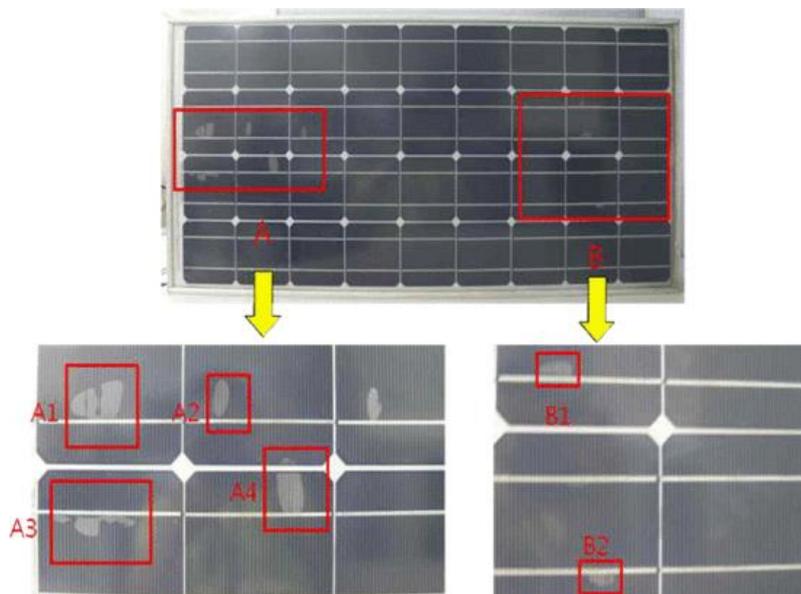


Fig. 2.1.1.1 Danno da delaminazione.

In teoria, il distacco delle interfacce potrebbe essere quantificato usando un riflettometro. La termografia a impulsi e a *lock-in* possono essere utilizzate per rilevare delaminazioni che non possono essere identificate visivamente. La

tomografia a raggi X e uno scanner a ultrasuoni possono anche essere usati per esaminare le delaminazioni meno evidenti nella risoluzione più elevata, ma entrambi richiedono un tempo di esame maggiore.

I fattori che influenzano la durata della coesione tra le varie interfacce all'interno di un modulo fotovoltaico possono includere raggi UV, temperatura e/o umidità. Ad esempio, la delaminazione del Polietilene Tereftalato (PET) contenuto nella copertura di fondo del modulo fotovoltaico è nota per essere influenzata dall'idrolisi del PET, che limita la sua capacità di essere esaminata in test accelerati usando la condizione di *damp-heat* test.

La delaminazione è più probabile che avvenga nell'interfaccia tra EVA e la cella solare, poiché la resistenza interfacciale può inizialmente essere più limitata rispetto all'interfaccia EVA / vetro. D'altra parte, la degradazione UV e il successivo infragilimento possono limitare l'adesione a lungo termine delle interfacce esposte al sole.

Si è notato che la delaminazione è più frequente nel clima caldo e umido, in alcuni casi si verifica in meno di 5 anni di esposizione del pannello alla luce solare.

Vediamo ora quali sono gli effetti di questo difetto sulle prestazioni del modulo.

La delaminazione causa una perdita delle performance dovuta al disaccoppiamento ottico dell'incapsulante. Notevole preoccupazione è data dalla probabilità che il vuoto risultante dalla delaminazione fornisca una posizione preferenziale per l'accumulo di umidità, aumentando la possibilità di corrosione nei contatti metallici.

I nuovi percorsi e la conseguente corrosione successiva alla delaminazione riducono le prestazioni del modulo, ma non rappresentano automaticamente un problema di sicurezza. La delaminazione del foglio posteriore, tuttavia, può costituire un problema significativo poiché espone componenti elettrici attivi. A causa di questo difetto può avvenire il distacco del modulo dal suo sistema di ancoraggio, un pericolo per il personale o la proprietà all'interno del sito di installazione. Inoltre, il distacco della scatola di giunzione può consentire l'esposizione a componenti elettrici attivi oltre alla possibilità di arco elettrico. Alcuni casi di incendi iniziati dall'arco sono stati segnalati da diversi siti di installazione FV.

Per avere un riscontro pratico, gli autori in [2] hanno effettuato ispezioni visive e analisi non distruttive su un sito di installazione FV vecchio di 5 anni situato nelle condizioni climatiche umide della Corea del Sud, dove si è evidenziato un calo delle prestazioni elettriche di circa lo 0,6% all'anno. In particolare, sono state svolte di seguito: ispezione visiva, test dell'elettroluminescenza e una *Line Mapping Analysis*.

Lo scopo principale dell'ispezione visiva è di identificare i principali cambiamenti fisici e chimici nel modulo, mentre un test delle prestazioni elettriche ha dato come risultato un calo del 3,3% di potenza rispetto al valore iniziale. La delaminazione si è verificata tra la cellula e l'interfaccia EVA e tra il vetro e l'interfaccia EVA.

Di particolare interesse è il fatto che il test di elettroluminescenza non è stato in grado di evidenziare il difetto di delaminazione, in quanto nelle foto i siti con delaminazione non erano diversi da altre siti in cui la delaminazione non si è verificata, come mostrato in figura.

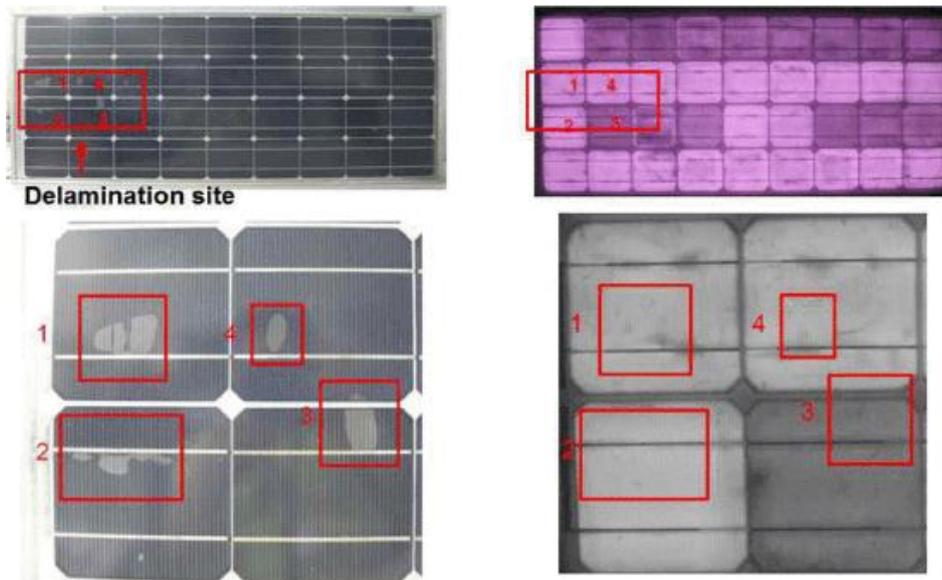


Fig. 2.1.1.2 Prova di elettroluminescenza per verificare la presenza di delaminazione. Come si nota, la prova non fornisce indizi della presenza del difetto.

E' stato invece utile allo scopo la *Line Mapping Analysis*. Si tratta di un'analisi di mappatura elettrica effettuata per misurare la variazione di potenza di ogni cella. Una lampada a xeno produce un irraggiamento solare a banda stretta che colpisce il modulo fotovoltaico. La densità di corrente viene acquisita a tensione costante, mentre il modulo viene ruotato da un motore. Come ultimo step, la densità di corrente in ogni punto del modulo viene calcolata.

L'impostazione sperimentale è mostrata nella seguente figura.

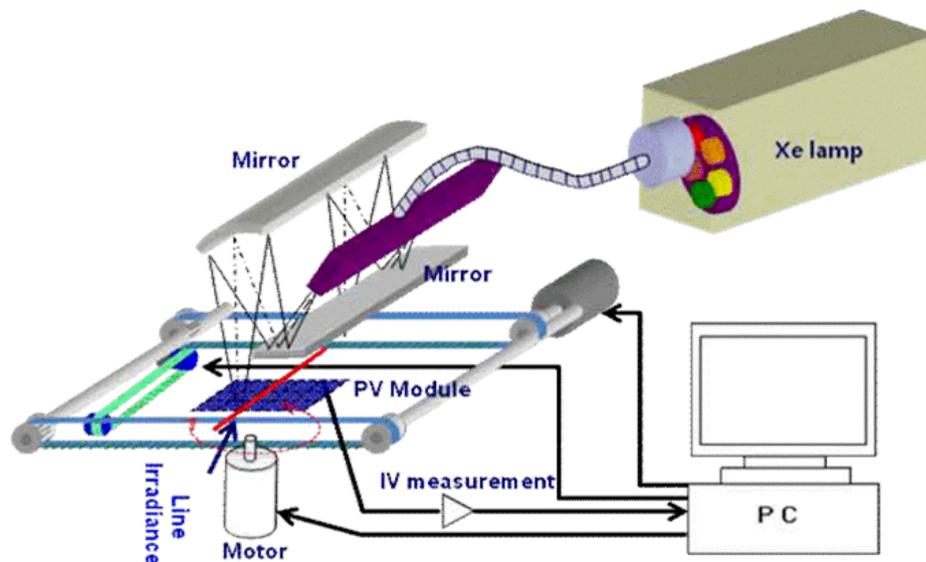


Fig. 2.1.1.3 Schema tecnico del test di *Line Mapping Analysis*.

Le immagini seguenti mostrano invece le caratteristiche di distribuzione elettrica ottenute per ogni posizione del modulo.

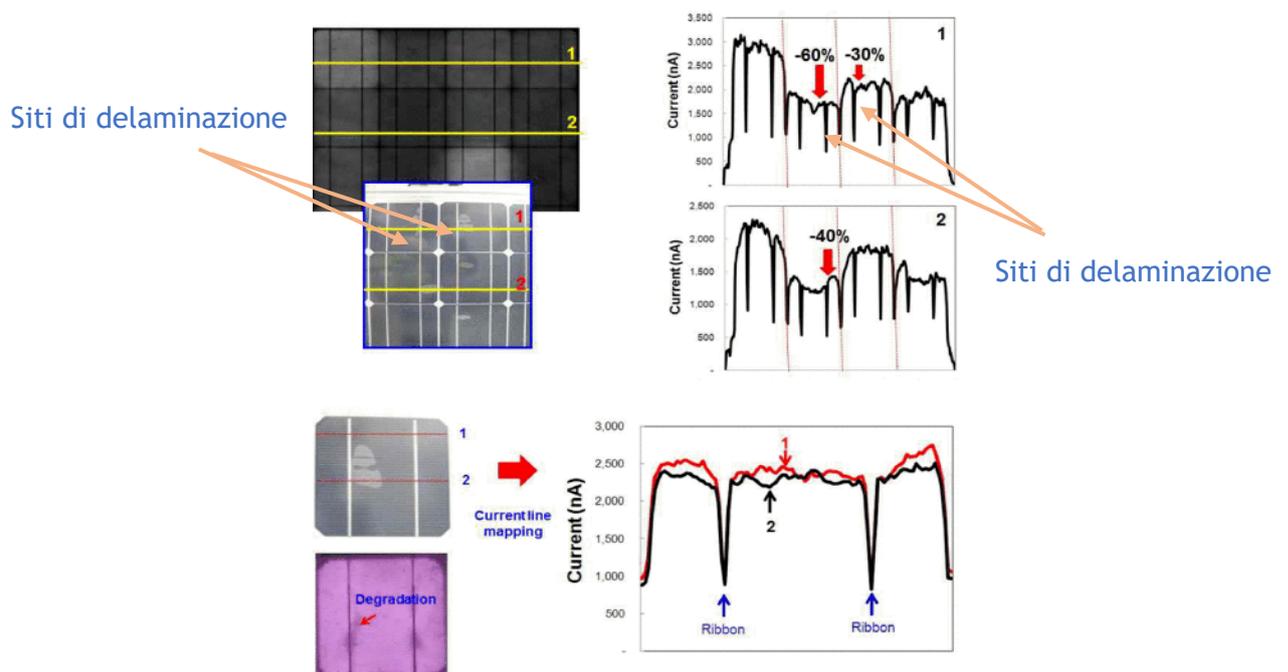


Fig. 2.1.1.4 Risultati del test di *Line Mapping Analysis*.

Si può notare facilmente che ci sono cambiamenti di prestazione elettrica nelle linee 1 e 2 dove la delaminazione si è verificata. Inoltre è presente una zona di degradazione della cella vicino al sito di delaminazione, dovuta ad altre cause. Questa tecnica, nonostante abbia evidenziato cali di corrente nei siti danneggiati, non ha fornito una chiara correlazione tra delaminazione e calo delle prestazioni.

Esistono alcune prove che possono essere effettuate per verificare se possa o meno verificarsi delaminazione.

La resistenza adesiva delle interfacce incapsulamento/vetro e incapsulamento/cella FV è comunemente esaminata utilizzando misure a doppio sbalzo (DCB), prove di taglio a compressione o test di sovrapposizione a taglio. Inoltre la resistenza adesiva di un foglio anteriore flessibile o di un foglio posteriore può essere misurata con una prova a sbucciatura a 180 °.

In conclusione, la delaminazione è un fenomeno che causa sia pericoli di vario genere (esposizione contatti attivi, archi elettrici, incendi, possibile caduta dei moduli) sia cali delle prestazioni generali come visto sperimentalmente ed è quindi il primo tipo di difetto da investigare su un pannello FV difettoso. [1][2]

2.1.2 Perdita di adesione del *back sheet*

Con il termine di *back sheet* si indica la parte posteriore di un modulo che serve sia a proteggere i componenti elettronici dall'esposizione diretta all'ambiente sia a garantire un funzionamento sicuro in presenza di tensioni continue. I fogli posteriori possono essere composti di vetro o polimeri e possono contenere una lamina di metallo. Più comunemente, un foglio posteriore è costituito da una struttura laminata con un polimero altamente stabile e resistente ai raggi UV, spesso un fluoropolimero all'esterno (noto come *Tedlar*), direttamente esposto all'ambiente, uno strato interno di PET, seguito da uno strato, spesso una poliolefina, per l'adesione allo strato di incapsulante posteriore nel modulo (EVA). Tra questi strati ve ne sono interposti altri adesivi. Recentemente sono stati implementati nuovi tipi di costruzione del *back sheet* che (tra gli altri materiali) possono utilizzare un singolo strato di PET, formulato per la stabilità UV e termica. La scelta del materiale dipende dal costo, dal tipo di resistenza meccanica necessaria, dalla necessità di isolamento elettrico e dalla necessità di escludere l'umidità dal modulo.

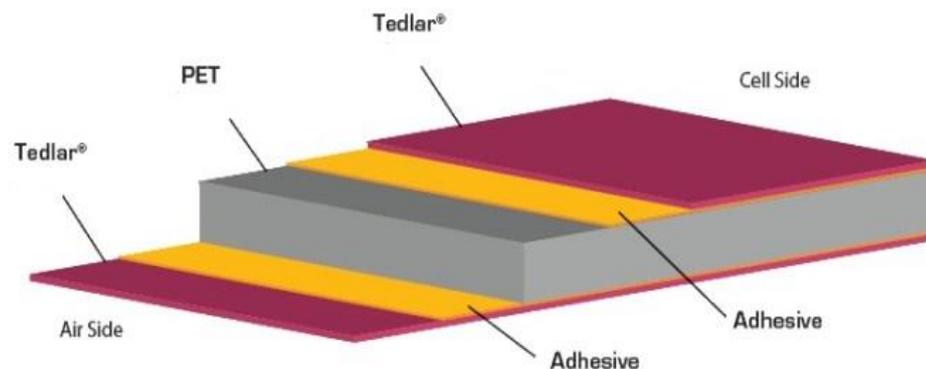


Fig. 2.1.2.1 Composizione del *back sheet* polimerico.

La degradazione del *back sheet* è stata suddivisa in due categorie. La prima categoria include problemi di adesione, come sbucciature, sfaldamento e screpolature. La presenza di questa degradazione può avere un effetto significativo sulla potenza e rappresenta anche un pericolo per la sicurezza. La seconda categoria invece include difetti come bolle, scolorimento e sfarinamento, che non influiscono immediatamente sulle prestazioni del modulo.

Quando viene usato un vetro posteriore invece di un foglio polimerico posteriore, questo potrebbe fratturarsi. Ciò può accadere a causa di un montaggio improprio, dell'impatto di grandine, dell'impatto da oggetti spazzati dal vento o qualsiasi altro tipo di stress meccanico. Se il modulo è costruito sotto forma di *thin-film* (ad esempio CIGS, semiconduttore più assorbente del silicio) sul foglio posteriore si può presentare un rischio significativo per la sicurezza oltre alla perdita di potenza significativa o addirittura completa per quel modulo. Lungo le rotture ci può essere un piccolo spazio e un po' di tensione che è in grado di produrre e sostenere un arco elettrico. Se ciò si verifica in concomitanza con il guasto di un diodo di bypass, l'intera tensione del sistema potrebbe essere presente attraverso lo spazio creando un arco ampio e prolungato che è probabile che fonda il vetro, provocando un incendio. Tuttavia invece, se un *back sheet* di vetro dovesse rompersi in un modulo a silicio cristallino, sarebbe comunque presente uno strato di incapsulante che fornisce una piccola misura di isolamento elettrico.

Inoltre, quando un modulo è costruito con pannelli frontali e posteriori di vetro, potrebbero esserci ulteriori sollecitazioni che favoriscono il fenomeno di delaminazione visto nel paragrafo 2.1 e/o la rottura del vetro. Senza un adeguato controllo della laminazione durante il processo di produzione del pannello, l'incapsulante in eccesso può essere espulso dai lati del modulo provocando un leggero piegamento del vetro. Ciò comporta la presenza di una significativa tensione di trazione nell'incapsulante sul bordo del modulo che avrà quindi una maggiore propensione a delaminare. Allo stesso modo, il vetro temperato non è

perfettamente piatto e il contatto con i materiali della cella porterà a ulteriori sollecitazioni meccaniche residue. Tutte queste sollecitazioni agiscono nell'aumentare la probabilità di delaminazione e rottura del vetro che possono portare a seri problemi di prestazioni e sicurezza.

I materiali del *back sheet* possono anche essere costituiti da una lamina metallica immersa in una struttura di laminato polimerico per fornire una struttura impermeabile all'umidità che sia leggera e potenzialmente flessibile. Questa soluzione produce un certo numero di gradi di sicurezza maggiori.

Tuttavia, in questo caso vi è la necessità di fornire uno strato di isolamento elettrico più robusto tra le celle e la lamina metallica. Qualsiasi piccola rottura dell'isolante elettrico presente su tutta la superficie del foglio comporterebbe l'applicazione all'intero foglio della tensione di sistema.

Inoltre, la lamina metallica agirà come un condensatore ad alta tensione con le celle che si comportano come degli elettrodi. A causa di questi specifici problemi di sicurezza, la comunità degli standard IEC sta attualmente elaborando un capitolo dedicato (IEC 61730).

Nella maggioranza dei casi, i moduli sono laminati con una struttura in foglio laminato polimerico, come nei tipici moduli a silicio cristallino. Essendoci più strati, ci sono un certo numero di interfacce che possono delaminare in risposta a calore, cicli termici, stress meccanico, umidità, luce UV o altri stress fisici o chimici. Se si verificano delaminazioni che formano bolle in un'area centrale aperta del *back* del modulo, ciò non rappresenterà un problema di sicurezza immediato. Quella zona probabilmente si troverebbe leggermente più calda in quanto il calore qui verrebbe condotto diversamente rispetto all'intero *back sheet*, ma fintanto che la bolla non viene ulteriormente disturbata, rotta o espansa, i problemi di prestazioni e sicurezza restano minimi.



Fig. 2.1.2.2 Creazione di bolle sul *back sheet* di un modulo.

Tuttavia, se la delaminazione del backsheet si verifica vicino a una scatola di derivazione o vicino al bordo di un modulo, vi sarebbero maggiori problemi di sicurezza. La delaminazione sul bordo può fornire un percorso diretto per l'ingresso di acqua liquida nel modulo durante un temporale o in presenza di rugiada. Ciò può fornire un percorso elettrico diretto a terra creando un serio problema di sicurezza. Allo stesso modo, la delaminazione in prossimità di una scatola di giunzione può farla allentare, sottoporre a sollecitazioni meccaniche componenti attivi e romperli. Un'interruzione qui è più probabile che causi il fallimento della connessione a un diodo di bypass e che produca un arco non attenuato alla piena tensione di sistema.

Quindi, se il modulo non è correttamente predisposto per l'adesione, se le superfici della cella FV non sono adeguatamente preparate, se le parti del *back sheet* non sono ben aderenti tra di loro o sono sensibili ai raggi UV, se si forma gas all'interno del modulo durante il processo di saldatura o a causa della vaporizzazione di acqua nell'EVA, il foglio di incapsulamento posteriore può non essere ben aderente e si possono formare bolle sulle superfici delle celle. Durante i periodi di elevata umidità, specialmente quando si forma la rugiada sul modulo a causa del raffreddamento dell'aria durante la notte, possono formarsi delle gocce d'acqua all'interno delle bolle. L'acqua liquida, specialmente se combinata con l'alta tensione, può causare danni

significativi e irreversibili ai componenti della cella. Questo tipo di degrado può rendere rapidamente un modulo non sicuro e/o inutilizzabile.

In conclusione, esistono molte forme e composizioni di differenti materiali per il *back sheet* di un modulo FV. Ognuno di queste ha un insieme di potenzialità di guasto che devono essere considerate durante la progettazione e l'esercizio del modulo. [1][3]

2.1.3 Junction Box difettosa

La *junction box* è il contenitore fissato sul retro del modulo che protegge la connessione delle stringhe di celle dei moduli ai terminali esterni. Generalmente la scatola di giunzione contiene i diodi di bypass per proteggere le celle in una stringa in caso di *hot spot* o *shadowing*. I guasti osservati solitamente sono:

- a) Fissaggio insufficiente della *junction box* al *back sheet*. Alcuni sistemi adesivi sono buoni per l'adesione a breve termine, ma risultano fallimentari per l'adesione a lungo termine.
- b) *Junction Box* aperte o mal chiuse a causa di uno cattivo processo di produzione.
- c) Ingresso di umidità che causa la corrosione delle connessioni e le interconnessioni delle stringhe nella scatola.
- d) Cablaggio errato che causa archi interni nella *junction box*. Questo guasto è particolarmente pericoloso perché l'arco può creare incendi.



Fig. 2.1.3.1 Guasti alla *junction box*. La foto a sinistra mostra una *junction box* aperta, quella centrale un *junction box* mal posta sul *back sheet* e quella a destra un *junction box* con cablaggio mal eseguito.

Contatti di saldatura delle interconnessioni di stringa non eseguiti a dovere potrebbero causare un'elevata resistenza e un conseguente riscaldamento nella *junction box*. In casi estremi il pericolo di incendio aumenta. Questi cattivi contatti di saldatura sono causati da basse temperature di saldatura o residui chimici del precedente processo di produzione sui giunti di saldatura. [1]

2.1.4 Rottura del *frame*

Il *frame* è il telaio che fa da cornice al modulo fotovoltaico e che sigilla i vari strati impedendo la contaminazione del modulo stesso. La più frequente fonte di stress per questa componente del modulo è data da carichi nevosi pesanti, che possono provocarne la rottura.

Molti moduli fotovoltaici sono stati progettati per essere installati in regioni con precipitazioni nevose consistenti nel periodo invernale. Per testare e certificare i moduli FV alla loro resistenza ai carichi nevosi pesanti è stato utilizzato il test di carico neve presente nella IEC 61215. Tuttavia, il test meccanico riprodotto in laboratorio non è in grado di modellare esattamente la sollecitazione straordinaria a cui è sottoposta la sezione inferiore di un modulo inclinato.

I carichi di neve strisciano in discesa e si intromettono nello spazio presente tra il bordo del telaio e la superficie superiore del modulo. Il ghiaccio formato dalla compressione delle parti inferiori del carico nevoso spinge contro la parte esposta del telaio.

La superficie inclinata del modulo consente alla neve di spostare il carico sulle parti inferiori del modulo, il che induce anche la generazione di una coppia (reazione vincolare) nei punti bloccati. Questo comportamento è amplificato da una forza gravitazionale più elevata rispetto al centro o alla parte superiore del modulo.

In funzione dell'angolo di inclinazione, la forza in discesa aumenta le sollecitazioni sul fondo del modulo, provocando potenzialmente una mancanza di resistenza per il mantenimento dell'integrità strutturale del vetro.

Se il telaio viene staccato dal vetro, il modulo fotovoltaico viene distrutto e deve essere sostituito.

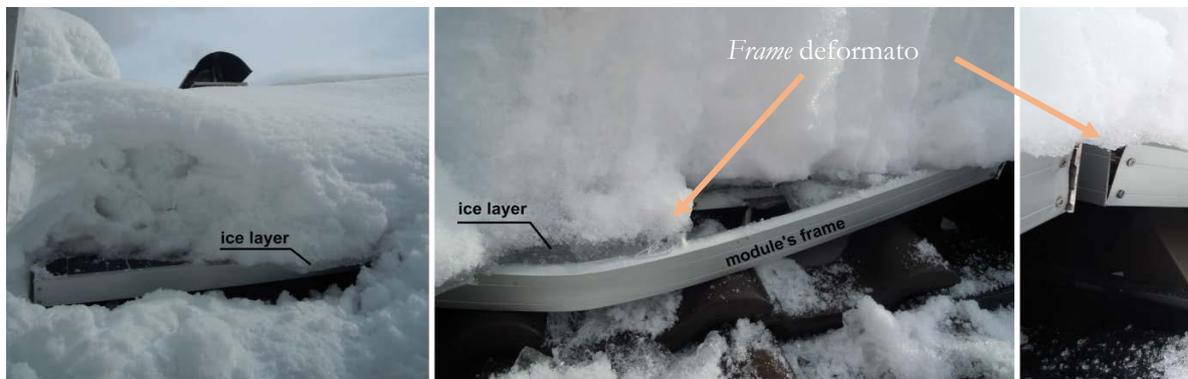


Fig. 2.1.4.1 Moduli danneggiati da un carico eccessivo di neve.

Da un punto di vista fisico, i carichi verticali che agiscono su una superficie inclinata si scompongono in due componenti: la forza normale F_N e la forza in discesa F_H . La forza F_R è l'attrito tra la neve e il vetro e neutralizza F_H .

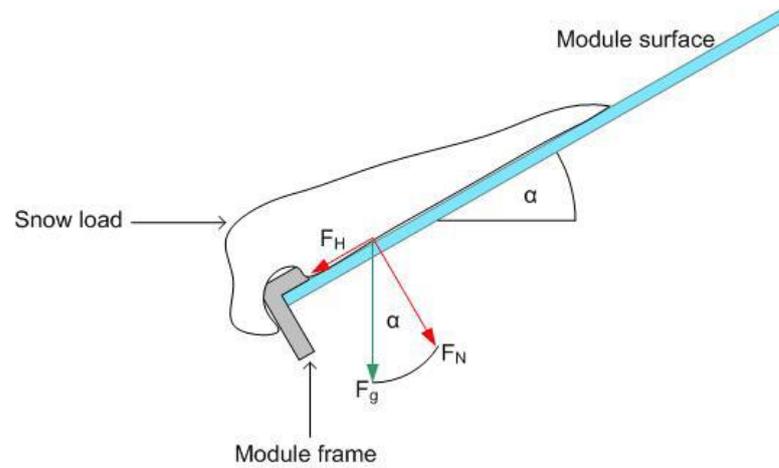


Fig. 2.1.4.2 Distribuzione di un carico nevoso su un modulo inclinato.

La neve che scorre lungo la superficie è distribuita in modo disomogeneo sulla superficie del modulo. I carichi disomogenei causano momenti e coppie nella parte inferiore del modulo lungo la direzione assiale del provino. I morsetti del modulo inferiore sono soggetti a grandi momenti. Inoltre, le basse temperature ($< 0^\circ \text{C}$) possono causare l'infragilimento degli adesivi e ridurre ulteriormente la stabilità. Lo strisciamento può verificarsi a temperature più elevate. [1]

2.2 Difetti presenti in moduli a base di silicio cristallino

I moduli fotovoltaici più comuni sono costituiti da celle solari al silicio cristallino. Pertanto è stata accumulata una grande quantità di informazioni sulla maggior parte dei guasti che affliggono moduli di questo tipo. Tuttavia, alcuni difetti come la perdita di potenziale indotto (PID) e le *snail tracks* sono stati studiati in dettaglio solo negli ultimi 3 anni, pertanto la loro descrizione non si considera conclusiva ma aperta a nuovi sviluppi.

2.2.1 Difetti meccanici

Le celle fotovoltaiche sono fatte di silicio e ciò le rende molto fragili. Le fessure provocate nelle celle sono crepe nel substrato di silicio che spesso non possono essere viste ad occhio nudo. Tali crepe possono formarsi in diverse lunghezze e orientamenti. Nel processo di fabbricazione dei moduli, un certo numero di celle fotovoltaiche è incorporato in un modulo. Nei moduli fotovoltaici odierni, la maggior parte delle volte vengono realizzati moduli da 60 celle fotovoltaiche l'uno.

L'affettatura del wafer di silicio, la produzione della cella, il processo di *stringing* e il processo di *embedding* provocano incrinature cellulari nelle celle fotovoltaiche. Soprattutto il processo di *stringing* delle celle solari ha un alto rischio di introdurre cricche cellulari nelle celle.

Una volta che le fratture delle celle sono presenti in un modulo FV, vi è un aumento del rischio che durante il funzionamento del modulo si creino incrinature a breve distanza in fessure più lunghe e più larghe. Ciò è dovuto alle sollecitazioni meccaniche causate dal vento o dal carico di neve e dalle sollecitazioni termomeccaniche sui moduli a causa delle variazioni di temperatura causate dalle nuvole passeggero e dalle variazioni meteorologiche.

Inoltre ci sono alcuni tipici schemi di frattura in un modulo fotovoltaico rilevabili mediante immagini a elettroluminescenza.

Esempi di questi schemi di frattura sono mostrati di seguito.

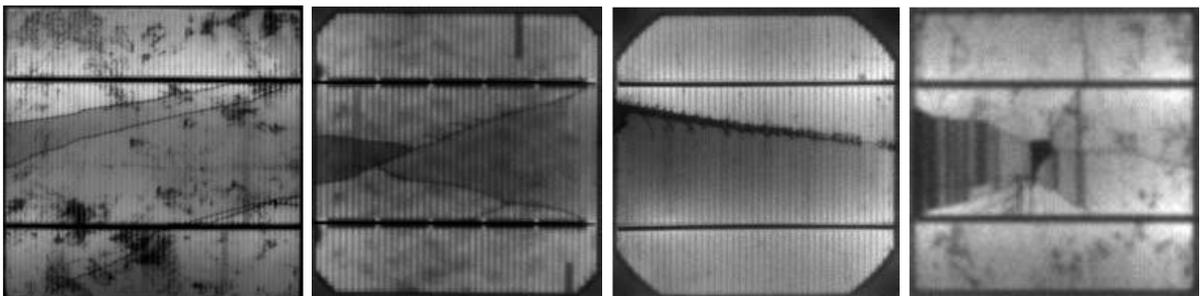


Fig. 2.2.1.1 Schemi di frattura dovuti a una cattiva fase di produzione.

Un modello di incrinatura ripetitivo il cui aspetto viene ruotato di 180 ° da una stringa alla stringa vicina è causato da un errore di produzione (tipicamente causato dalla traversa) prima della laminazione del modulo fotovoltaico. Questo pattern di crack ripetitivo non può essere creato dopo la laminazione.

A seconda del tipo di fessurazione, lo stress termico, meccanico e l'umidità possono portare ad avere parti di celle "morte" o "inattive" che causano una perdita di potenza dalla cella fotovoltaica interessata. Una parte di cella morta o inattiva significa che questa particolare parte della cella fotovoltaica non contribuisce più alla potenza totale del modulo solare. Quando questa parte morta o inattiva è maggiore dell'8% dell'area totale della cella, si avrà una perdita di potenza che aumenta all'incirca linearmente con l'area della cella inattiva. Questa regola vale per i moduli FV con 230 W_p di potenza, 60 celle, lunghezza del bordo di 156

mm e 3 diodi di bypass. Invece, un'area inattiva del 50% o più porterà a una perdita di potenza di un terzo dell'energia del modulo solare quando il diodo di bypass viene attivato. Questo accade a causa del guasto di una cella in una delle tre stringhe del modulo.

Per le stringhe dei moduli fotovoltaici, la perdita di potenza è molto più drammatica a seconda dell'area inattiva. La dipendenza tra l'area della cella inattiva e la perdita di potenza viene confrontata nella figura seguente per un singolo modulo FV e una stringa di 20 moduli FV simulati per i moduli FV.

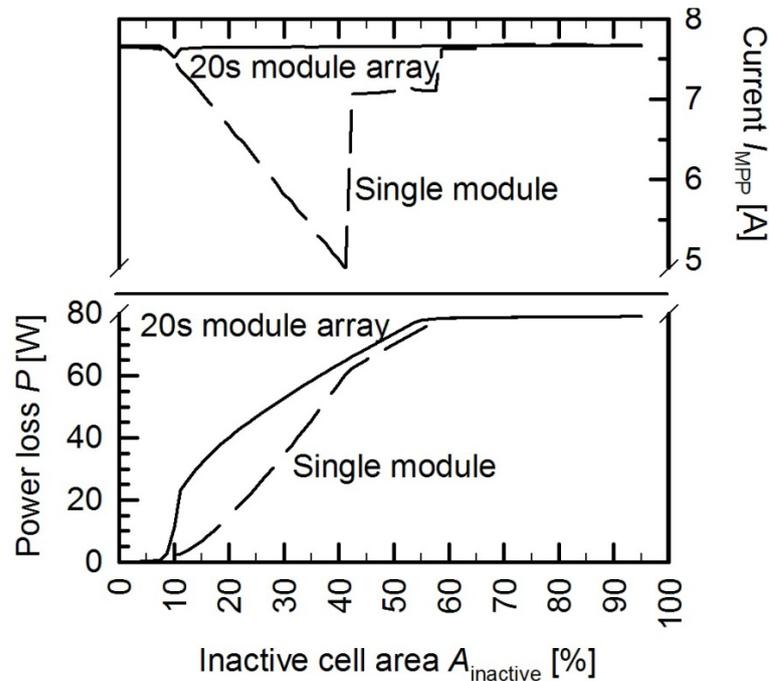


Fig. 2.2.1.2 Simulazione della perdita di potenza di un singolo modulo fotovoltaico da 230 Wp con una singola cella solare avente un'area cellulare inattiva. Viene anche mostrata la perdita di potenza simulata di un array di 20 moduli PV contenente questo modulo difettoso. Più dell'8% dell'area di celle inattive nell'array composto da 20 moduli porta a una perdita di potenza molto più elevata rispetto al modulo fotovoltaico stand-alone. Queste simulazioni dipendono dalle caratteristiche di polarizzazione inversa assunte per i moduli di silicio.

La figura precedente mostra che per una lunghezza di stringa elevata ma tipica dei moduli solari, la perdita di potenza dovuta alle aree di celle inattive aumenta molto più rapidamente all'8% di area inattiva di cella rispetto a un singolo modulo fotovoltaico. Pertanto, un'area cellulare inattiva superiore all'8% non è accettabile. Oltre al rischio di perdita di energia, esiste una possibilità che si creino *hot spots* a causa di parti di celle inattive superiori all'8%. Questo accade se la cella incrinata ha un percorso di corrente inverso localizzato nella parte di cella ancora attiva. A causa dell'area cellulare mancante, la cella viene spinta in polarizzazione inversa e la piena corrente può fluire lungo il percorso localizzato. Ciò può causare *hot spots* e quindi *burn marks* (paragrafo 2.2.4).

Maggiore è il numero di incrinature cellulari in un modulo, maggiori sono le possibilità che un modulo fotovoltaico sviluppi crepe più lunghe e più ampie nel corso della sua durata. Un test di invecchiamento accelerato con congelamento dell'umidità (combinazione delle procedure di prova definite nella norma IEC 61215) mostra una correlazione tra il numero di cricche e la perdita di potenza, come mostrato in figura.

A causa della dipendenza della perdita di potenza dall'orientamento della frattura cellulare in una cella, la correlazione tra il numero di fessure delle celle e la perdita di potenza è molto imprecisa. Tuttavia, per ottenere statistiche più accurate, il rischio medio di perdita di potenza dovrebbe essere lineare con il numero di celle con cricche cellulari, come si può supporre dai risultati del test di invecchiamento.

Non è ancora noto come, nei moduli FV installati e operativi, le cricche si sviluppino e quale sia la velocità di isolamento delle parti di celle incrinare. Si sono registrati moduli fotovoltaici con molte celle incrinare, che tuttavia due anni di servizio non hanno presentato rilevanti perdite di potenza. Ci sono esempi in letteratura che dimostrano come le crepe cellulari possano avere un impatto drammatico sull'output dei moduli fotovoltaici. Per esempio, in un parco solare con 159 moduli fotovoltaici con 165 Wp di potenza, quasi il 50% dei moduli fotovoltaici mostra una perdita di potenza di circa il 10% o più dopo 6 anni di funzionamento. Mentre il 3,8% dei moduli mostra incrinature di celle che costringono il diodo di bypass a bypassare il sottomodulo incrinato. [1]

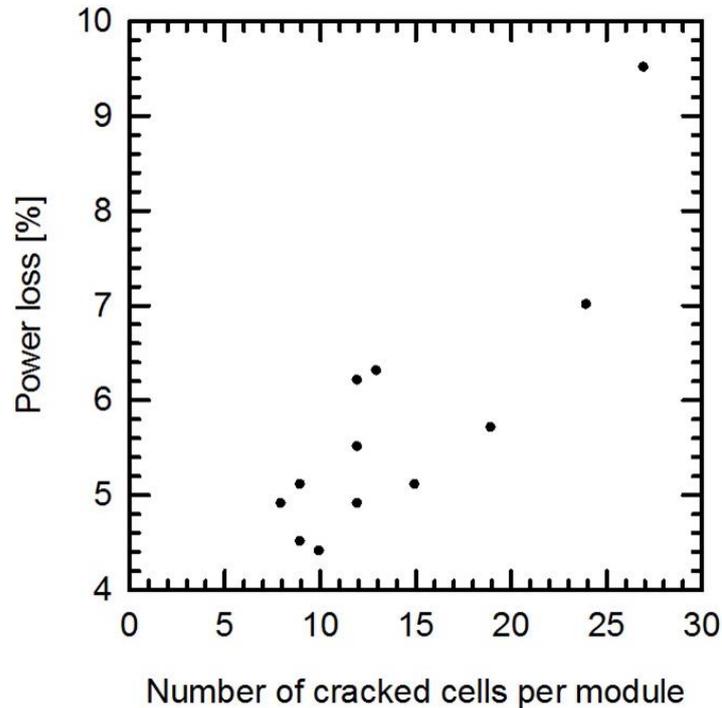


Fig. 2.2.1.3 La perdita di potenza dopo una sequenza di test di carico meccanico e 200 cicli di congelamento dell'umidità è correlata al numero di celle incrinare nel test di carico meccanico. Ogni punto rappresenta un singolo modulo fotovoltaico. Una perdita di potenza di polarizzazione di circa il 3% è causata dalla corrosione del vetro.

2.2.1.1 Difetti di produzione della cella

Durante il processo di realizzazione delle celle solari è possibile che diversi tipi di difetti vengano a crearsi, in particolare durante il processo di *firing* e in seguito.

Come descritto in [4], il primo di questi difetti è dato dalla presenza di **macchie scure** presenti su alcuni punti della cella. Queste chiazze osservabili nelle immagini acquisite tramite elettroluminescenza mostrano punti con bassi valori di intensità luminosa e dunque sono soggette a una scarsa produzione di corrente.

Il processo di *firing* 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 viene attivato in modo omogeneo su tutta la superficie ed il risultato è una cella non capace di generare corrente in modo omogeneo. Questo effetto è facilmente visibile osservando l'intensità di elettroluminescenza a causa della non uniforme quantità di calore ceduta alla cella nel forno. [4]

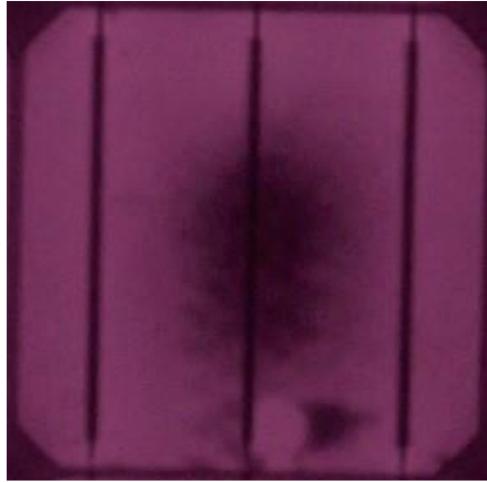


Fig. 2.2.1.1.1 Cella affetta da macchia scura sulla superficie.

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. [4]

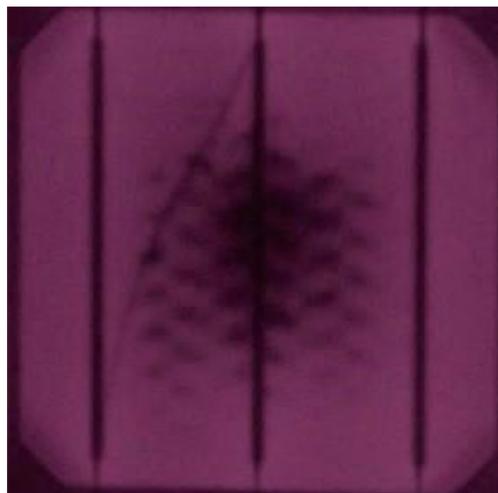


Fig. 2.2.1.1.2 Cella affetta da *chain pattern*.

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 fingers 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. [4]

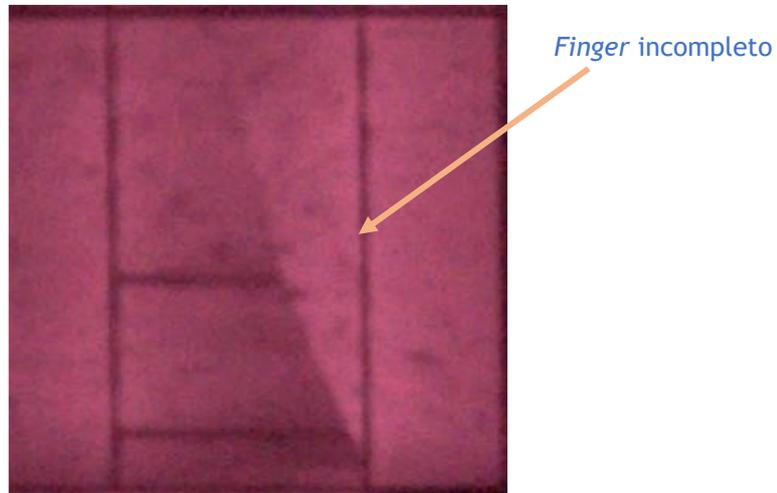


Fig. 2.2.1.1.3 Cella con un *finger* incompleto.

Per ogni linea di produzione in condizioni normali è possibile specificare la probabilità p di avere una frattura cellulare in una cella FV. Se si prendono $n=60$ celle delle celle prodotte per realizzare un modulo fotovoltaico, la probabilità p^k di avere un certo numero k di celle con incrinature nel modulo FV è data dalla distribuzione binomiale seguente:

$$p^k = \binom{n}{k} (1 - p)^{(n-k)} \quad (2.2.1.1.1)$$

In altre parole, l'eq. (2.2.1.1.1) fornisce la probabilità p^k per un modulo fotovoltaico (con n celle) di avere k celle incrinature se si conosce la probabilità (p) di incrinature della cella durante la produzione. Pertanto, il modo migliore per creare un criterio di qualità per i moduli fotovoltaici è quello di utilizzare la distribuzione binomiale per descrivere il numero di crepe per modulo direttamente dopo la produzione. Un esempio per una distribuzione delle crepe cellulari in produzione è dato nella seguente figura.

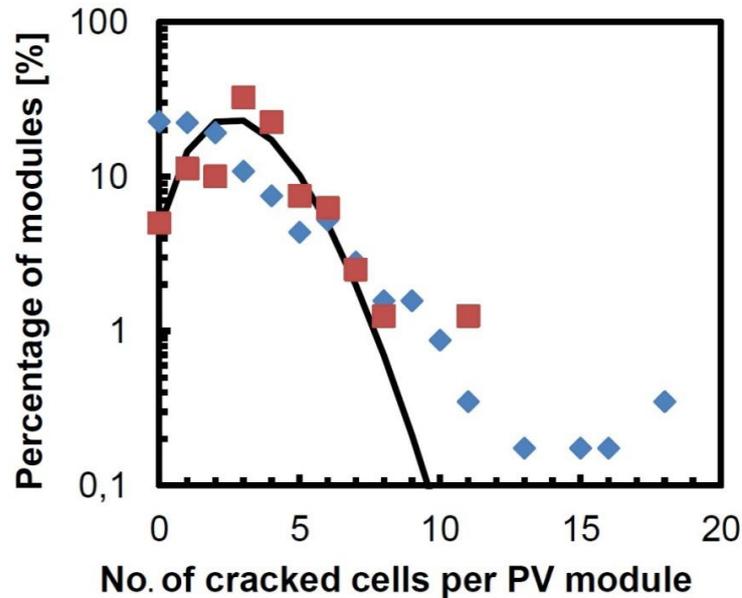


Fig. 2.2.1.1.4 Istogramma logaritmico di moduli FV a 60 celle che mostra un numero specifico di fessure per modulo fotovoltaico. I quadrati rossi mostrano la distribuzione di *crack* dei moduli fotovoltaici direttamente dopo la produzione. I diamanti blu mostrano la distribuzione di *crack* dei moduli fotovoltaici trovati sul campo. La curva rappresenta la distribuzione binomiale dell'equazione (2.2.1) per $p = 5\%$.

La distribuzione binomiale descrive bene questa distribuzione delle incrinature cellulari causata dalla produzione.

Ci sono tre diverse fonti di cricche cellulari durante la produzione; ognuno ha la sua probabilità di occorrenza p :

- Le incrinature a partire dal nastro di interconnessione cellulare sono causate dallo stress residuo indotto dal processo di saldatura. Queste fessure si trovano spesso alla fine o al punto di partenza del connettore, perché c'è il massimo stress residuo. Questo tipo di crack è il più frequente.
- La cosiddetta incrinatura incrociata, che è causata dagli aghi che premono sul wafer durante la produzione.
- Le crepe a partire dal bordo della cella che sono causate dal rimbalzo della cella contro un oggetto duro.

2.2.1.2 Difetti di fabbricazione del modulo

Durante la fase di costruzione dei moduli, le celle 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.



Fig. 2.2.1.2.1 Cella con 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. [4]

2.2.1.3 Difetti dovuti a trasporto e installazione del modulo

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. [4]

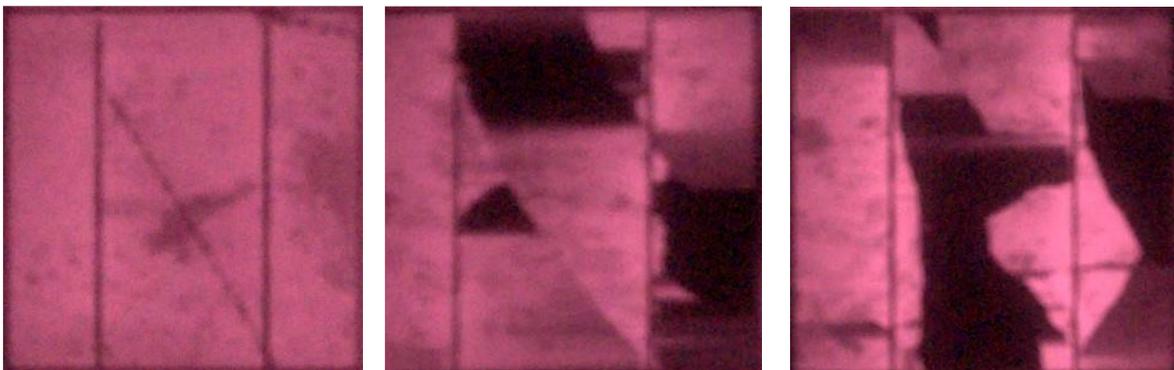


Fig. 2.2.1.3.1 Celle difettose per presenza di *crack* dovuti a sollecitazioni meccaniche.

2.2.1.4 Difetti dovuti a fenomeni atmosferici

Gli agenti atmosferici possono danneggiare seriamente i moduli fotovoltaici creando traumi e stress meccanici. I fenomeni come il vento e le neviccate 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. [4]

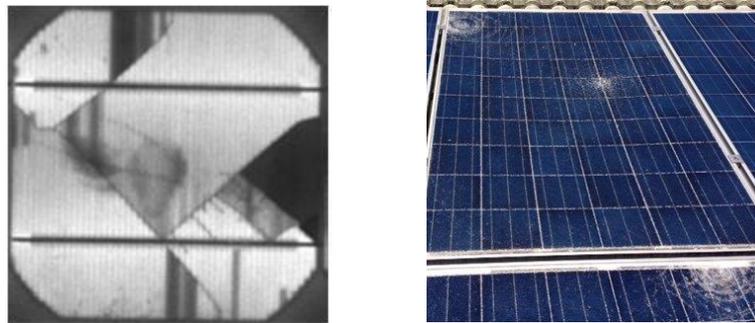


Fig. 2.2.1.4.1 Difetto da agenti atmosferici. A destra effetti della grandine su un modulo.

2.2.2 Degradazione dell'EVA

Le modalità di degrado che riguardano l'EVA sono principalmente tre: corrosione, decolorazione e delaminazione (vedi par. 2.1.1).

L'EVA subisce una degradazione chimica se esposto a condizioni ambientali quali: umidità, calore e irradiazione UV, che portano all'invecchiamento dello stesso. Il viraggio dal giallo al marrone è dovuto alla radiazione UV e ciò ne diminuisce la trasmissione.

2.2.2.1 Composizione e proprietà dell'EVA

Il copolimero di **Etilene Vinil Acetato (EVA)** agisce come un termoplastico ed elastomero a seconda della quantità di vinil acetato (VA) presente. Grazie alle sue proprietà meccaniche e fisiche, alla facilità di lavorazione e alla buona resistenza chimica ed elettrica, l'EVA è ampiamente utilizzato in molte applicazioni di materiali, come isolanti, adesivi e dispositivi biomedici.

Per inibire le reazioni degradative, alcuni additivi vengono aggiunti alla solita composizione dell'EVA. Per le applicazioni fotovoltaiche, l'EVA contiene fino al 28-33% in peso di acetato di vinile, addizionato con additivi come agenti indurenti, assorbitori ultravioletti (UV), antiossidanti fotografici e antiossidanti termici. La tabella seguente mostra la formulazione dell'EVA nel caso di applicazione a un modulo FV.

COMPONENTE	% (W/W) PER EVA (96–98%)	PROPRIETÀ
PEROXIDE	1-2	Agente utilizzato per il <i>cross linking</i> a temperature elevate durante la laminazione.
BENZOLTRIAZOLE	0.2-0.35	Assorbitore UV.
HINDER AMINE LIGHT STABILIZER (HALS)	0.1-0.2	Stabilizzatore UV (antiossidante primario). Decompone i perossidi radicali.
PHENOLIC PHOSPHONITE	0-0.2	Anti-ossidante (antiossidante secondario). Decompone I perossidi.
TRIALKOXY SILANE	0.2-1	Usato per promuovere l'adesione tra EVA e superfici inorganiche.

Tab. 2.2.2.1.1 Formulazione EVA per applicazioni fotovoltaiche.

L'EVA presenta un basso costo, un basso coefficiente di assorbimento dell'acqua e resistenza al vapore umido. Inoltre, l'EVA ha diversi vantaggi per il suo utilizzo come materiale di laminazione/incapsulamento nel modulo fotovoltaico e dovrebbe possedere le seguenti proprietà: alta resistività elettrica volumetrica, tenacità alle basse temperature, temperatura di *cross linking* relativamente bassa, resistenza alle radiazioni UV, basso assorbimento d'acqua, contenuto di gel superiore al 70% dopo l'indurimento, elevata trasmissione ottica (superiore al 91%), elevata resistenza all'adesione al vetro (resistenza alla pelatura a 90 ° di 9-12 Nmm-1) e alta trasparenza, con proprietà di trasmissione ottica simili al vetro 400 nm a 1100 nm, oltre a una forte resistenza agli agenti atmosferici a lungo termine.

Durante la produzione dei moduli FV, alcune importanti caratteristiche dell'EVA vanno tenute in conto: contenuto in gel, adesione tra EVA e vetro e/o altro substrato, restringimento dell'EVA.

Ciascuna tipologia di EVA viene determinata in base al tipo di modello di indurimento usato, che può essere di tre tipi: cura standard (SC), polimerizzazione rapida (FC) o polimerizzazione ultra rapida (UFC). Al fine di aumentare la resa del processo di laminazione, la polimerizzazione rapida e quella ultra rapida sono più comuni poiché i materiali a polimerizzazione rapida permettono di ottenere una resa maggiore a fronte di una riduzione di quasi il 40% del processo di laminazione.

I tre tipi di cura dell'EVA consistono nel modificare le proprietà fisiche dell'incapsulante mediante reazione chimica (polimerizzazione), in presenza di calore e catalizzatore, da soli o in combinazione.

Il grado di *cross linking* è espresso come percentuale del contenuto di gel. Quest'ultimo rappresenta un'indicazione della frazione di polimero che non è estraibile con un solvente ed è quindi la frazione che è reticolato.

Il contenuto di gel è influenzato in modo significativo dal ciclo di laminazione e di indurimento utilizzato durante la fabbricazione del modulo. Solitamente si desiderano livelli di contenuto di gel del 70% e superiori per fornire ai moduli l'integrità meccanica necessaria per resistere agli ambienti ostili, ma è comune, nelle industrie, l'uso di EVA con contenuto di gel del 65-90%.

Se l'EVA ha un alto contenuto di gel, ad esempio 100%, ciò implica che l'intero polimero è stato incorporato nella struttura reticolata. Mentre l'incapsulante rimane morbido e mantiene una ragionevole elasticità, l'aumento del *cross linking* non presenta alcun problema alle prestazioni del modulo.

Gli agenti adesivi consentono la perfetta adesione tra EVA e vetro e EVA e *backsheet* per fornire una barriera contro l'umidità che protegge il modulo durante condizioni climatiche estreme. La qualità di adesione è verificata tramite un test adeguato per determinare se il materiale incapsulante è stato sovraesposto all'umidità durante lo stoccaggio o la spedizione e la sua idoneità all'uso. Un test a buccia di 180 ° può essere

utilizzato per misurare la resistenza dell'adesivo incapsulante al vetro. Questo semplice test prevede la laminazione dell'EVA accoppiata a un *backsheet* come TPE (Tedlar / PET / EVA) o TPT (Tedlar / PET / Tedlar) al vetro. Il *backsheet* funge da substrato di trazione durante il test.

La forza di adesione è influenzata dalla composizione del *backsheet* e dalla fonte di produzione, dal tipo di vetro e dal carico superficiale sulla superficie del vetro.

In generale, le proprietà ottiche non sono alterate da variazioni di temperatura o dall'applicazione di stress. Tuttavia, la variazione simultanea di queste proprietà può alterare la morfologia del polimero e di conseguenza diminuire la chiarezza dei polimeri. Nell'intervallo della luce visibile (400-1000 nm) l'EVA mostra una trasmissione superiore al 91% precedentemente menzionata.

2.2.2.2 Fotodegradazione e decolorazione dell'EVA

Il danno a lungo termine all'EVA durante la sua vita utile spesso implica l'interazione tra riscaldamento a temperature superiori a 50 ° C, assorbimento di umidità, ossigeno e, soprattutto, radiazione ultravioletta (UV) dallo spettro solare.

Per i materiali incapsulanti a base polimerica, UV-B è la regione dello spettro solare che origina il danno peggiore. Un vantaggio dovuto all'uso di vetro a basso contenuto di ferro drogato con cerio è la riduzione della trasmissione nella regione UV-B. Tuttavia alcuni produttori di pannelli fotovoltaici utilizzano vetro che non contiene cerio. Ciò ha sicuramente il vantaggio di fornire circa l'1,3-1,8% in più di trasmissione di fotoni, ma potenzialmente a scapito della stabilità a lungo termine. Una trasmissione della luce aggiuntiva nell'intervallo da 300 nm a 340 nm può causare la comparsa di una delaminazione circa 3,8 volte più veloce del normale.

Ciò nonostante, l'uso di vetro drogato con cerio (Ce) può essere problematico. Nel tipico vetro drogato con basso tenore di Fe-Ce, il Ce è presente negli stati di Ce^{3+} e Ce^{4+} . È lo stato Ce^{3+} che assorbe la luce UV, con assorbimento di picco intorno ai 314 nm. In seguito all'esposizione alle radiazioni UV, il Ce^{3+} viene ossidato allo stato Ce^{4+} . Poiché la diffusione dell'ossigeno nel vetro sodico calcico avviene su scale geologiche, il Ce non può essere ossidato senza una corrispondente reazione di riduzione che assorba gli elettroni ceduti dallo ione Ce^{3+} al posto dell'ossigeno. In vetro contenente ferro, Fe^{3+} sarà ridotto a Fe^{2+} . Di seguito è mostrata la riduzione dello ione Fe^{3+} .



Fe^{2+} ha un ampio picco di assorbimento intorno a 1050 nm che è compreso nell'intervallo della luce utile delle tipiche tecnologie fotovoltaiche basate sul silicio. Fe^{3+} ha un picco di assorbimento relativamente debole nella gamma UV intorno a 370 nm, che si traduce in una piccola diminuzione delle prestazioni fotovoltaiche in seguito all'esposizione sul campo del vetro contenente Ce. Quindi, come conseguenza di tale reazione, il vetro assorbirà la parte della luce compresa nell'ultravioletto (con benefici per l'EVA) ma anche parte della luce visibile utile (con svantaggi per la produzione FV).

L'aggiunta di piccole quantità di Sb (antimonio) durante la produzione del vetro può prevenire il problema esposto. L'aggiunta di piccole quantità di Sb provoca l'ossidazione (Fe^{2+} a Fe^{3+}) creando un vetro ad alta trasmissione che ha un aspetto leggermente giallastro piuttosto che un tipico colore verde. La reazione seguente mostra l'ossidazione dello ione Fe^{2+} .



Tuttavia, questo processo comporterebbe anche l'ossidazione dello ione Ce^{3+} che assorbe l'UV con conseguente elevata trasmissione UV, secondo la seguente reazione chimica.



Per questo motivo, l'uso di Sb per promuovere un'alta trasmissione ottica non è compatibile con l'uso di Ce per bloccare la trasmissione UV.

La rimozione di Ce e l'aggiunta di Sb al vetro hanno il potenziale per migliorare le prestazioni del modulo fotovoltaico, ma questi miglioramenti potrebbero essere di breve durata a causa della maggiore degradazione dovuta ai raggi UV. L'aggiunta di antimonio al vetro senza Ce aumenta ulteriormente la trasmissione di fotoni dallo 0,4% allo 0,7%. Tuttavia, ciò non influisce in modo significativo sulla trasmissione UV, quindi continueranno ad esistere gli stessi problemi indotti dai raggi UV nei confronti dell'incapsulante EVA.

Da alcuni studi è emerso che una soluzione per bloccare la luce UV inferiore ai 350 nm sarebbe quella di utilizzare un rivestimento antiriflesso.

Come detto, numerosi fattori esterni quali umidità, temperatura, esposizione ai raggi UV e invecchiamento, durante il funzionamento di un generatore fotovoltaico, influenzano negativamente la salute della cella e ne degradano l'efficacia, causando un calo della potenza generata.

I materiali polimerici possono interagire con l'ambiente per assorbimento e desorbimento di vapore acqueo e gas. Le molecole possono diffondersi lungo un gradiente di concentrazione nella struttura del modulo fotovoltaico. Insieme con l'incapsulante e i suoi additivi e anche la radiazione UV, possono verificarsi diverse reazioni chimiche, causando lo scolorimento dell'incapsulante. Il vapore acqueo è una specie molto reattiva che aiuta anche a corrodere componenti metallici come griglie e connettori. Pertanto, l'umidità favorisce la corrosione, la delaminazione e lo scolorimento.

Neve e vento creano diversi carichi meccanici sui moduli fotovoltaici. Quando la grandine colpisce un modulo fotovoltaico, il suo impatto può danneggiare il materiale di copertura o le parti attive che possono influenzare negativamente le prestazioni del modulo fotovoltaico a seconda delle dimensioni e della velocità delle pietre di grandine. Sabbia e altre specie di sporco in combinazione con il vento possono danneggiare i moduli fotovoltaici tramite un meccanismo di abrasione.

Tutti i parametri di degradazione hanno un effetto sinergico più forte rispetto all'effetto individuale di un singolo parametro. Il degrado che porta al fallimento nei moduli fotovoltaici segue una progressione che dipende da molteplici fattori.

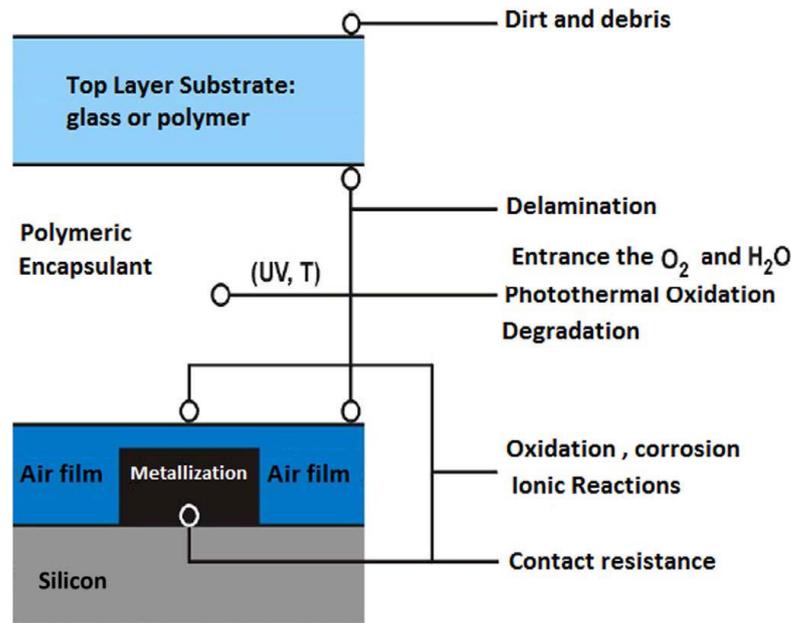


Fig. 2.2.2.2.1 Azione sinergica di diversi fattori di degradazione sull'incapsulante di un modulo FV.

La **foto-degradazione** è la degradazione del materiale polimerico dovuta all'azione della luce, che modifica la struttura primaria del polimero causando reticolazione o rottura delle catene e altre alterazioni chimiche. La radiazione UV è una delle principali fonti di degradazione del polimero poiché questa parte dello spettro (da 200 nm a 400 nm) ha energia sufficiente per rompere i legami chimici nella catena principale del polimero e avviare reazioni indesiderate. Le reazioni di degradazione hanno origine dal fatto che la quantità di energia fotonica in questa regione ultravioletta (UV) è sufficiente per superare l'energia di dissociazione dei legami covalenti dei polimeri.

Durante la degradazione dell'EVA, avviene il cambiamento dei legami chimici delle dorsali polimeriche e la formazione di piccole molecole organiche come l'acqua e l'acido acetico. La maggior parte dei polimeri sintetici è suscettibile alla degradazione avviata dalla luce visibile (lunghezze d'onda da 400 a 700 nm) e dalla radiazione ultravioletta (lunghezze d'onda di 200-400 nm). Lo stato eccitato che scatena le reazioni è generato dall'assorbimento della luce nelle gamme di lunghezze d'onda classificate come: UVA - 315-400 nm, UVB - 280-315 nm e UVC - da 100 a 280 nm. L'UVB è il più aggressivo nel causare problemi ai polimeri.

La foto-degradazione in presenza di ossigeno è nota come foto-degradazione ossidativa o foto-ossidazione. Il meccanismo di foto-degradazione che coinvolge l'assorbimento della luce UV genera radicali liberi in presenza di ossigeno che porta ad un processo di auto-ossidazione e di conseguenza a una possibile degradazione del polimero.

Le radiazioni UV sono state identificate come un fattore critico nella degradazione dei moduli fotovoltaici da parte di molti gruppi di ricerca, e sono stati identificati cambiamenti chimici nella sua struttura che portano a cambiamenti nella trasmissione (scolorimento). Pertanto, la foto-degradazione causata dalle radiazioni UV è un fattore di notevole peggioramento del materiale esposto alla luce solare diretta e il danno è dipendente dalla zona climatica poiché lo spettro solare può cambiare significativamente da un'area geografica all'altra. La degradazione dell'incapsulante causa delaminazione e ingiallimento, portando a una perdita di prestazioni del modulo e, in definitiva, anche al completo fallimento del pannello solare.

Sebbene diversi meccanismi di degradazione dell'EVA siano stati studiati nel corso degli anni, il processo di invecchiamento sotto l'influenza del calore, dell'umidità e soprattutto della radiazione UV non è ancora completamente spiegato e compreso in letteratura.

L'EVA può contenere nella sua struttura a blocchi venti o più etileni, e possono essere formate varie unità di acetato di vinile. I meccanismi di degradazione possono coinvolgere le stesse sequenze per polietilene e poli (vinil acetato).

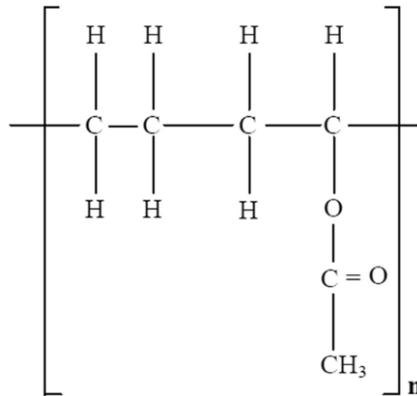


Fig. 2.2.2.2.2 Struttura chimica dell'Etil Vinil Acetato.

I composti saturi con legami insaturi come C-C e C-H assorbono solo la luce con lunghezze d'onda inferiori a 200 nm. I gruppi carbonilici assorbono nell'intervallo 200-300 nm. I gruppi cromofori (con tale termine si definisce, in senso ampio, un gruppo di atomi capaci di conferire colorazione ad una sostanza) del polimero assorbono la radiazione UV, specialmente al di sopra di 290 nm, portando al rilascio di energia che può causare la rottura della catena, creando così un radicale con un processo omolitico. Tali radicali a contatto con l'ossigeno possono formare più gruppi cromofori come gruppi carbonilici e altri radicali liberi. La maggior parte dei polimeri è suscettibile all'attacco dell'ossigeno molecolare nelle reazioni di tipo auto-ossidante.

La combinazione di ossigeno molecolare e temperatura causano la degradazione del materiale secondo un meccanismo che comprende quattro categorie: iniziazione, propagazione, ramificazione e terminazione.

Le reazioni di fotodegradazione possono anche influire sulle proprietà ottiche della maggior parte dei polimeri e dovrebbero essere considerate nel potenziale fallimento dei moduli fotovoltaici. Tali reazioni possono causare la cristallizzazione dell'incapsulante e una significativa diminuzione della trasparenza. Il ciclo termico simultaneo e lo stress possono indurre la cristallizzazione e la crescita di strutture che diffondono la luce e diminuiscono la trasparenza. I cromofori formati a causa di reazioni causate dalla radiazione possono aumentare significativamente l'assorbimento nell'intervallo di raggi ultravioletti o visibili o entrambi, fornendo un maggiore sbiancamento con conseguente riduzione della trasparenza. Questi cromofori sono responsabili dell'ingiallimento (colorazione marrone) dell'incapsulante.

Esistono una serie di tecniche impiegate nella valutazione della degradazione di un polimero. La spettroscopia infrarossa a trasformata di Fourier (FTIR) e la calorimetria a scansione differenziale (DSC) sono gli strumenti di caratterizzazione predominanti utilizzati per valutare e diagnosticare la fotodegradazione di polimeri e compositi. Per svelare i meccanismi e le reazioni chimiche implicate nella degradazione dei polimeri, i test di degradazione accelerati come la termogravimetria o test che utilizzano camere climatiche a temperatura controllata e umidità sono metodi utili per studiare i fenomeni di degradazione.

La decolorazione dell'EVA è stata studiata da alcuni autori utilizzando la spettroscopia Raman, la spettroscopia a infrarossi a trasformata di Fourier (FTIR) e UV/visibile. La spettroscopia Raman è stata di grande importanza per scoprire che gli strati di EVA con i tassi più elevati di decolorazione mostravano uno sfondo fluorescente più intenso negli spettri.

Altri autori hanno utilizzato nei loro studi la corrente stimolata termicamente (TSC) per studiare le variazioni dei polimeri dovute alle transizioni termiche e all'organizzazione molecolare dell'EVA reticolato dopo l'invecchiamento all'aperto.

Come anticipato, uno dei meccanismi di degrado più evidenti per i moduli fotovoltaici è la **decolorazione** ("ingiallimento", "doratura") dell'etilene vinil acetato (EVA) o di altri materiali di incapsulamento. Lo scolorimento può diventare evidente visivamente a un osservatore prima ancora che la corrente del modulo (quindi la produzione di energia) possa diminuire. Esempi di decolorazione di EVA sono mostrati in figura.

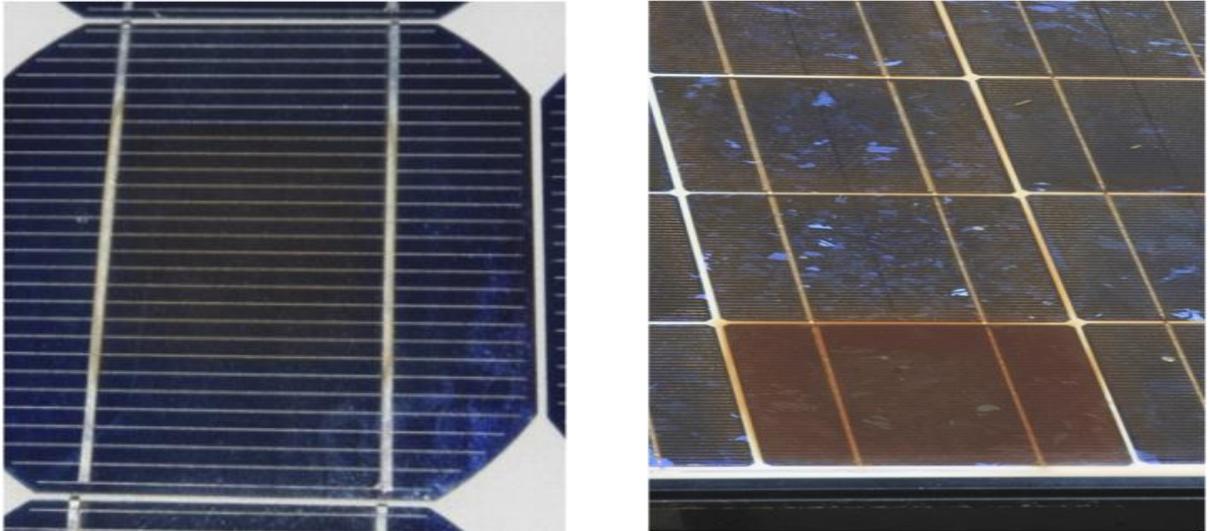


Fig. 2.2.2.2.3 Nella figura a sinistra, EVA leggermente brunito al centro della cella. La degradazione della sostanza avviene nelle parti dell'EVA che hanno accesso all'ossigeno atmosferico e/o che sono abbastanza vicine al bordo, in modo tale che l'acido acetico diffonda fuori dalla cella. Nella figura a destra, un modulo con una singola cella degradata.

Storicamente, la scoperta iniziale di questo effetto di decolorazione avvenne a metà degli anni '80. Atlantic Richfield Oil Company (ARCO) aveva installato un grande impianto fotovoltaico a Carrizo Plain, nella California centrale, a metà degli anni '80. L'azienda si allarmò del fatto che la produzione di energia diminuì nel giro di pochi anni e che i moduli mostravano una notevole doratura. Inizialmente, si pensava che fosse un problema di celle, ma una diagnosi più approfondita rivelò che l'EVA sopra la cella era scolorito.

Il fenomeno osservato è il cambiamento del colore originale del materiale, che può arrivare ad assumere colorazioni dal giallo al marrone, passando al marrone scuro. Non esiste una chiara relazione tra il livello di ingiallimento e doratura e le prestazioni elettriche del modulo. Infatti, questo tipo di degrado è considerato prevalentemente un problema estetico.

L'effetto di decolorazione provoca la perdita di trasmittanza dell'EVA, riducendo la fotocorrente del modulo cellulare culminando così in un minore assorbimento della luce solare da parte del modulo di cella fotovoltaica e quindi a una perdita di potenza. Le cause principali di questo fenomeno sono la radiazione UV e la penetrazione dell'acqua nel modulo combinato con temperature superiori a 50 ° C, che causano cambiamenti chimici nella struttura dell'incapsulante come visto precedentemente.

A meno che lo scolorimento non sia molto severo e localizzato in una singola cella, dove si potrebbe attivare un diodo di bypass di sottostringa, lo scolorimento dell'EVA non rappresenta alcun problema di sicurezza. Mentre è raro che tale difetto induca altri guasti all'interno della cella.

Lo scolorimento dell'EVA è direttamente proporzionale all'energia ultravioletta. L'invecchiamento dei sistemi installati in climi caldi e umidi, o in climi caldi e secchi, dove la temperatura di lavoro delle celle solari è vicina a 50 °C, si manifesta con maggiore intensità con conseguente perdita di efficienza dell'impianto fotovoltaico associato.

L'ingiallimento e l'imbrunimento dell'EVA sono correlati alla presenza di cromofori risultanti dal processo di degradazione. Una diminuzione della trasparenza dell'incapsulante causa la perdita di efficienza elettrica dei moduli.

L'indice di opacità (coefficiente di attenuazione) è aumentato dalla generazione di cromofori, è ciò blocca parzialmente la luce trasmessa alla cella solare. Il coefficiente di attenuazione è una funzione dello spessore

del materiale, a una data lunghezza d'onda, e il processo è descritto usando l'equazione di Lambert-Beer. I valori di assorbanza possono dare il livello di decolorazione dell'EVA se il contenuto di cromoforo è omogeneo attraverso lo spessore dell'incapsulante.

Alcuni studi hanno dimostrato che, contrariamente a quanto previsto, alcuni degli stessi additivi aggiunti all'EVA aumentano il cromoforo e il fosforo, causando la decolorazione dell'incapsulante. Alcuni antiossidanti funzionano in modo soddisfacente in termini di inibizione della formazione del cromoforo, ma sono state identificate interazioni tra perossido, antiossidanti fenolici e assorbitori UV basati sul benzofenone. Pertanto, alcuni additivi aggiunti all'EVA possono causare perdite di energia nella produzione di moduli fotovoltaici a causa di una bassa trasmissione nell'UV ed effetti visibili a causa di gruppi cromofori e additivi provenienti dai fosfori e non dall'incapsulante. Tutto ciò deve essere preso in considerazione quando si formula la composizione dell'incapsulante.

In conclusione, è quindi di fondamentale importanza promuovere i meccanismi di stabilizzazione dell'EVA come incapsulante di moduli fotovoltaici, poiché la sua degradazione porta alla formazione di prodotti che influenzano negativamente il funzionamento e l'integrità del modulo fotovoltaico. [1][5][6]

2.2.3 *Snail Trails* (“Bave di lumaca”)

Il fenomeno delle *Snail Trails* o *Snail Tracks* (qui utilizzeremo il termine *trails*), letteralmente, “bave di lumaca”, nei moduli fotovoltaici è un difetto di decolorazione nell'area dei *fingers* d'argento sulla superficie della cella di silicio, che coincide sempre con un micro-crack o l'area marginale delle celle. Ha una lunga storia e da sempre attira l'attenzione dell'industria e dei ricercatori. Anche se nessun degrado di potenza osservabile è stato provocato da questo tipo di difetto del modulo, i proprietari degli impianti fotovoltaici sono preoccupati per i suoi effetti sconosciuti.

Il nome fuorviante è dovuto al fatto che il difetto in questione assomiglia a una traccia di lumaca sul vetro frontale del modulo.

Il meccanismo completo di questo fenomeno è stato per anni ambiguo.

I ricercatori hanno analizzato la composizione dell'area scolorita e hanno scoperto che il difetto di decolorazione era correlato a nanoparticelle contenenti argento. Si è scoperto che l'origine della colorazione scura era costituita da nanoparticelle di Ag_2CO_3 sulle superfici della griglia di argento, come risultato dell'ossidazione dell'argento causato da umidità, ossigeno, anidride carbonica e altri composti. Si è scoperto inoltre che gli additivi contenenti fosforo e silicio o zolfo svolgono un ruolo chiave nella formazione delle scie di lumaca. Sebbene alcuni metodi per evitare la comparsa delle bave di lumaca siano stati implementati, questo difetto del modulo fotovoltaico non è stato ancora perfettamente risolto.

Diversi studi sperimentali sono stati effettuati nel corso degli anni. La prima caratteristica che è emersa è che le tracce di lumache erano sempre accompagnate dalla presenza di corrente elettrica, e quindi che la corrente elettrica è necessaria per la formazione di tale difetto. Rispetto all'EVA, i moduli incapsulati con poliolefina necessitano di molto più tempo per generare tracce di lumache. Confrontando i moduli con tracce di lumaca e le loro immagini ricavate tramite elettroluminescenza, si è scoperto che le scie di lumaca si verificavano sempre lungo le posizioni di *micro-crack* o ai margini della cella.



Fig. 2.2.3.1 Esempio di *snail trails* su un modulo FV.

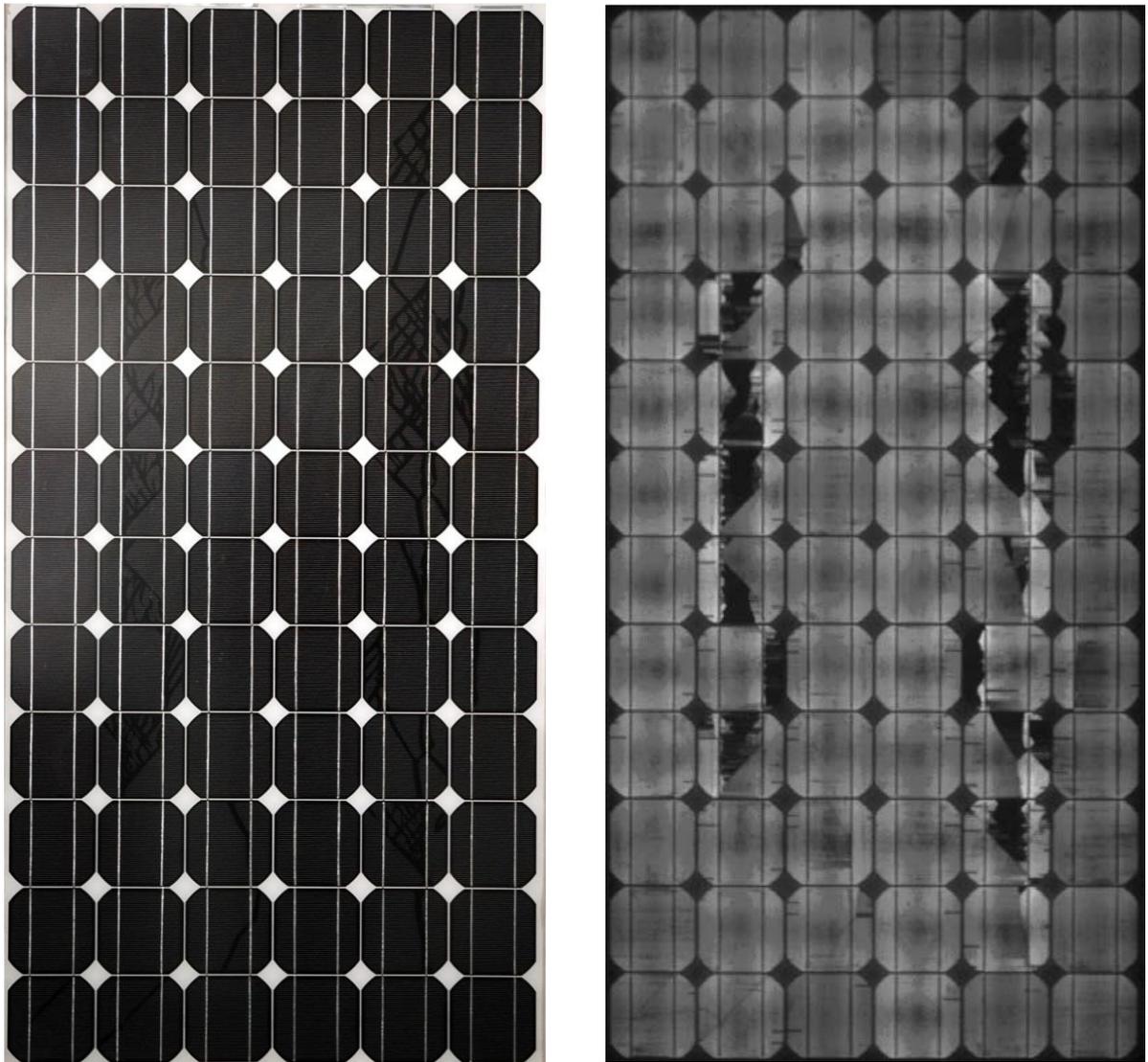


Fig. 2.2.3.2 Modulo affetto da *snail trails*. A destra lo stesso modulo fotografato con elettroluminescenza. Le scie di lumaca si propagano lungo le fratture e i bordi della cella.

Gli esperimenti sono stati eseguiti con diversi tipi di *back sheet*. I *back sheet* con un tasso di trasmissione del vapore (WVTR) basso hanno funzionato bene, non è stata trovata traccia di bave di lumaca dopo 4 cicli di test. Invece, moduli con un alto WVTR hanno presentato tracce di bave di lumaca subito dopo un ciclo di test. Ciò ha evidenziato immediatamente come l'umidità giochi un ruolo chiave nella comparsa di tale difetto. Un altro spunto è stato offerto dalle condizioni di laminazione del modulo FV. Infatti, si è evinto che temperature di laminazione più elevate e tempi di laminazione più lunghi sono utili per ridurre la possibilità di comparsa di scie di lumaca. Anche il contenuto di residui di perossido ha mostrato una correlazione positiva con la comparsa di tale difetto.

Infine, sono state testate celle solari in silicio cristallino di diversi produttori. Alcuni hanno presentato diverse scie di lumaca al primo ciclo di test, mentre alcuni non hanno presentato nulla nemmeno dopo tre cicli. Ciò potrebbe essere causato dalle diverse materie prime e dai diversi processi di produzione. È evidente come la stessa cella FV influisca sulla formazione delle scie di lumaca.

Dai risultati degli esperimenti di cui sopra, sono emersi quindi tre requisiti per la formazione delle scie di lumaca: corrente elettrica, umidità e residui di perossido in incapsulanti reticolati.

Ma vediamo ora quale può essere un possibile meccanismo di formazione di tale difetto.

L'umidità si diffonde attraverso i bordi delle celle o le micro fessure della cella. Quando il modulo è in condizioni operative, gli ioni Ag^+ generati dal contatto tra l'argento e l'acqua migrano dal *finger* di contatto frontale nell'incapsulante del polimero e vengono ridotti in nanoparticelle d'argento dagli elettroni. Pertanto, le microfessure non solo forniscono un percorso per l'umidità dal lato posteriore della cella alla parte anteriore, ma sono anche necessarie per la formazione del campo elettrico locale, in cui gli ioni possono migrare. Le nanoparticelle d'argento vengono poi ossidate in ossidi d'argento dai residui di perossido presenti negli incapsulanti. Pertanto si viene a creare il tipico colore brunastro.

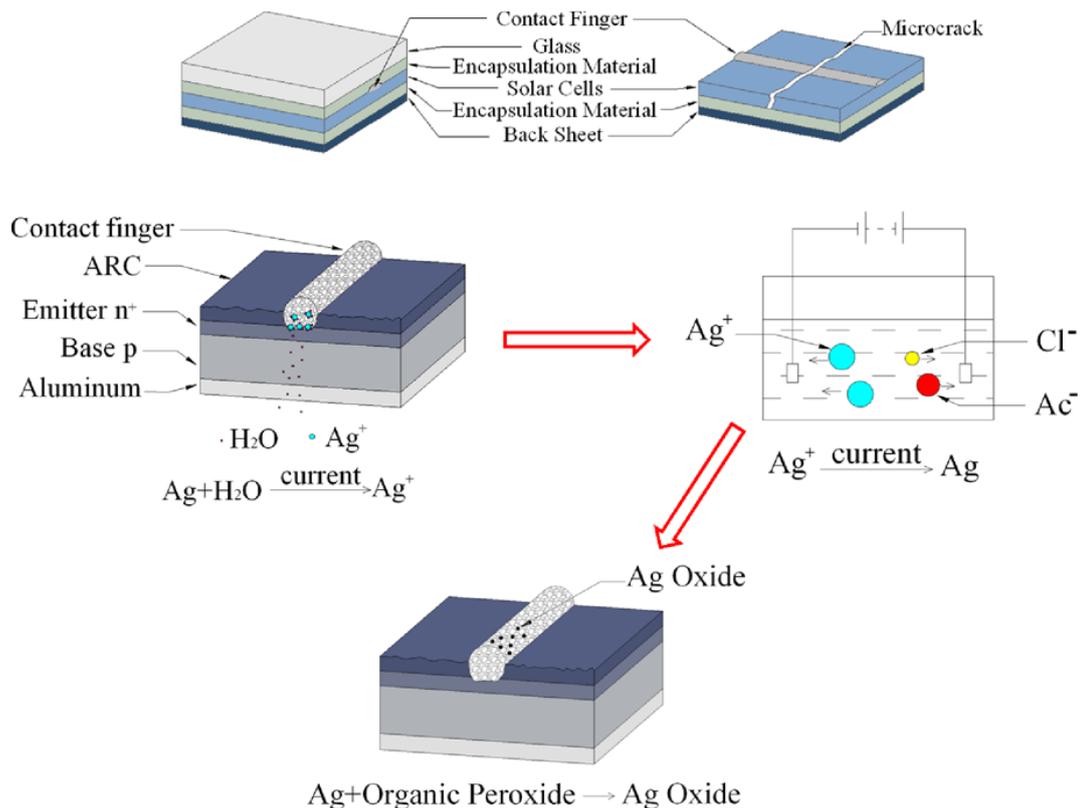


Fig. 2.2.3.3 Meccanismo di formazione delle *Snail Trails*.

Per confermare la migrazione degli ioni Ag^+ , le celle solari durante gli esperimenti sono state immerse in acqua con e senza corrente. Dopo l'immersione, sono stati rilevati sia Ag^+ che Ag^0 nella soluzione acquosa. Dai risultati sembra più probabile che l'argento sia indotto a trasferire ioni Ag^+ sotto condizioni di corrente e che il grado di trasformazione dipenda dalla natura delle celle. L'analisi SEM-EDS è stata utilizzata per identificare la composizione elementare del *finger* di contatto affetto da scia di lumaca e di un *finger* sano. Come mostrato nella figura seguente, il *finger* di contatto con la scia di lumaca presenta meno argento, mentre è arricchito di carbonio e ossigeno; l'area lontana dalla scia di lumaca sullo stesso *finger* di contatto presenta invece un normale contenuto di argento. Si può quindi concludere che nella zona con tracce di lumaca, l'argento migra dal *finger* di contatto e allo stesso tempo avviene la reazione di ossidazione. L'osservazione visiva mostra che il colore brunastro esiste sulla superficie dell'incapsulante dove si trova la scia di lumaca, e tale colorazione è una prova della migrazione di ioni Ag^+ .

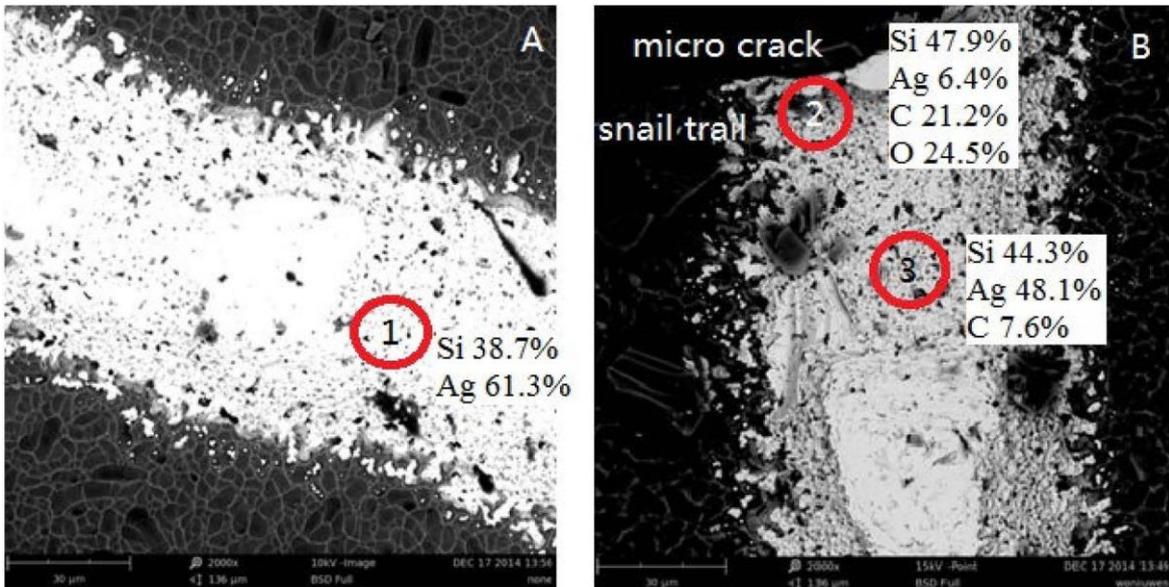


Fig. 2.2.3.4 Risultati dell'analisi SEM-EDS per un normale *finger* di contatto (A) e uno affetto da *snail trails* (B).

La velocità di decolorazione della cella dovuta alla traccia lumaca deve essere molto lenta o saturarsi direttamente dopo la prima occorrenza. Non conosciamo casi in cui lo scolorimento stesso porti a una perdita di potenza misurabile nel modulo fotovoltaico. Tuttavia, le scie di lumaca rendono visibili crepe nella cella FV che possono ridurre la potenza del modulo (vedi par. 2.2.1). A causa del *finger* d'argento poroso osservato nei moduli interessati dalla scia di lumaca, l'isolamento delle parti di celle incrinata può essere accelerato più di quanto non sarebbe senza bava di lumaca.

Di particolare interesse è notare come tale difetto influisca sulle prestazioni del modulo.

Gli autori in [8] hanno confrontato i dati dei moduli prima di lasciare la fabbrica e dopo il funzionamento per un lungo periodo all'esterno. Il risultato è che l'influenza delle scie di lumaca sull'efficienza non è seria come si pensava in origine. I dati sono riportati nelle figure seguenti, dove nelle prime due le curve I-V del modulo S0906380 senza *snail trails* sono state valutate prima e dopo l'installazione, mentre nelle ultime due figure vengono valutate le curve I-V di un modulo codificato S0905321 con *snail trails* dopo alcuni anni, prima e dopo l'installazione.

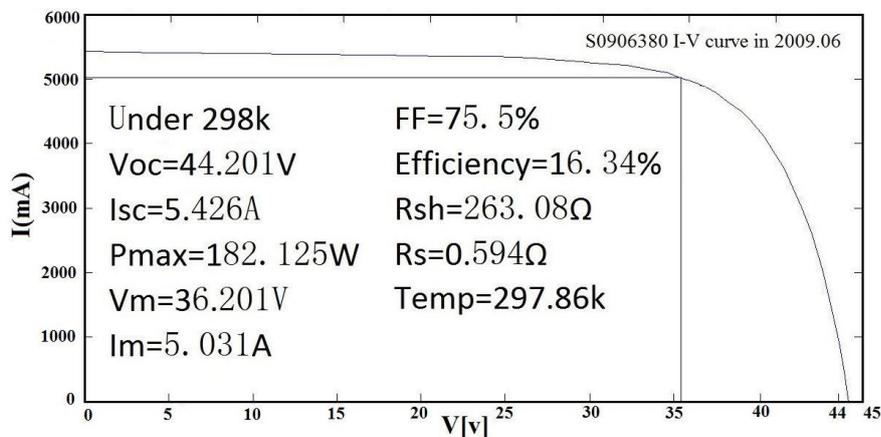


Fig. 2.2.3.5 Curva I-V modulo S0906380 dopo la fabbricazione.

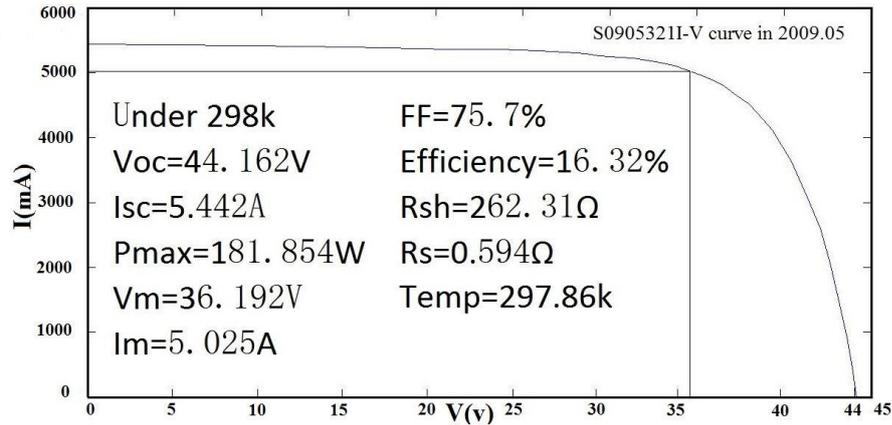


Fig. 2.2.3.6 Curva I-V modulo S0906380 dopo l'installazione.

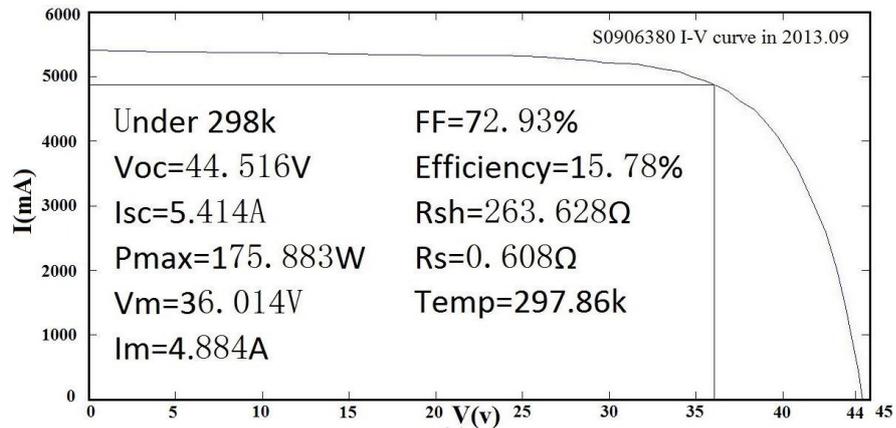


Fig. 2.2.3.7 Curva I-V modulo S0905321 dopo la fabbricazione.

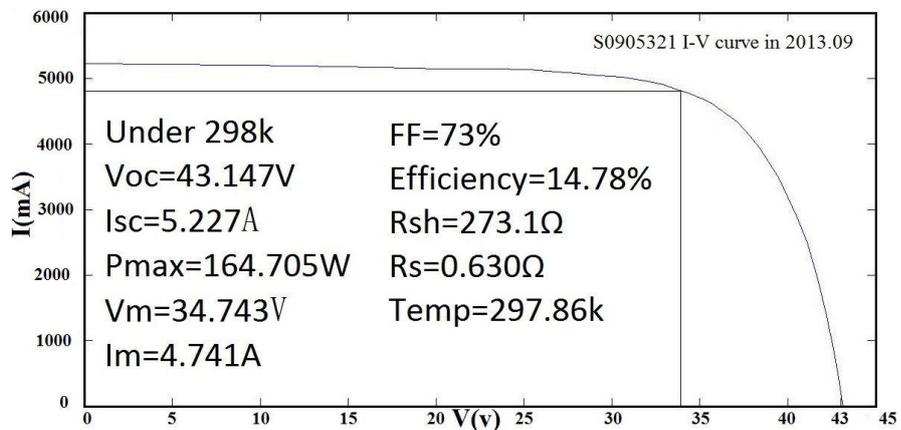


Fig. 2.2.3.8 Curva I-V modulo S0905321 dopo l'installazione.

Secondo i dati riportati, l'efficienza del modulo S0906380 senza scie di lumaca è diminuita del 3,43% nel 2013. L'efficienza del modulo S0905321 con scie di lumaca è diminuita del 9,44% nello stesso tempo. Quindi, dopo aver escluso gli altri fattori di degradazione come il LID (Light Induced Degradation, vedi par. 2.2.7), si è concluso che il degrado dovuto alle scie di lumaca ha portato a una diminuzione di efficienza solo del 6% circa rispetto a un modulo sano. La diminuzione della potenza di uscita e dell'affidabilità non è quindi così grave come ci si poteva aspettare, soprattutto per il fatto che ci si aspetta che l'insieme delle *snail trails* non si espanderà più di tanto nella restante vita del modulo FV.

Gli autori in [9] hanno condotto diversi test per analizzare alcuni moduli interessati da fenomeni di scia di lumaca. Test effettuati come l'ispezione visiva, la determinazione del punto di massima potenza (MPP), la resistenza dielettrica e le prove di corrente di dispersione a umido sono stati effettuati in un impianto di prova in Italia. La determinazione dell'MPP, in particolare, indica una riduzione del 10-30% rispetto alle cifre della scheda tecnica del modulo nuovo. Il test a elettroluminescenza ha mostrato una forte correlazione tra l'insorgenza del fenomeno della bava di lumaca e il *micro-crack* nelle celle fotovoltaiche: le scie di lumaca indicano la presenza di cricche cellulari.

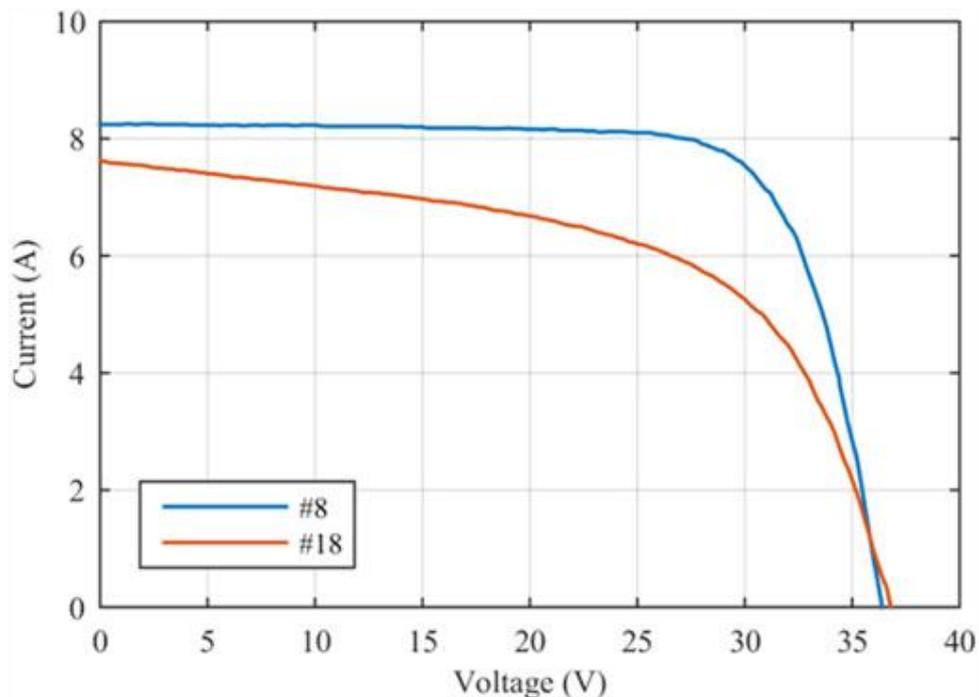


Fig. 2.2.3.9 Curva I-V per un modulo privo di evidenti difetti visivi (curva blu) e per un modulo affetto da *snail trails*. Da notare come l'MPP del modulo con difetto sia notevolmente più basso di quello del modulo sano.

Le due curve mostrano differenze significative per quanto riguarda l'MPP, così come i valori di resistenza di shunt e di serie nel circuito elettrico equivalente derivato per il modulo FV ($332,8\Omega$ e $0,4\Omega$ per il modulo sano, $23,6\Omega$ e $0,8\Omega$ per il modulo con difetto, rispettivamente).

La stessa tendenza è stata delineata anche per tutti gli altri moduli interessati da *micro-cracks*.

Infine, di particolare interesse è stato valutare il comportamento a lungo termine della scia di lumaca. Le misurazioni energetiche e l'ispezione visiva non hanno mostrato nessuna evoluzione delle *snail trails* e, di conseguenza, nessuna significativa variazione in termini di perdite di potenza.

Riassumendo, la presenza di tale difetto è stata correlata ai materiali incapsulanti, al tipo di *back sheet*, alla corrente elettrica e alle diverse condizioni di laminazione. Sulla base dei risultati sperimentali, è stato proposto un possibile meccanismo per la formazione delle scie di lumaca. Micro incrinature attraverso la

cellula, residui di perossido negli incapsulanti, umidità e corrente sono i principali fattori per la decolorazione della cella lungo la scia di lumaca. Diverse celle solari di diversi produttori si comportano in maniera abbastanza diversa durante gli esperimenti, il che significa che anche il materiale cellulare e il controllo del processo di produzione potrebbero essere profondamente coinvolti in questo processo. Infatti, miglioramenti nella comparsa di tale difetto sono stati osservati modificando l'EVA o la produzione della cella. [1][7][8][9]

Infine, vediamo quali tipi di test possono essere effettuati sul modulo per verificare la presenza di *snail trails*. Gli autori in [10], sulla base dei dati di un test di elettroluminescenza, mostrano che le regioni difettose possono essere mappate con un sistema che utilizza una combinazione di spettroscopia Raman e fluorescenza.

La spettroscopia Raman è una tecnica di analisi non distruttiva che fornisce informazioni dettagliate sulla struttura chimica, sulla cristallinità e sulle interazioni molecolari di un campione. La spettroscopia Raman è diventata una valida tecnica spettroscopica per rilevare, identificare, analizzare e quantificare la composizione molecolare di un materiale. È stata da sempre considerata una tecnica di laboratorio a causa dei lunghi tempi di misurazione e dell'hardware costoso. I progressi nella tecnologia della fotocamera e dello spettrometro consentono ora di acquisire i segnali Raman con un'elevata risoluzione spaziale e spettrale in tempi ragionevoli.

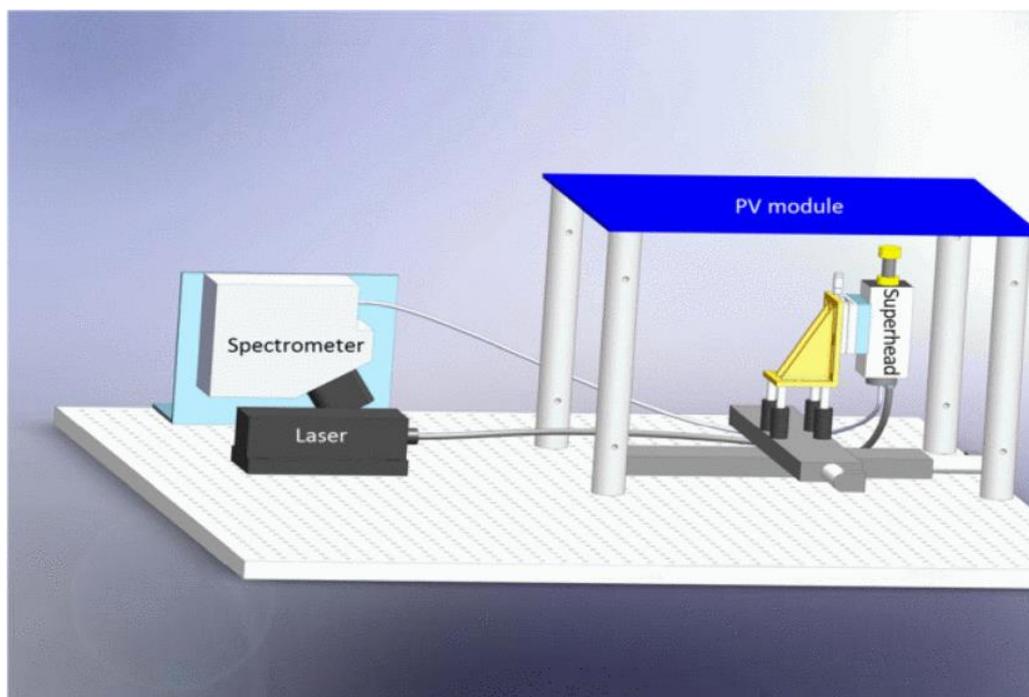


Fig. 2.2.3.10 Configurazione della misurazione costituita da uno spettrometro di mappatura Raman, un super-head e un laser DPSS ad alta potenza da 532 nm. I moduli fotovoltaici sono montati su un supporto personalizzato composto da barre di alluminio.

L'effetto Raman si verifica quando la luce è dispersa dalle strutture chimiche di un materiale. La maggior parte della luce incidente è dispersa elasticamente alla lunghezza d'onda della sorgente luminosa di eccitazione, ma una piccola parte viene dispersa non elasticamente. Ciò causa una differenza di energia tra la luce riflessa e quella incidente che può essere misurata come uno spostamento di lunghezza d'onda nello spettro. Lo spostamento è caratteristico in base alla composizione molecolare del materiale e rappresenta una sorta d'impronta digitale del materiale. Le bande Raman che sono spostate a lunghezze d'onda più

lunghe della lunghezza d'onda di eccitazione sono conosciute come bande di Stokes-Raman. Le bande di Raman spostate a lunghezze d'onda più corte sono chiamate bande anti-Stokes Raman. Gli spettri Raman possono essere misurati praticamente a qualsiasi lunghezza d'onda di eccitazione. Tuttavia la lunghezza d'onda della sorgente di eccitazione, la concentrazione del materiale e le proprietà di dispersione del campione determinano l'intensità dell'effetto Raman.

La figura seguente mostra gli spettri Raman normalizzati presi su una *snail trail* (linea continua) e accanto a una *snail trail* (linea tratteggiata). La linea continua sulla misura della *snail trail* mostra un segnale Raman caratteristico della combinazione dello strato di silicio e della lamina di EVA. Il picco è dovuto al silicio. Il resto dei picchi Raman corrisponde alle diverse modalità vibrazionali del foglio di EVA ($\nu(\text{C-C})$, $\nu(\text{CO})$, $\nu(\text{CH}_2)$, $\nu(\text{CH}_3)$). Anche il comportamento della fluorescenza sul modulo fotovoltaico è evidente nelle figure seguenti. Le misurazioni accanto a una *snail trail* forniscono una forte fluorescenza causata dai cromofori che derivano dalle reazioni chimiche di formazione dell'EVA. Su una *snail trail* dove l'ossigeno può diffondersi dalla lamina di EVA al silicio, la fluorescenza viene eliminata dall'ossigeno ed è pressoché nulla.

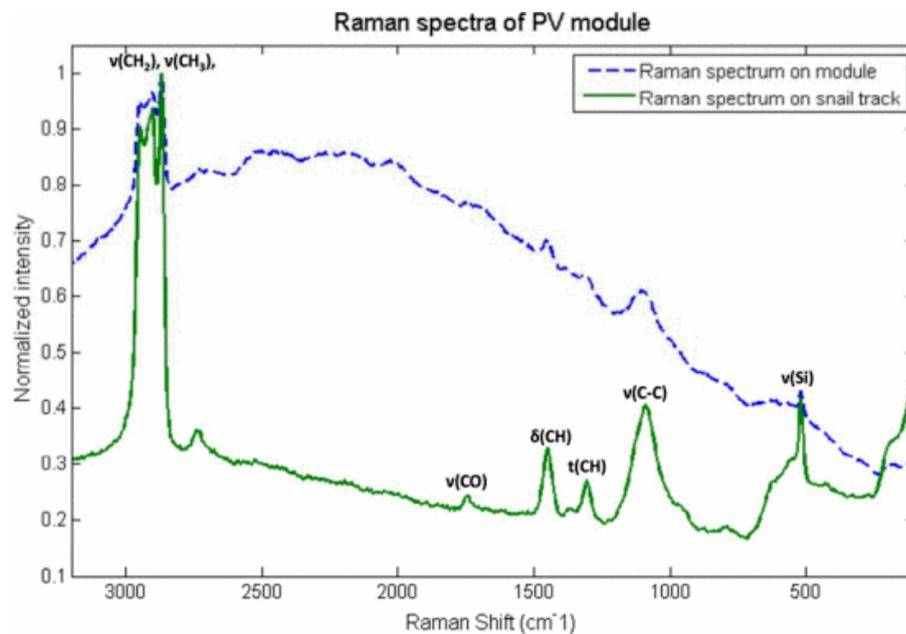


Fig. 2.2.3.11 Spettri Raman normalizzati L1 di un modulo sulla *snail trail* con quasi nessuna fluorescenza (linea continua) e accanto a una *snail trail* con fluorescenza pesante (linea tratteggiata).

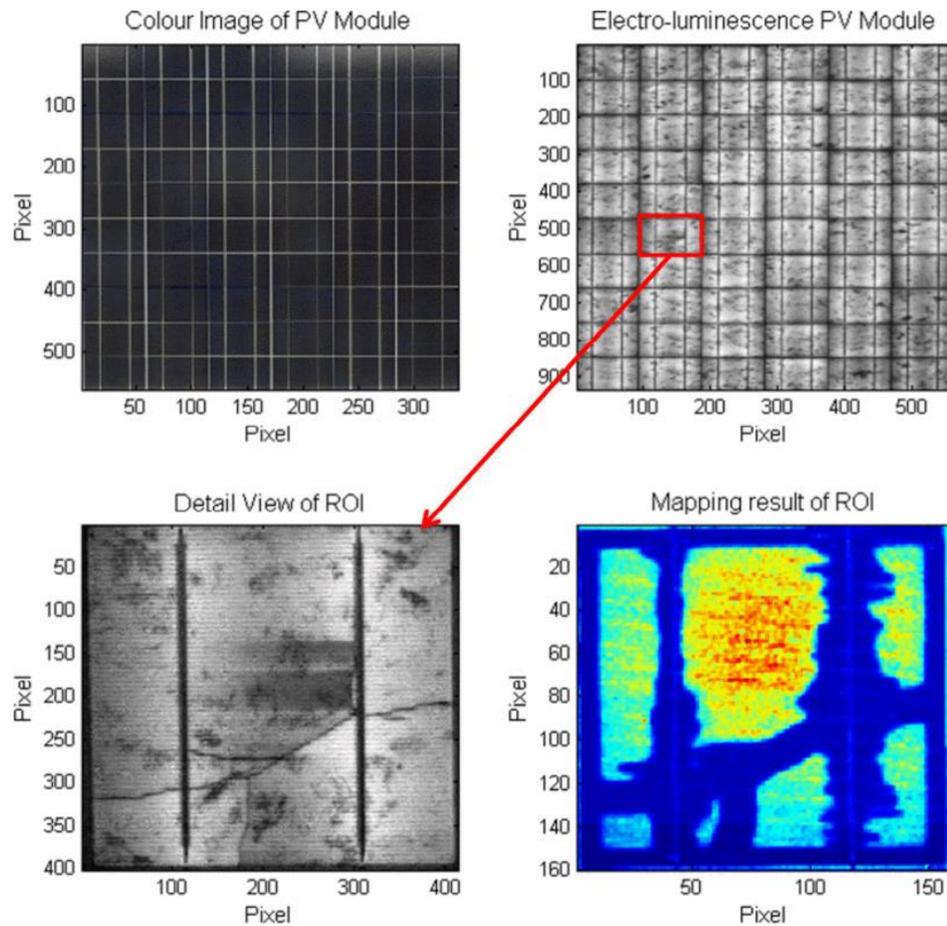


Fig. 2.2.3.12 La figura mostra un'immagine a colori di un modulo fotovoltaico (in alto a sinistra), l'immagine elettroluminescente corrispondente (in alto a destra), la vista dettagliata della regione di interesse (ROI, in basso a sinistra) e la mappa Raman generata.

La figura precedente illustra che lungo la micro fessura e lungo i *finger* di argento, l'intensità della fluorescenza è bassa (regioni scure) con conseguente bassa intensità del segnale. Le regioni senza *snail trail* mostrano intensità di segnale elevate (regioni luminose). I risultati degli studi mostrano che le misurazioni sulle *snail trail* non mostrano alcun comportamento di fluorescenza, mentre le misurazioni accanto a una *snail trail* sì. Usando queste informazioni, le regioni della cella sane possono essere evidenziate subito da quelle difettose, e in conclusione, tale sistema di misurazione potrebbe essere utilizzato per il rilevamento precoce delle *snail trails*.

Attualmente si utilizza una configurazione della mappatura Raman che richiede tempi di misurazione di circa tre ore per una singola cella con una risoluzione spaziale di un millimetro. Trasformare il prototipo di misura di laboratorio in un sistema di ispezione industriale richiede di accorciare i tempi di misurazione. Sono disponibili tecniche di *imaging* che sono 200 volte più veloci dei sistemi di mappatura dei punti finora utilizzati (ad esempio Renishaw StreamLine). L'utilizzo di questi approcci potrebbe portare a tempi di misurazione più brevi di un minuto. Una maggiore potenza del laser e una risoluzione spaziale inferiore potrebbero ridurre ulteriormente i tempi di misurazione e rendere la tecnica fattibile per l'industria. [10]

2.2.4 Burn marks

Uno dei guasti più comuni a volte osservati nei moduli di silicio è associato a parti del modulo che diventano molto calde a causa del cedimento del legame di saldatura, rottura del nastro (il nastro fotovoltaico è un conduttore di rame stagnato a caldo che raccoglie la corrente dalle celle fotovoltaiche ed è il conduttore che unisce le singole celle e trasporta la corrente generata al sistema di distribuzione), riscaldamento localizzato dovuto all'applicazione di un flusso di corrente inverso o altri punti caldi.

I guasti al legame di saldatura e al nastro possono essere causati da fatica termica. I cedimenti possono essere accelerati a causa della maggiore resistenza e del riscaldamento associato quando la congiunzione inizia a guastarsi e la corrente scorre ancora attraverso di essa. All'aumentare della temperatura, la resistenza può aumentare fino a quando la temperatura è abbastanza alta da scolorire sia l'incapsulamento anteriore che/o quello posteriore.

Tali guasti possono verificarsi in qualsiasi interconnessione metallo-semiconduttore o metallo-metallo, come anche all'interno di un nastro o altro conduttore metallico.



Fig. 2.2.4.1 Segni di bruciatura nella parte anteriore del modulo, scolorimento dell'incapsulante associato al surriscaldamento lungo le interconnessioni metalliche.

Un secondo caso di segno di bruciatura si verifica perché una cella o parte di essa viene sottoposta a polarizzazione inversa. A volte ciò accade perché parte del modulo è ombreggiato; può anche verificarsi a causa di non uniformità all'interno del modulo, come per esempio per celle incrinate. In alcuni casi, il flusso di corrente inverso causa un riscaldamento che localizza ulteriormente il flusso di corrente, determinando un effetto termico e il relativo marchio di bruciatura.

I segni di bruciatura sono spesso associati alla perdita di potenza, ma se sono fornite interconnessioni elettriche ridondanti, un legame di saldatura guasto può avere un effetto trascurabile sulla potenza. Se tutti i legami di saldatura di una cella si rompono, il flusso di corrente in quella stringa è completamente bloccato e può verificarsi un arco elettrico se la corrente non può essere bypassata dal diodo di bypass e il sistema funziona ad alta tensione. Un arco del genere può causare un incendio.

Un arco elettrico è una cosiddetta scarica di plasma termico con la temperatura delle particelle abbastanza alta da dissociare e ionizzare il mezzo attraverso cui avviene l'arco tale da essere elettricamente conduttivo. Nel caso degli archi di guasto in corrente continua dei sistemi fotovoltaici, l'arco brucia in un mezzo che è l'aria, modificata dal materiale evaporato dai conduttori e dai componenti del materiale isolante. La temperatura minima dell'arco è superiore ai 6000 K per mantenere la materia di un arco di combustione libero nello stato di plasma ed esiste una tensione minima (a seconda del materiale e della corrente dell'elettrodo) che consente un arco in corrente continua a combustione stabile.

Con le caratteristiche del generatore FV illustrate nella figura seguente, sarebbe possibile utilizzare un arco con una lunghezza massima di 200 mm con 6 kW di potenza dissipata. Mediante la potenza di un singolo modulo standard da 240 Wp una lunghezza massima dell'arco di circa 2-5 mm può certamente essere raggiunta. La caratteristica I-V dei sistemi fotovoltaici si adatta perfettamente a generare condizioni di arco stabile. Se le caratteristiche di arco e FV si intersecano in 2 punti, il punto con la corrente più alta è il punto operativo stabile. A causa della sua elevata temperatura, un arco evapora il materiale adiacente. Inoltre la forza elettromagnetica di Lorentz agisce sul plasma d'arco. Quindi la lunghezza dell'arco e la sua tensione non sono completamente costanti.

I *burn marks* possono di solito essere identificati visivamente. [1]

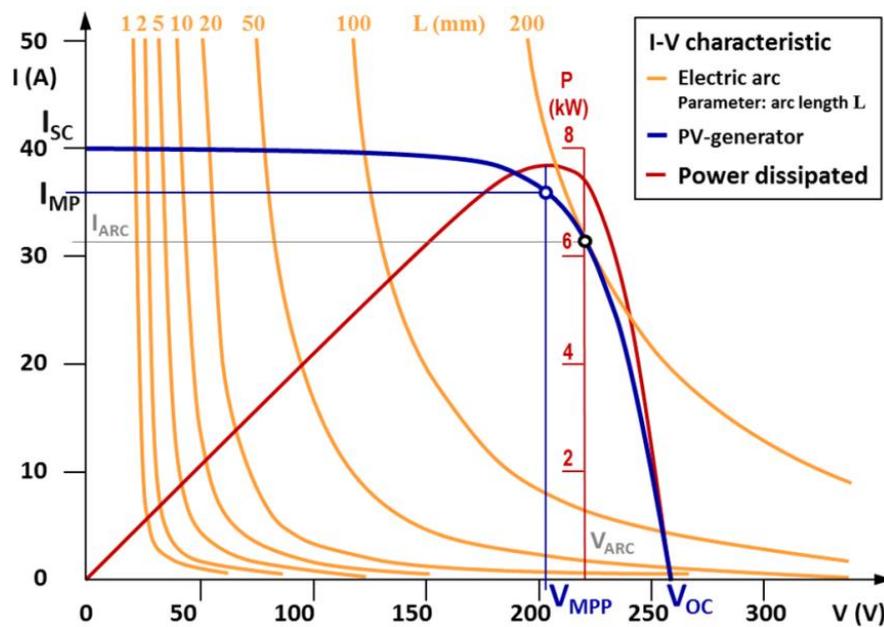


Fig. 2.2.4.2 Caratteristiche I-V degli archi a combustione libera in aria su elettrodi di rame in base alla lunghezza dell'arco (in arancione) rispetto alle caratteristiche tipiche del sistema FV (curva blu).

2.2.5 Celle disconnesse e nastri di interconnessione delle stringhe difettosi

I moduli fotovoltaici in silicio cristallino convenzionali hanno un numero di celle solari che sono interconnesse in serie tramite nastri di interconnessione per ottenere una tensione totale più elevata.

Una serie di celle interconnesse è chiamata stringa. Queste stringhe di celle stesse sono tipicamente interconnesse in serie o talvolta in parallelo da nastri di interconnessione di stringhe.

In tali moduli con interconnessioni convenzionali, a volte si riscontrano nastri di interconnessione di celle o stringhe indeboliti con conseguenti **disconnessioni**. Soprattutto il cosiddetto *nodo a nastro* tra le celle e il punto di incontro tra il nastro di interconnessione cellulare e quello di interconnessione di stringa sono inclini alla rottura a fatica.

Diverse potrebbero essere le cause di questo tipo di guasto. Solitamente, una cattiva saldatura nel processo di produzione del modulo fotovoltaico della connessione tra il nastro di interconnessione delle celle e di quello di interconnessione delle stringhe è il motivo principale che causa disconnessioni. Inoltre, una deformazione troppo intensa durante la fabbricazione del nodo a nastro tra le celle indebolisce meccanicamente il nastro di interconnessione delle celle. Anche una troppo breve distanza tra le celle favorisce la rottura del nastro di interconnessione cellulare. Lo stress fisico durante il trasporto del modulo fotovoltaico, il ciclo termico e/o gli *hot spots* causati dall'ombreggiamento parziale delle celle durante il funzionamento del sistema fotovoltaico a lungo andare portano i nodi deboli del nastro a rompersi.

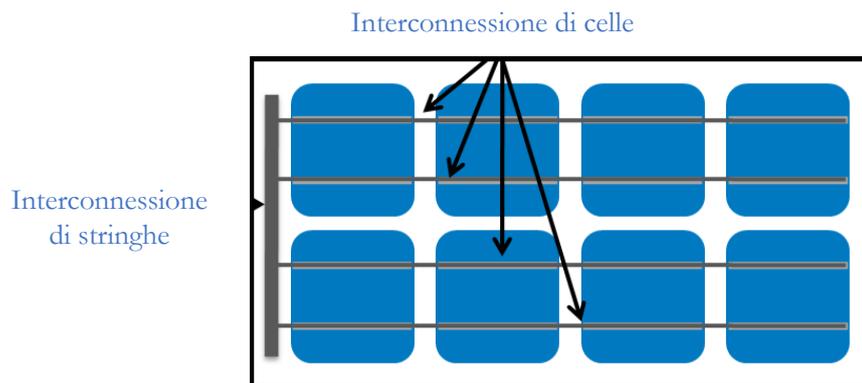


Fig. 2.2.5.1 Schema delle interconnessioni di celle e di stringhe in un modulo FV.

La rottura del nastro può essere rilevata tramite test a elettroluminescenza, IR *imaging*, UV *imaging* o il metodo di trasmissione del segnale.

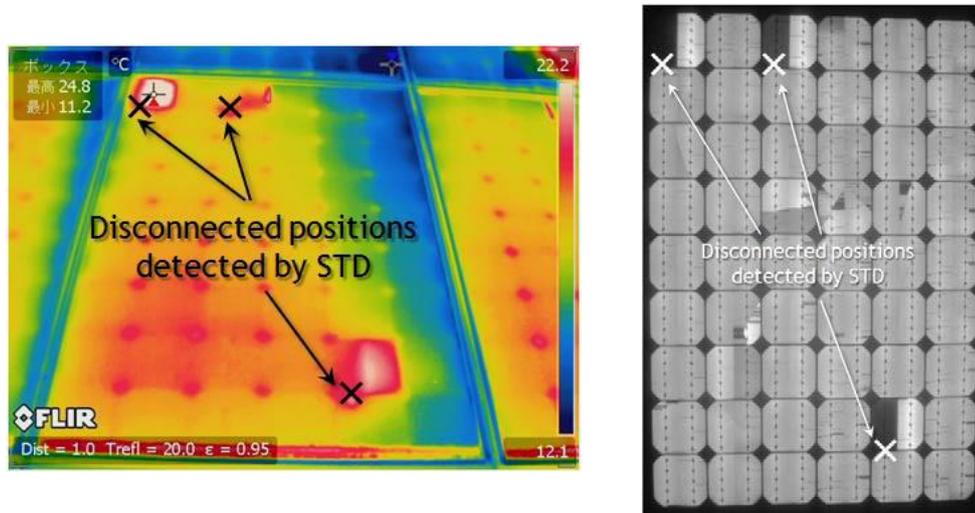


Fig. 2.2.5.2 Un'immagine a infrarossi e a elettroluminescenza di un modulo con tre interconnessioni di celle disconnesse sono raffigurate rispettivamente sul lato sinistro e destro.

La figura seguente mostra un'immagine IR e la curva caratteristica I-V (misurata in condizioni di test standard) di un modulo fotovoltaico nel punto in cui un nastro di interconnessione è scollegato elettricamente. In questa immagine viene anche indicata la posizione disconnessa rilevata. Come mostrato nella curva caratteristica I-V, solo questa disconnessione porta a una perdita di potenza del 35%. In questo caso ("livello di guasto 1") il rischio per la sicurezza potrebbe non essere così elevato perché la temperatura di questa cella *hot spot* non aumenta oltre i 100 °C. Questo errore del modulo è classificato nella classe di sicurezza B (f, m, e).

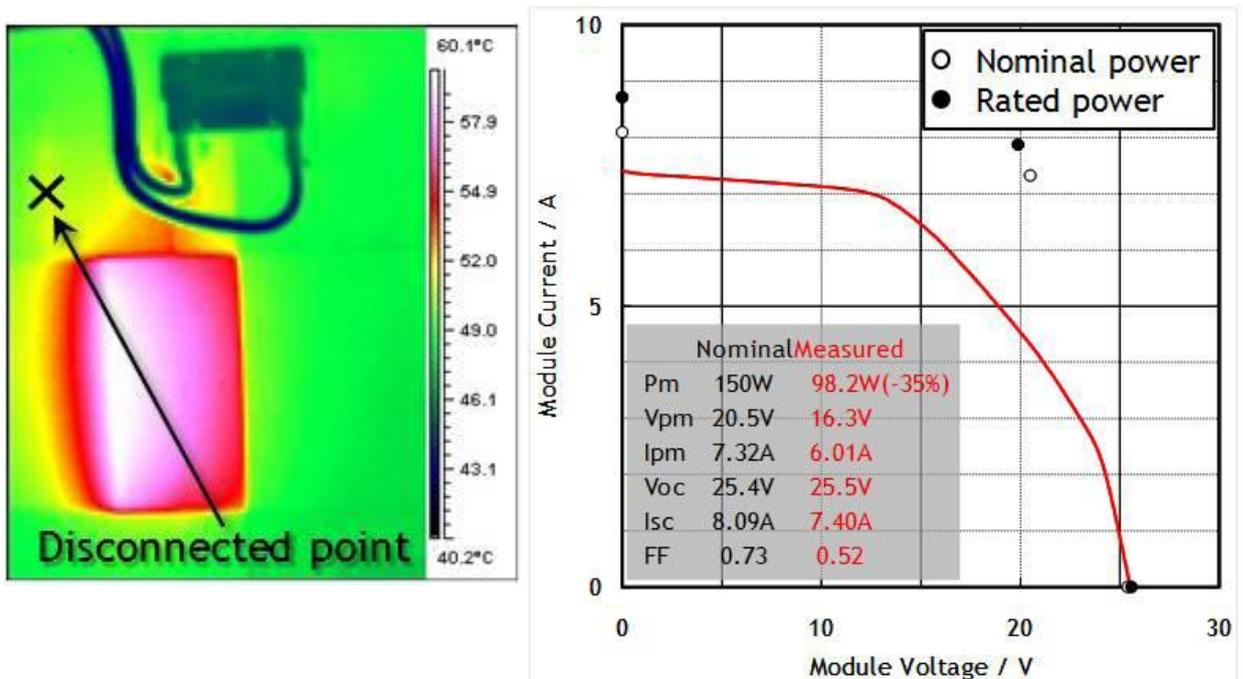


Fig. 2.2.5.3 Sinistra: un'immagine IR di un modulo fotovoltaico in cui un nastro di interconnessione è disconnesso localmente ("livello di guasto 1"). Destra: curva I-V di un modulo fotovoltaico in cui un nastro di interconnessione è disconnesso localmente ("livello di guasto 1"). I parametri della curva I-V nominale e iniziale vengono tracciati nel grafico.

La figura seguente mostra un'immagine IR e la curva caratteristica I-V (misurata anche in condizioni di test standard) di un altro modulo fotovoltaico. In questo caso ("livello di guasto 2") un sottomodulo si è sottratto alla produzione di energia poiché entrambi i nastri di interconnessione sono scollegati elettricamente e il flusso di corrente passa costantemente attraverso un diodo di bypass durante il giorno. La curva caratteristica I-V di questo modulo fotovoltaico indica una perdita di potenza del 46%. In questo livello di guasto 2, il rischio di sicurezza dipende in gran parte dalla durata di vita del diodo di bypass. Questo tipo di *failure* del modulo è ancora classificato nella classe di sicurezza B (f, m, e), perché un ulteriore guasto (diodo che diventa difettoso) deve verificarsi affinché si arrivi a un problema di sicurezza.

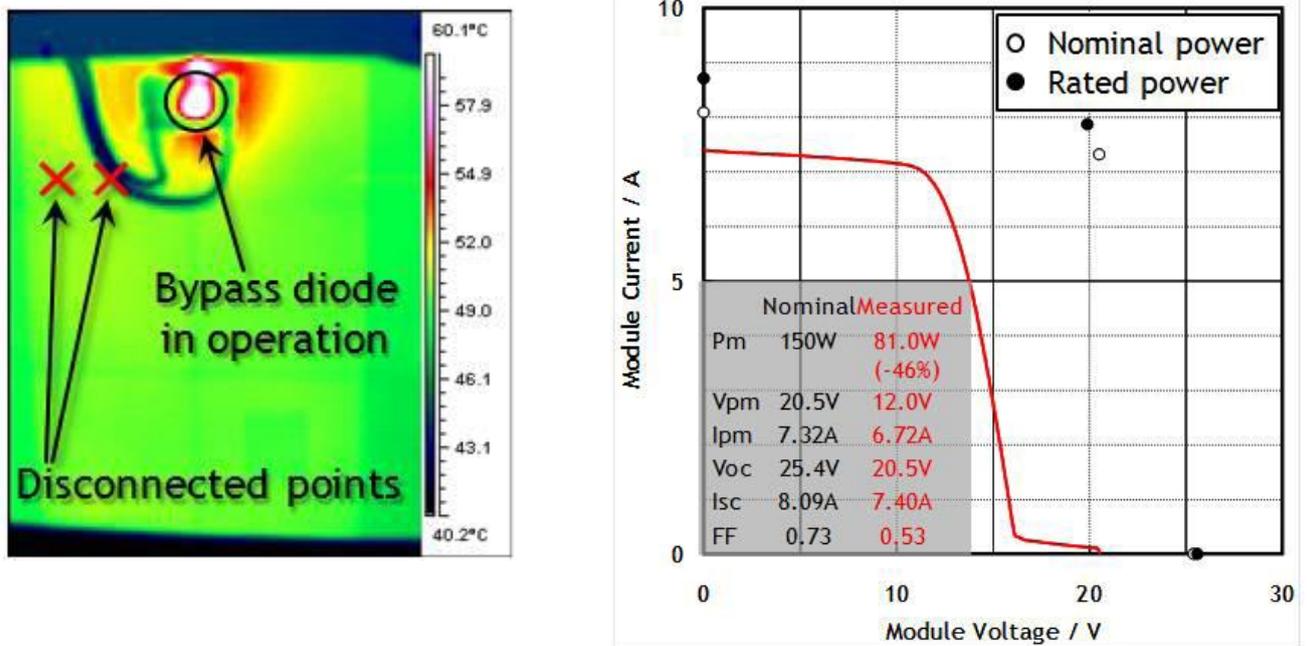


Fig. 2.2.5.4 Sinistra: un'immagine IR di un modulo fotovoltaico con due nastri di interconnessione a celle parallele localmente scollegati. A destra: misurazione della curva I-V del modulo fotovoltaico con due nastri di interconnessione a celle parallele localmente scollegati.

Infine, un terzo caso di gravità maggiore è rappresentato dal modulo fotografato nella figura seguente. Il vetro di copertura è stato completamente rotto e molti segni di bruciatura possono essere notati sul *back sheet*.



Fig. 2.2.5.5 Segni di bruciatura sul lato posteriore del modulo fotovoltaico causati da nastri di interconnessione di celle rotte.

Come si può immaginare, in questa situazione il diodo di bypass, che aveva funzionato durante il giorno, si è consumato e si è venuta a creare una condizione circuito aperto. Di conseguenza, la corrente generata dalla stringa genera calore nella posizione disconnessa. La rottura del vetro di copertura è stata causata dal rapido aumento della temperatura.

La temperatura più elevata osservata in posizione disconnessa supera i 500 °C. Questo guasto del modulo è classificato nella classe di sicurezza C (f, m, e), poiché potrebbe causare un incendio, aprire parti conduttrici di energia elettrica all'utente e distruggere l'integrità meccanica del modulo. La perdita di potenza avviene gradualmente, quindi questa modalità di guasto è classificata nella classe di perdita di potenza E. [1]

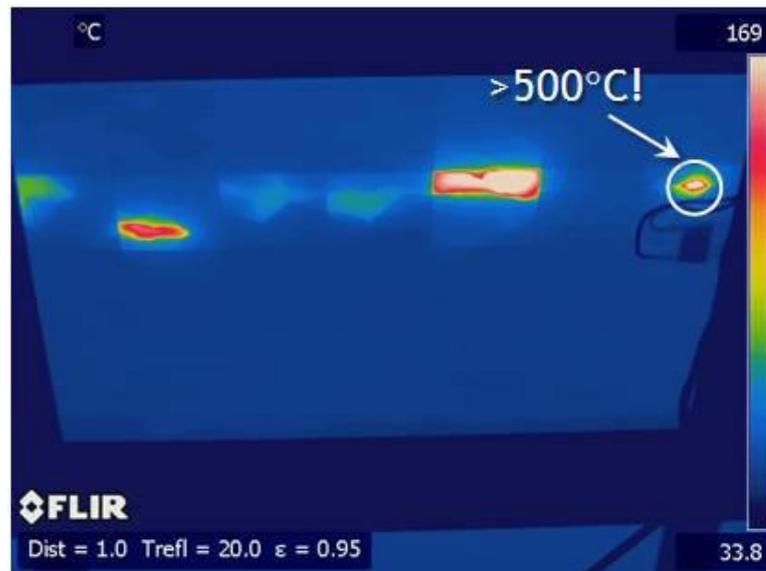


Fig. 2.2.5.6 Immagine IR del modulo fotovoltaico con diodo di *bypass* difettoso e celle disconnesse.

2.2.6 Diodi di *bypass* difettosi

In parallelo con un certo numero di celle solari, i diodi di *bypass* sono integrati nel modulo fotovoltaico. Questi diodi di *bypass* riducono la perdita di potenza causata dall'ombreggiamento parziale del modulo. Oltre alla perdita di potenza, il diodo evita la polarizzazione inversa di singole celle solari sottoposte altrimenti alla tensione totale delle celle non difettive. Se una cella viene sottoposta a una tensione superiore a quella progettata per la cella, potrebbe dare luogo a *hot spot* che potrebbero causare brunitura, bruciature o, nel peggiore dei casi, incendio. Tipicamente, i diodi *Schottky* sono usati come diodi di *bypass* nei moduli fotovoltaici. I diodi *Schottky* sono molto suscettibili alle scariche statiche ad alto voltaggio e alle sollecitazioni meccaniche. Quindi devono essere maneggiati con cura e il contatto umano senza messa a terra deve essere evitato.

Di conseguenza, possono verificarsi molti casi di fallimento del diodo di *bypass*. Ma è difficile interpretarli e riconoscerli perché attirano l'attenzione solo quando i moduli FV hanno gravi disallineamenti nelle singole caratteristiche I-V delle singole celle, ad es. causato da ombreggiatura o parti staccate di una cella a causa di incrinature cellulari.

A nostra disposizione vi è solo uno studio pubblicato sui diodi di *bypass* difettosi dei moduli fotovoltaici cristallini. Lo studio in questione è stato condotto su un sistema fotovoltaico presso l'Istituto nazionale di scienza e tecnologia industriali avanzate in Giappone che gestiva 53 unità da 4 kWp.

La figura seguente mostra le curve I-V misurate all'aperto di un modulo che presenta segni di bruciatura sui sottomoduli sinistro e centrale.

Le curve nero, rosso, verde e blu indicano le misure senza ombra parziale, con ombreggiamento parziale sul sottomodulo sinistro, con ombreggiamento parziale sul sottomodulo centrale e con ombreggiamento parziale sul sottomodulo destro, rispettivamente. La curva blu ha una riduzione di 1/3 della tensione rispetto alla curva nera. Ciò significa che il diodo di *bypass* integrato nel sottomodulo di destra funziona bene. D'altra parte, sia la curva rossa che quella verde hanno forme diverse da quella blu, cioè una piccola quantità di corrente può essere misurata senza una caduta di tensione ragionevole. Questi risultati indicano che i diodi di *bypass* combinati nei sub-moduli sinistro e centrale operano in circuito aperto. La causa non è stata ancora confermata, ma le ipotesi possibili sono diodi di *bypass* difettosi o disconnessione di saldatura tra il diodo di *bypass* e il contatto di metallo all'interno della *junction box*.

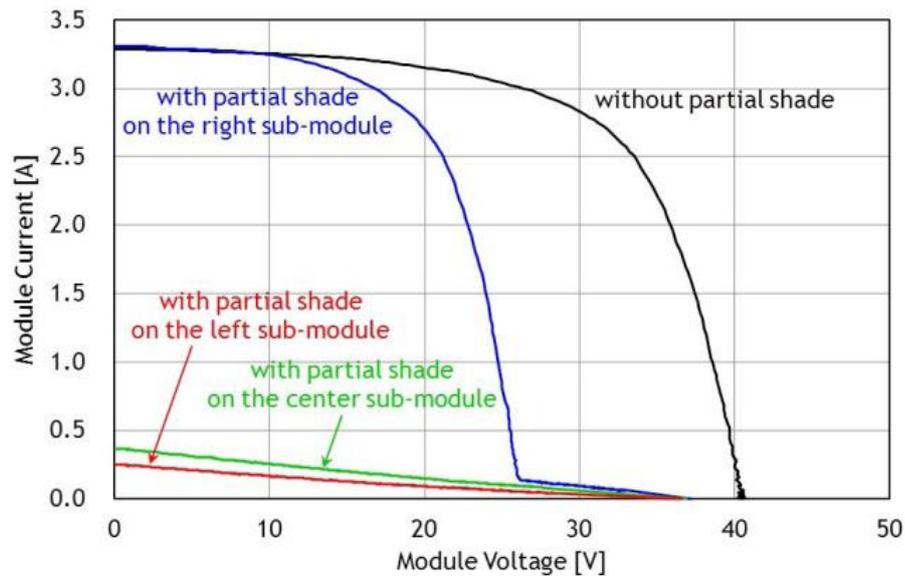


Fig. 2.2.6.1 Curva caratteristica I-V misurata di un modulo FV con segni di bruciatura.

Lo studio mostra che il 47% dei moduli presenta diodi di *bypass* difettosi.

Solo il 3% dei moduli fotovoltaici difettosi mostra anche segni di bruciatura sui sottomoduli. Di conseguenza, possiamo affermare che i sottomoduli con segni di bruciatura presentano sempre diodi di *bypass* difettosi.

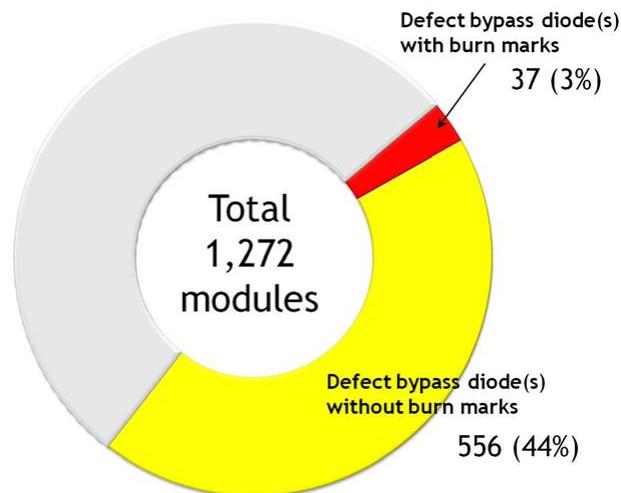


Fig. 2.2.6.2 Il grafico mostra il numero e la percentuale di moduli FV con uno o più diodi di *bypass* difettosi. I moduli fotovoltaici sono stati sul campo per circa quattro anni.

I segni di bruciatura si trovano lungo i bordi delle celle sul foglio posteriore. Tutti questi moduli fotovoltaici sono parzialmente ombreggiati da alberi vicini, lampioni e installazioni fotovoltaiche. I guasti di isolamento del bordo a livello di cella solare sono in condizioni normali, nessun problema, ma quando il diodo di bypass è in circuito aperto, la corrente viene spinta in retromarcia attraverso gli shunt delle celle solari e brucia l'incapsulamento. [1]



Fig. 2.2.6.3 Segni di bruciatura causati da diodi di *bypass* a circuito aperto.

2.2.7 LID

Sebbene siano stati fatti molti progressi nella caratterizzazione e nella mitigazione della **degradazione indotta dalla luce** (LID), le celle solari in silicio industriale soffrono ancora di diversi tipi di perdite di efficienza indotte dalla luce.

La degradazione indotta dalla luce (LID) è un fenomeno che si riferisce alla perdita di efficienza della cella FV che si viene a creare nelle primissime ore della sua esposizione alla luce solare, comportando una diminuzione della corrente di cortocircuito e della tensione a circuito aperto.

Questo difetto è noto per tutti i wafer prodotti da silicio realizzato con metodo Czochralski, ovvero per il 95% delle celle a livello mondiale. La LID si viene a creare a causa di tracce di ossigeno che si trovano nel silicio fuso durante il processo Czochralski che serve a generare i cristalli di silicio. Sotto l'effetto dell'esposizione al sole questi dimeri di O_2 con carica positiva si possono diffondere in tutto il reticolo di silicio, e creare complessi con gli accettori droganti del boro. I complessi boro-ossigeno creano i loro propri livelli di energia nel reticolo di silicio, e possono catturare gli elettroni e gli *holes* che pertanto non contribuiscono più all'effetto fotovoltaico. Sebbene il LID sia stato studiato approfonditamente negli ultimi quattro decenni, i meccanismi di ricombinazione responsabili della degradazione rimangono ancora da identificare. Il LID è osservabile solo nelle celle FV di tipo p, poiché drogate con boro, mentre è assente nelle celle di tipo n.

Negli anni '70, il LID è stato osservato per la prima volta in celle al silicio create con processo Float Zone (FZ), drogate con boro e in quelle prodotte con processo Czochralski (Cz). Si è osservato che la densità dei difetti indotti dalla luce aumentavano con l'aumentare delle concentrazioni di boro e ossigeno, di conseguenza la degradazione è stata collegata alla formazione di un complesso boro-ossigeno e l'effetto è diventato noto come Boro-Ossigeno LID (BO-LID). Tuttavia, l'attuale modello del complesso B-O è stato messo in discussione dopo l'osservazione del LID in celle Cz-Si drogate con alluminio, indio e nelle celle FZ-Si.

La riduzione al minimo del boro o della concentrazione di ossigeno è stata considerata la soluzione più praticabile per garantire un silicio senza LID, fino a quando alcuni studiosi nel 1998 misurarono il LID in

celle FZ-Si drogate con boro e contaminate intenzionalmente con rame. L'effetto divenne noto come LID da rame (Cu-LID).

È interessante notare che diversi produttori di celle solari hanno recentemente osservato un forte LID anche nelle celle ad alta efficienza create con tecnologia PERC (dotate di un film posteriore in grado di catturare la luce deviata e riflessa, aumentando così la corrente prodotta) e nelle celle al silicio Al-BSF, che non possono essere spiegate dalla teoria BO-LID.

In questo paragrafo tratteremo dunque i due modelli di degradazione più conosciuti: il BO-LID e il Cu-LID.

2.2.7.1 BO-LID

Cominciamo con una premessa. In un semiconduttore, i portatori di carica più abbondanti sono chiamati portatori di maggioranza, che sono i principali responsabili del trasporto corrente. Nei semiconduttori di tipo n sono elettroni, mentre nei semiconduttori di tipo p sono *holes*. I portatori di cariche meno abbondanti sono chiamati portatori di minoranza; nei semiconduttori di tipo n sono *holes*, mentre nei semiconduttori di tipo p sono elettroni.

Gli autori in [11] hanno misurato i cambiamenti nella durata dei portatori di minoranza con l'esposizione dei wafer di silicio alla luce solare.

La figura seguente mostra un tipico BO-LID misurato in una cella Cz-Si drogata con boro puro con una concentrazione di ossigeno superiore a 1 ppm. La degradazione viene dapprima osservata con una rapida diminuzione esponenziale iniziale (FRC) della durata di vita dei portatori di minoranza, seguita da un secondo decadimento asintotico più lento (SRC), che domina la degradazione. L'effetto è chiamato degradazione boro-ossigeno (BO-LID), anche se il boro e l'ossigeno devono ancora essere confermati quali responsabili della formazione del difetto attivo di ricombinazione.

Nonostante il nome di degradazione indotta dalla luce, i fotoni non sono direttamente coinvolti nella formazione di BO-LID. Finché l'energia fotonica supera la *band gap* del silicio, la lunghezza d'onda del fotone e la profondità di penetrazione sono irrilevanti, poiché la LID è infatti causata dall'iniezione di portatori di minoranza in eccesso. Pertanto, il BO-LID si viene a creare anche durante la polarizzazione diretta della cella al buio. Sebbene il BO-LID sia osservato a concentrazioni di eccedenza di portatore di $1,7 \times 10^9 \text{ cm}^{-3}$, i portatori in eccesso non possono da soli spiegare la densità dei difetti formatasi durante la degradazione. Come descritto in [11], studiosi hanno confermato che la formazione di BO-LID è determinata dalla concentrazione di portatore di minoranza totale, basata sull'osservazione di BO-LID al buio a polarizzazione zero e a temperature superiori a 300 K. Pertanto, il controllo della temperatura e le condizioni di iniezione del portatore sono fondamentali per determinare il tasso di degradazione e la densità di difetti.

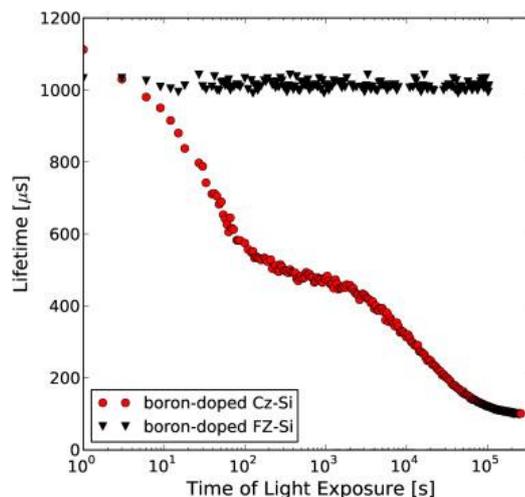


Fig. 2.2.7.1.1 Durata della ricombinazione del portatore di minoranza in funzione del tempo di illuminazione in Cz-Si pulito a bassa resistività B-Si e FZ-Si.

Interessante è notare i cambiamenti della curva I-V per una cella esposta alla luce per la sua prima ora di vita. I dati sono stati prelevati dagli autori in [12] ogni 5 minuti e misurati con un tester di impulsi. Nelle figure che seguono sono mostrati i cambiamenti nella cella di V_{oc} e J_{sc} durante i primi 60 minuti. Dopo la prima ora di esposizione, la cella è stata esposta per un'ora alla volta e portata fuori per le misurazioni. Il cambiamento di pendenza della curva a cavallo della prima ora suggerisce che esiste una sorta di recupero del V_{oc} . Questo tipo di recupero non è stato osservato sui valori di J_{sc} durante lo stesso tempo. È importante sottolineare che ciò accade solo se la cella viene privata della sorgente di luce. Si ritiene che questa sia una manifestazione dell'attività dell'interfaccia e che i difetti siano generati all'interfaccia e/o che vi sia una redistribuzione della carica durante l'immersione leggera. Le figure (a) e (b) confermano anche che sembra esserci un decadimento rapido iniziale seguito da un decadimento più lento dei parametri cellulari.

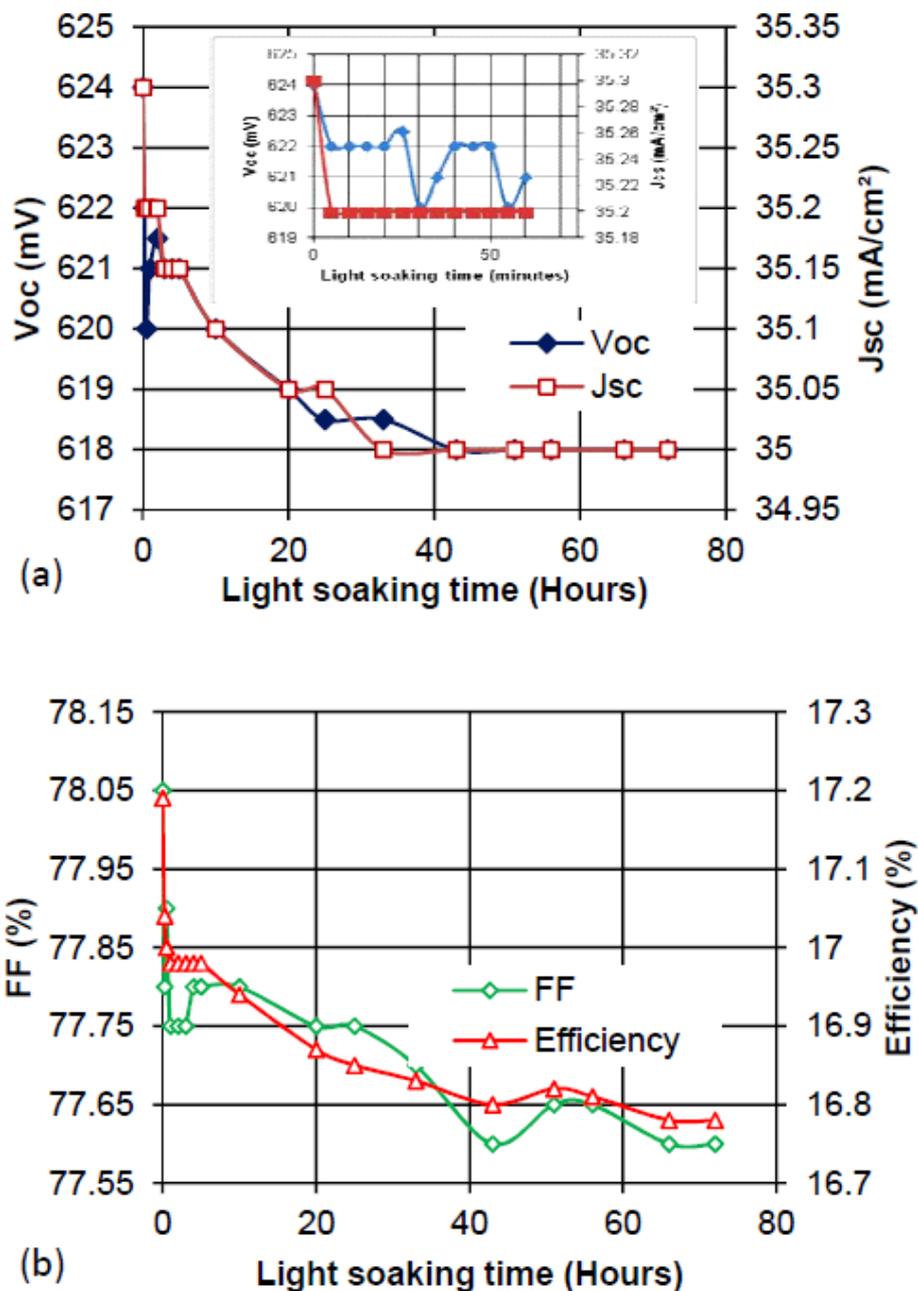


Fig. 2.2.7.1.2 (a) Variazione di V_{oc} e J_{sc} . (b) FF ed efficienza di una cella tracciati in funzione del tempo di immersione nella luce. (a) mostra la diminuzione di V_{oc} e J_{sc} per la prima ora di immersione.

Il LID boro-ossigeno viene tradizionalmente mitigato riducendo al minimo la concentrazione di boro o ossigeno nella massa di silicio. La riduzione della concentrazione di ossigeno al di sotto di 1 ppm è efficace, in quanto non è stato misurato il LID in FZ-Si drogato con boro puro. Tuttavia, la crescita di lingotti FZ-Si con basso contenuto di ossigeno è nota per essere più costosa rispetto al Cz-Si convenzionale.

Sostituire il doping del boro con il gallio si dimostra anch'esso un metodo efficace, dal momento che non è stato misurato il BO-LID in Cz-Si drogato con gallio, indipendentemente dalla concentrazione di ossigeno o dalla dose di irradiazione elettronica. Tuttavia, il basso coefficiente di segregazione del gallio rende difficile la crescita dei lingotti a resistività uniforme. Il BO-LID può anche essere mitigato sostituendo la materia prima delle celle con n-Si, poiché non è stata misurata alcuna degradazione in Cz-Si drogato con fosforo puro o FZ-Si drogato con fosforo con un livello di ossigeno pari a 8,4 ppm.

In Cz-Si con BO-LID, si è notato che si possono eliminare completamente i difetti mediante l'illuminazione e la ricottura a 65-210 °C simultanee, tramite il processo noto come rigenerazione. Durante la rigenerazione, il legame boro-ossigeno viene scisso dalle alte temperature. Infatti il legame si forma durante i primi minuti di illuminazione ad una temperatura elevata ma poi si dissocia con un'energia di attivazione di 0.61-0.98 eV. Il tasso di rigenerazione è inversamente proporzionale alla concentrazione di boro e direttamente proporzionale alla concentrazione di ossigeno. Il tempo di rigenerazione può variare da 10 s a diverse ore a seconda dell'intensità dell'illuminazione, della temperatura di illuminazione e della passivazione della superficie (fenomeno elettrochimico che può rallentare o impedire la reazione di corrosione dei materiali metallici). Si pensa che l'influenza della passivazione della superficie dipenda dalla concentrazione di idrogeno nello strato di passivazione, poiché si osserva un aumento della velocità di rigenerazione con l'aumento del contenuto di idrogeno. Si presume che l'idrogeno formi coppie B-H durante la rigenerazione, impedendo la formazione di BO-LID durante l'illuminazione successiva.

Dopo la rigenerazione, un'ulteriore illuminazione non causa la formazione di difetti gravi. Tuttavia, si è osservato che la ricottura a 200 °C per 1 ora è sufficiente a destabilizzare completamente la durata di vita rigenerata, provocando nuovamente la piena formazione di difetti BO-LID durante la successiva illuminazione. Quando la temperatura di illuminazione supera i 230 °C il processo di rigenerazione viene ostacolato. Pertanto, la rigenerazione è efficace se è operata ad alta velocità (di solito con tempi intorno ai 30 minuti) e se vi sono alte concentrazioni di idrogeno e intensità di illuminazione minori di 230 °C. In pratica, l'elevata concentrazione di idrogeno viene ottenuta mediante deposizione PECVD (la deposizione chimica da fase vapore al plasma (PECVD) è un processo di deposizione chimica utilizzato per depositare film sottili da uno stato gassoso (vapore) a uno stato solido su un substrato) di SiNx che viene scaldato ad alta temperatura, seguito da un rapido spegnimento.

Nella figura seguente vengono mostrati i grafici I-V di una cella prima e dopo l'immersione di luce per 72 ore, seguita da ricottura. Notiamo che tutti i parametri cellulari (V_{oc} , J_{sc} e FF) si degradano con l'esposizione e poi si ripristinano: in questo caso, il V_{oc} viene recuperato completamente, mentre J_{sc} e FF vengono recuperati solo parzialmente. [12]

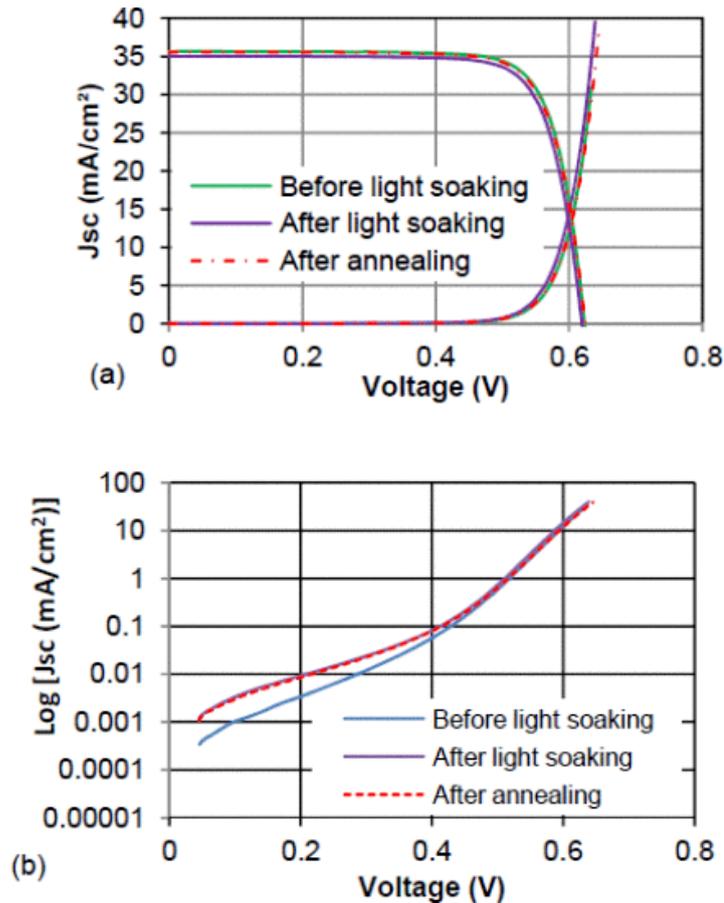


Fig. 2.2.7.1.3 (a) Caratteristiche I-V di una cella tracciate in condizioni diverse. (b) Diagramma logaritmico delle caratteristiche della figura precedente.

2.2.7.2 Cu-LID

Si ritiene che il rame attivi la formazione di Cu-LID, poiché la contaminazione intenzionale di rame produce un LID in Cz-Si drogato con gallio, che è privo di BO-LID anche dopo irradiazione di elettroni. Le misurazioni della fluorescenza a raggi X confermano che il Cu-LID è inibito dalla rimozione del rame dalla massa di wafer. Il rame interstiziale (Cu_i) è specificamente indicato per essere un prerequisito per la formazione di Cu-LID, poiché le misurazioni TDI (Transient Ion Drift) mostrano una perdita di Cu_i durante l'illuminazione, la densità del difetto di Cu-LID è proporzionale alla concentrazione iniziale di Cu_i e la rimozione di Cu_i impedisce Cu-LID.

Il rame è un metallo di transizione che si diffonde interstizialmente nel silicio come ione caricato positivamente (Cu^+). Nel Si intrinseco e nel Si di tipo n, le misurazioni TID hanno rivelato un'energia di attivazione di diffusione di 0.18 eV.

In Si di tipo p, il rame interstiziale si accoppia con atomi di accettori caricati negativamente, formando CuB, CuGa, CuAl e CuIn. La diffusione è più lenta nel Si drogato con Ga che nel Si drogato con boro, a causa della maggiore energia di dissociazione di CuGa rispetto a CuB.

La figura seguente mostra Cu-LID in Cz-Si drogato con boro intenzionalmente contaminato e FZ-Si, in cui il rame è interstiziale prima dell'illuminazione. In FZ-Si drogato con B, il Cu-LID è osservato come una degradazione esponenziale singola che può essere descritta della stessa funzione di decadimento di BO-LID. Un singolo decadimento esponenziale si osserva anche in FZ-Si drogato con P, Cz-Si drogato con Ga e mc-

Si drogato con B. Tuttavia, il Cz-Si drogato con B contaminato da rame (che già soffre di BO-LID) mostra una rapida degradazione iniziale, seguita da un secondo decadimento più lento, e da una diminuzione finale molto lenta.

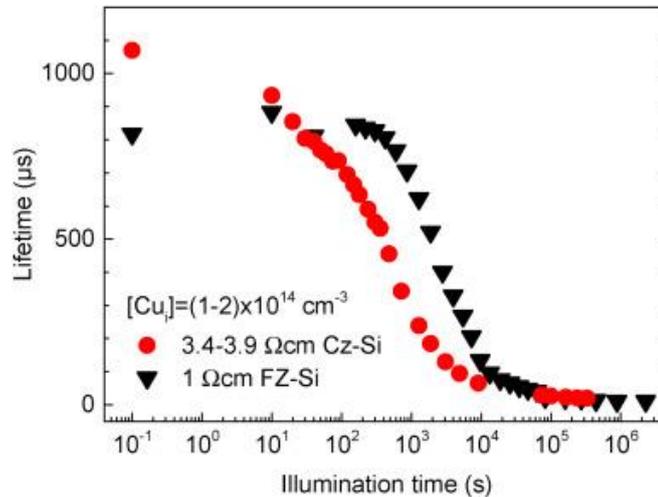


Fig. 2.2.7.2.1 Durata della ricombinazione del portatore di minoranza in funzione del tempo di illuminazione in Cz-Si ossidato e contaminato con rame e FZ-Si.

Il tasso di degradazione dovuto a Cu-LID aumenta con l'aumento della temperatura, l'intensità dell'illuminazione, la concentrazione interstiziale di rame e la densità di micro-difetti (BMD) di massa. Sia nel Cz-Si drogato con B che nel drogato di Ga, si osserva un aumento della velocità di degradazione con diminuzione della concentrazione di drogante, che potrebbe essere spiegata da una concentrazione decrescente di coppie rame-accettore che devono dissociarsi prima di avere Cu-LID.

Al contrario di BO-LID, Cu-LID mostra o no o solo parzialmente il recupero a 200 °C.

Al fine di ridurre al minimo la ricombinazione legata al rame, sono stati sviluppati diversi metodi per ridurre le concentrazioni di rame in massa e in superficie. I metodi applicabili alle celle FV includono l'*out-diffusion* e il *segregation gettering*.

Sebbene BO-LID e Cu-LID siano due diversi fenomeni di degradazione, essi possono verificarsi simultaneamente. La distinzione tra i due effetti di degradazione in una singola cella solare è tuttavia impegnativa, poiché sia BO-LID che Cu-LID causano una diminuzione esponenziale della vita del portatore di minoranza e ricottura di recupero a 200 °C può influenzare la passivazione della superficie. Nel Cz-Si può essere diagnosticato con precisione il BO-LID, se la cella mostra un doppio decadimento esponenziale, un recupero completo a 200 °C e quindi una completa rigenerazione. In altri casi, la presenza di Cu-LID può essere sospettata, ma deve essere confermata analizzando la concentrazione iniziale di rame interstiziale o applicando tecniche di rimozione del rame. Pertanto, è necessario identificare ulteriori proprietà di Cu-LID, al fine di distinguere meglio tra BO-LID e Cu-LID.

Oltre al silicio monocristallino, il LID è stato osservato in diversi tipi di silicio quasi-mono (QuMo) e multicristallino.

Le moderne celle FV a silicio multicristallino mostrano per lo più una singola degradazione esponenziale. Molti wafer mc-Si presentano un LID meno dannoso rispetto a Cz-Si drogato in modo simile, ma un LID particolarmente forte (noto anche come LeTID o LID2) è stato recentemente osservato in alcune celle PERC e Al-BSF mc-Si. La passivazione della superficie posteriore può influenzare il LeTID nel PERC mc-Si drogato con B, mentre le celle mc-Si Al-BSF drogate con Ga sembrano soffrire di degradazione della massa.

In sintesi, la degradazione indotta dalla luce è un problema multiforme nelle celle solari al silicio, che continuerà a generare controversie all'interno dell'industria e del mondo accademico, fino a quando non verranno identificati i difetti responsabili. Potremo aspettare una pletora di ulteriori proprietà di degradazione, modelli di difetti e tecniche di mitigazione prima che tutti i tipi di LID possano essere minimizzati nelle celle solari a silicio cristallino. [11]

2.2.8 PID

Il **degrado indotto dal potenziale** (PID) dei moduli fotovoltaici è uno dei più gravi tipi di degrado, in cui le perdite di potenza a livello di sistema possono addirittura superare il 30%. In questo paragrafo cercheremo di trattare a un livello abbastanza approfondito questo difetto, che risulta essere ancora sotto indagine dai ricercatori in quanto non ancora del tutto spiegato in tutte le sue parti e ci concentreremo sulle sue diverse tipologie e nelle possibili misure attuabili per contrastarlo. Per quanto riguarda i possibili test da effettuare per individuarlo, si rimanda al paragrafo dedicato più avanti.

Il processo PID dipende dalla forza del campo elettrico, dalla temperatura, dall'umidità relativa, dal tempo e dai materiali del modulo fotovoltaico. Per le celle di tipo p, in cui il difetto capita più comunemente, è stato stabilito che la diminuzione della resistenza allo *shunt*, dovuta alla migrazione degli ioni sodio attraverso la giunzione n/p, è la causa principale della degradazione. D'altra parte, è stato recentemente confermato per le celle di tipo n che il PID si verifica a causa di un aumento della ricombinazione poiché le cariche sono guidate all'interfaccia rivestimento/emettitore anti-riflesso (AR).

Nelle centrali fotovoltaiche, i moduli fotovoltaici sono collegati in serie e quindi la tensione del sistema varia tra i ± 600 e i ± 1500 V. Gli inverter fotovoltaici più comuni, senza trasformatore, non consentono la messa a terra della parte elettronicamente attiva e quindi una parte della stringa di moduli presenta una tensione positiva mentre l'altra parte una tensione negativa rispetto ai *frame* messi a terra. Il PID è il difetto che provoca la perdita di potenza causata da una differenza di alta tensione tra le celle solari attive e il *frame* dei moduli fotovoltaici. È stato riportato in molti studi, che le celle di tipo p possono essere influenzate da PID ad un potenziale di tensione negativo, mentre le celle di tipo n possono essere influenzate con tensione sia positiva che negativa, in base alla topologia. Oltre alla tensione di sistema, il PID dipende fortemente dalla temperatura e dall'umidità relativa. Esiste una varietà di proposte per la costruzione di modelli in grado di descrivere il fenomeno PID nei moduli fotovoltaici di tipo p, che sono principalmente interpolazioni di funzioni polinomiali o esponenziali. Tuttavia, i parametri di tali modelli devono essere adattati a tutti i diversi moduli fotovoltaici e non sono universalmente applicabili.

I principali sospettati del meccanismo PID delle celle solari di tipo p sono gli ioni sodio (Na^+), che si spostano a causa del campo elettrico negativo (il campo elettrico è orientato dal *frame* di messa a terra del modulo fotovoltaico alla connessione elettrica delle celle fotovoltaiche con potenziale negativo in base al telaio collegato a terra) dal vetro ricco di sodio attraverso il rivestimento anti-riflesso (AR) e penetrano i difetti cristallini che attraversano la giunzione p-n. Ciò porta alla riduzione della resistenza di shunt (R_{sh}) e all'aumento della corrente di saturazione. Nelle caratteristiche I-V, si vede la significativa caduta del *fill factor*. [1][14]

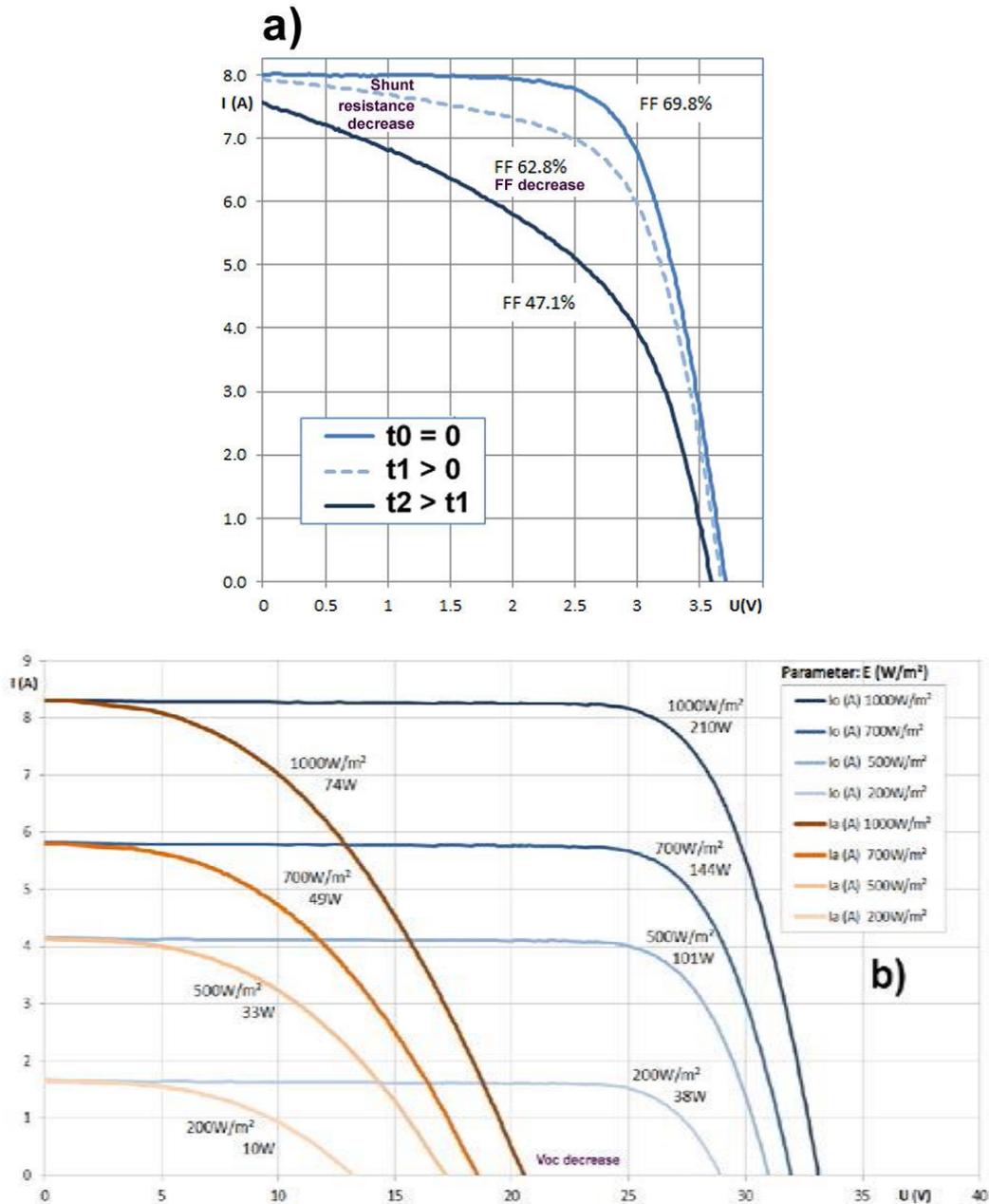


Fig. 2.2.8.1 Curve I-V di moduli fotovoltaici con celle policristalline. a) curve I-V misurate all'STC da un modulo 2×3 celle all'interno di una camera climatica a 60°C e 85% di umidità relativa, per intervalli temporali di 96 h, a -1000 V tra celle e *frame* per il primo intervallo, a -1500 V per il secondo. La potenza diminuisce con l'aumentare dell'effetto PID nel tempo. b) curve I-V di un modulo colpito da PID (I_a) e senza difetti (I_o) 6×9 con tensione di sistema $\pm 400\text{ V}$ misurata a vari livelli di irraggiamento.

Nelle celle di tipo n, è stato mostrato che la deriva degli ioni Na^+ non è la ragione della perdita di potenza sotto tensione di sistema elevata. Il presunto meccanismo PID nelle celle solari di tipo n è la polarizzazione superficiale, in cui sono presenti cariche negative o positive (a seconda della topologia) accumulate nel film di SiNx che funge da rivestimento passivante e anti-riflesso (AR).

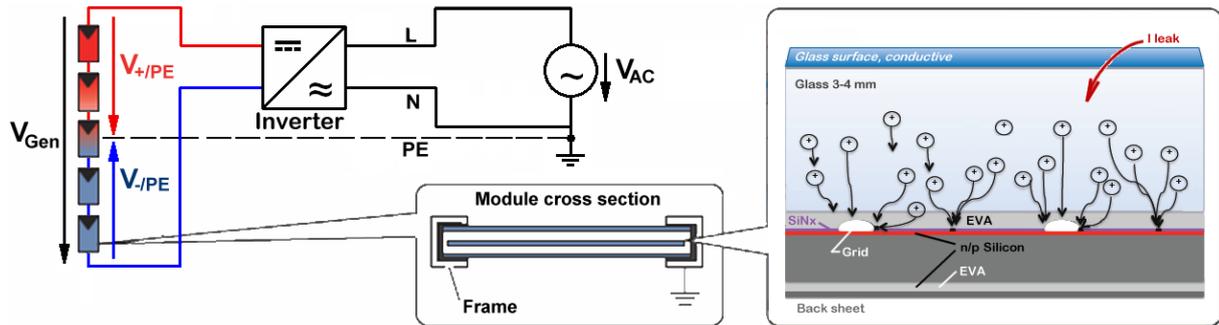


Fig. 2.2.8.2 A sinistra: Schemi di una installazione fotovoltaica collegata alla rete mediante un inverter senza trasformatore. In mezzo: sezione trasversale del modulo. A destra: disegno in dettaglio della sezione trasversale accanto al *frame* (collegata a terra).

In un tipico impianto fotovoltaico, spesso c'è una forte differenza di potenziale elettrico tra il circuito attivo e il frame dei moduli a entrambe le estremità di una stringa di modulo (figura 1). Ciò causa perdite di corrente che fluiscono attraverso il modulo provocando una potenziale perdita di efficienza del modulo fotovoltaico. In celle del tipo p, le correnti di dispersione possono fluire dal telaio del modulo alle celle lungo diversi percorsi, ovvero:

- (1) lungo la superficie del vetro anteriore e attraverso la massa di vetro frontale e dell'incapsulante;
- (2) attraverso la maggior parte del vetro frontale (lateralmente) e attraverso la maggior parte dell'incapsulante;
- (3) lungo l'interfaccia tra il vetro frontale e l'incapsulante e attraverso la maggior parte dell'incapsulante;
- (4) attraverso la maggior parte dell'incapsulante;
- (5) lungo l'interfaccia tra l'incapsulante e il *back sheet* e attraverso la maggior parte dell'incapsulante;
- (6) lungo la superficie del *back sheet* e attraverso la massa del *back sheet* e dell'incapsulante.

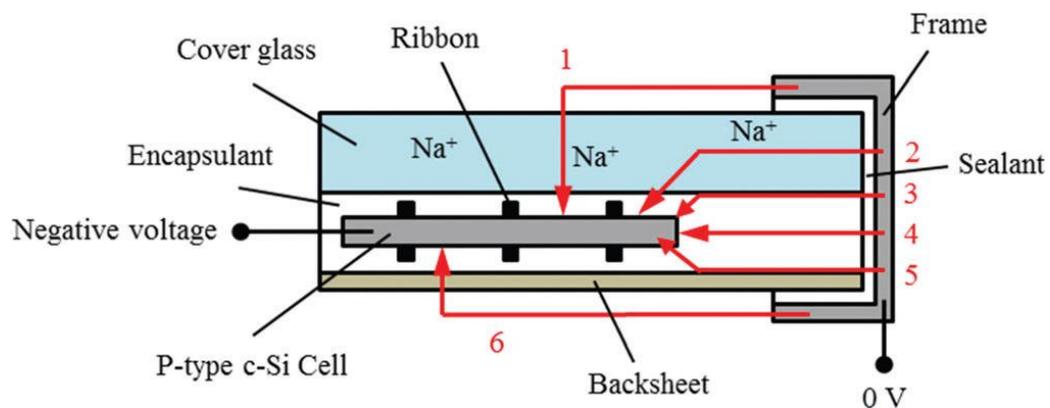


Fig. 2.2.8.3 Sezione trasversale di un modulo fotovoltaico c-Si convenzionale e modellazione di possibili vie di corrente di dispersione. Le celle solari sono sottoposte a tensione negativa mentre il telaio del modulo è collegato a terra. La freccia rappresenta la direzione delle correnti di dispersione. Gli ioni positivi come gli ioni di sodio (Na^+) viaggiano verso cella quando le celle sono a potenziale di tensione negativa.

La direzione delle correnti di dispersione è invertita quando le celle sono polarizzate positivamente rispetto al frame del modulo. Tra i percorsi di perdita sopra menzionati, il percorso 1 è spesso il più dannoso in condizioni operative esterne: infatti la conduttività del vetro anteriore aumenta notevolmente sotto la pioggia e in condizioni di alta umidità.

La via di fuga 6, che passa attraverso la maggior parte del *back sheet*, è spesso trascurata per due motivi: l'eccellente resistenza elettrica del *back sheet* in polimero e la copertura fornita dall'alluminio (Al) presente frequentemente sul lato posteriore del semiconduttore convenzionale.

L'importanza relativa ai diversi percorsi della corrente di dispersione dipende da una serie di fattori, come l'umidità, la condensa di rugiada e i materiali di incapsulamento.

Nonostante le differenze nella struttura del modulo, i moduli a film sottile generalmente hanno percorsi di dispersione simili a quelli del convenzionale c-Si, tranne che per un ulteriore percorso presente attraverso il vetro posteriore (7).

I percorsi di corrente di dispersione 1 e 7 possono condurre entrambi a

PID, ma le loro sensibilità al PID sono diverse. Ad esempio, la perdita di corrente attraverso il vetro posteriore in un modulo CIGS è stato misurato e risulta essere di oltre un grado inferiore alla perdita di corrente attraverso il vetro frontale.

I moduli a film sottile senza *frame* e che sono sigillati al bordo da morsetti, presentano correnti di dispersione lungo il bordo trascurabili.

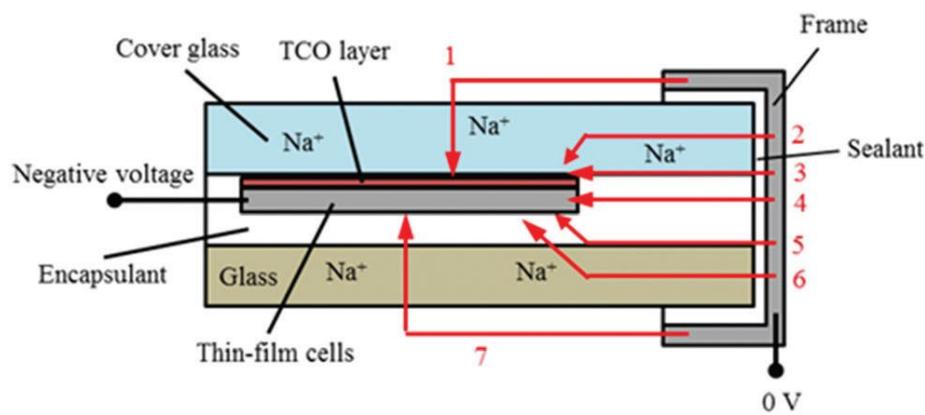


Fig. 2.2.8.4 Sezione trasversale di un modulo fotovoltaico a film sottile con una lastra di vetro sul retro con modellazione delle possibili vie di fuga.

Le cause principali del PID sono diverse a causa dei diversi tipi di tecnologie di modulo. Diverse modalità di PID si verificano anche quando lo stesso tipo di modulo fotovoltaico viene sollecitato in diverse condizioni. Il meccanismo di PID è chiaro a livello macroscopico, ma non ancora completamente a livello microscopico.

Ci soffermeremo in questa trattazione sui modelli che descrivono i meccanismi di PID più comuni, nelle tecnologie a silicio cristallino (celle di tipo p ed n) e a *thin-film*. [14]

2.2.8.1 PID in c-Si di tipo p

Il PID-s (PID da *shunting*) è il tipo più comune di PID nelle celle di tipo p convenzionali. Studi approfonditi hanno dimostrato che il PID dei moduli fotovoltaici c-Si di tipo p è strettamente associato, come detto precedentemente, alla riduzione della resistenza allo shunt (R_{sh}), a un aumento della corrente di saturazione dovuta alla ricombinazione nella regione di carica (J_{o2}) e a un aumento del fattore di idealità (n_2 , tiene conto che nel silicio si possono avere fenomeni di generazione (quando il diodo è polarizzato inversamente) e ricombinazione (quando il diodo è polarizzato direttamente) anche nella regione di transizione, ha valore pari a 2 per il silicio) del diodo.

Si sospetta che il sodio (Na) abbia un ruolo prominente nell'evoluzione di PID-s. Sotto una tensione negativa, gli ioni di sodio (Na^+) si spostano attraverso il film di SiN_x (film antiriflesso, AR) verso l'interfaccia

tra il Si e il rivestimento AR e penetrano nei difetti cristallini attraversando la giunzione p-n. Tutto ciò degrada l'efficienza della cella.

A bassi livelli di irradianza, la perdita di efficienza a causa del PID-s è più grave, rispetto a quella che si avrebbe nelle condizioni di prova standard (STC), in quanto le perdite di carica diventano dominanti con la riduzione della fotocorrente.

Si evince da numerosi esperimenti che le regioni delle celle solari colpite da PID sono fortemente correlate con le posizioni di accumulo di Na all'interfaccia tra AR e Si, come mostrato nella figura seguente.

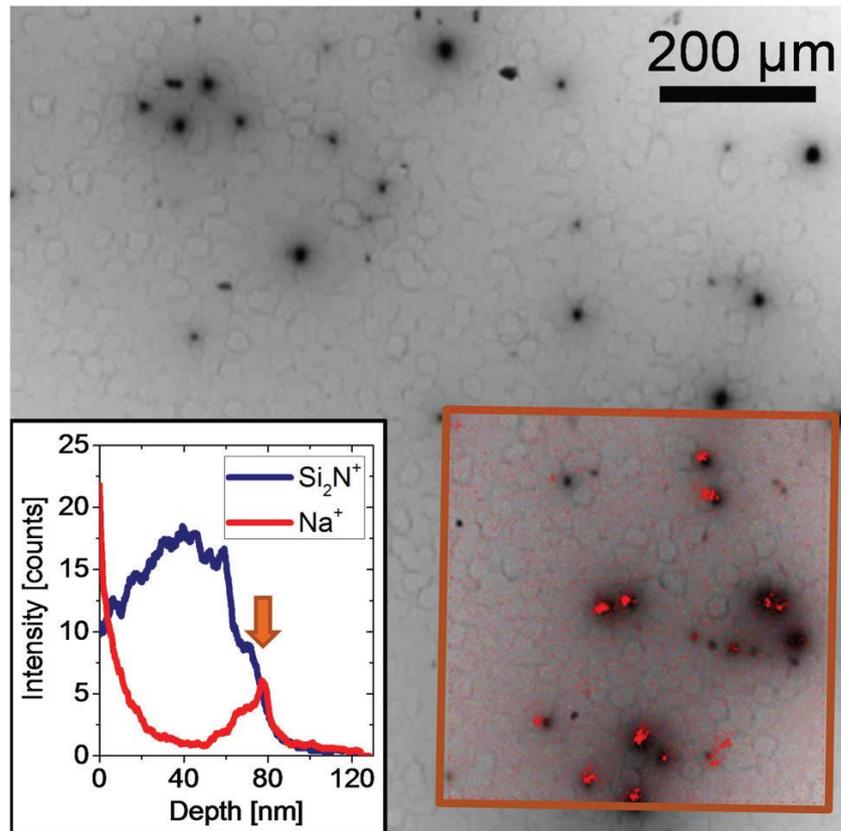


Fig. 2.2.8.1.2 Un'immagine EBIC di una regione di cella di silicio monocristallino soggetta a PID e con presenza di sodio nei siti dove si registra il fenomeno di degradazione. L'inserto in basso a sinistra mostra la distribuzione di Na all'interfaccia SiN_x/Si .

L'origine della contaminazione da Na è abbastanza chiara, ovvero la lastra di vetro di copertura. Secondo altri studi, un'altra possibile fonte potrebbe essere la contaminazione di Na sulla superficie del film di SiN_x . Un modello valido per descrivere il fenomeno del PID è stato costruito notando prima di tutto che i difetti dovuti al cattivo impilamento degli strati del wafer di silicio erano contaminati da sodio.

I difetti di impilamento, con una lunghezza di diversi micrometri, possono estendersi dall'interfaccia SiN_x/Si attraverso la giunzione p-n fino allo strato di base del silicio drogato p, come mostrato nella figura seguente. Mano a mano che il PID-s progredisce, gli ioni Na^+ si propagano attraverso l'interfaccia SiN_x/Si e sotto l'influenza di un forte campo elettrico si accumulano nello strato ultrasottile SiO_x .

All'interno degli difetti di impilamento, il movimento del sodio è governato da un processo di diffusione. Se la concentrazione del difetto di impilamento nell'area colpita da PID è sufficientemente alta, si presume che si formino percorsi di *shunting* attraverso la giunzione p-n (processo 1 in figura).

Invece, quando la concentrazione del difetto è relativamente bassa nella fase iniziale di PID-s, questi difetti diventano centri per la ricombinazione Shockley-Read-Hall (SRH) (processo 2 in figura).

Il processo appena citato termicamente attivato porta a un valore aumentato di J_{o2} e a un fattore di idealità n_2 significativamente maggiore di 2.

Gli studiosi hanno ipotizzato che i difetti cristallini come le dislocazioni agiscono come nuclei di difetti e i difetti di impilamento si formano/crescono grazie alla penetrazione di Na.

Gli errori di impilamento continueranno quindi ad evolversi sotto l'influenza di condizioni di PID. [14]

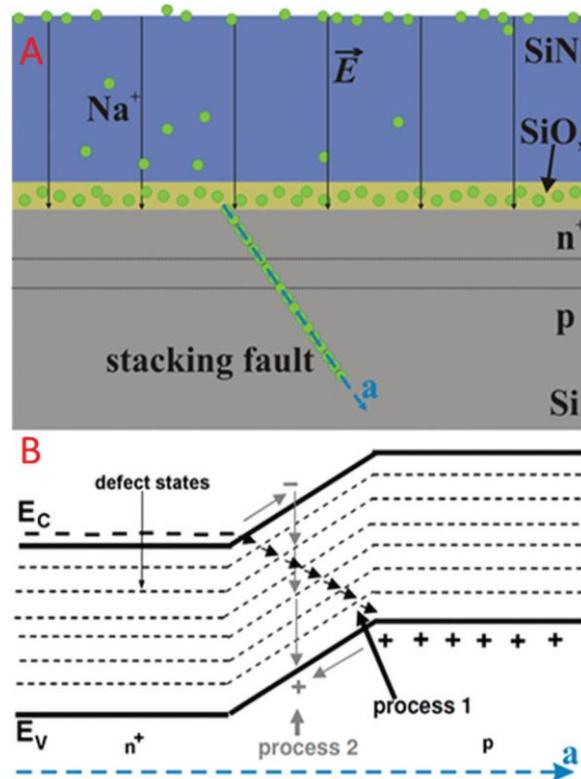


Fig. 2.2.8.1.3 (A) Disegno schematico di una sezione trasversale di cella FV e trasporto di Na^+ (punti verdi) attraverso lo strato SiN_x e successiva diffusione nei difetti di impilamento. (B) La struttura di banda lungo un difetto di impilamento (a) attraversato da Na.

2.2.8.1 PID in c-Si di tipo n

L'effetto di polarizzazione superficiale è stato osservato per la prima volta in moduli fotovoltaici c-Si di SunPower, che sono stati fabbricati con celle di tipo n c-Si con contatti posteriori, ad alta efficienza, con biossido di silicio (SiO_2) per la passivazione della superficie. Secondo alcuni studi, quando la cella di questo tipo è sottoposta ad un alto potenziale positivo, si verificano perdite di corrente dalla cella attraverso il vinile di etilene acetato (EVA) e il vetro di copertura verso terra, a causa di cariche negative che si accumulano sulla superficie del rivestimento AR.

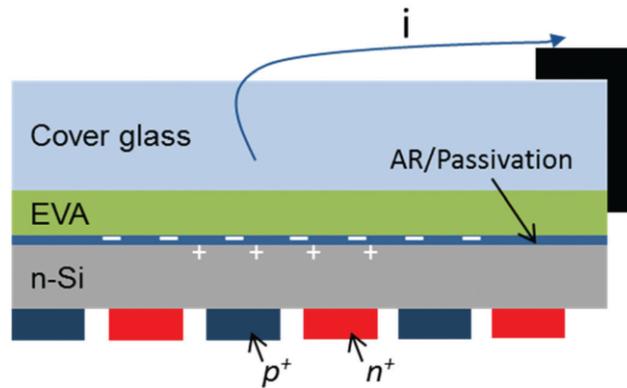


Fig. 2.2.8.1.2 Diagramma schematico che illustra l'effetto di polarizzazione superficiale nelle celle c-Si a contatti posteriori, ad alto rendimento, di tipo n di SunPower. L'EVA è usato come foglio incapsulante. 'i' rappresenta la corrente di dispersione dalla cella attraverso il vetro verso il telaio e la terra.

Le cariche negative sono intrappolate all'interno del nitruro di silicio (SiN_x) usato come rivestimento AR, a causa dell'alta resistività del SiO_2 e/o pellicola SiN_x . Pertanto, invece di essere raccolti dalla giunzione p-n della cella, gli *holes* generati dalla luce (positivi) nella parte anteriore della cella sono più attratti nella parte anteriore della cella dalle cariche negative presenti nel rivestimento AR, dove si ricombinano con gli elettroni. Ciò si traduce in un aumento della ricombinazione superficiale e quindi in una riduzione della corrente e del voltaggio. Oltre al calo della corrente e della tensione osservato, vi è una significativa perdita del *fill factor* che porta a una significativa diminuzione dell'efficienza.

Diverse tecnologie basate su c-Si di tipo n sono state sottoposte a test PID negli ultimi anni.

La maggior parte delle osservazioni può essere ben spiegata dalla teoria della polarizzazione superficiale precedentemente esposta. Tuttavia, si deve evidenziare che il modello di polarizzazione superficiale non è in grado di spiegare tutti i fenomeni PID che si verificano nei moduli basati su c-Si di tipo n. Esistono altre modalità in cui il PID si manifesta in questo caso. Ad esempio, è stato scoperto che celle c-Si di tipo n in moduli con emettitore sul lato posteriore si sono degradate in maniera lieve quando sono state sottoposte a tensione negativa. I moduli hanno esibito una diminuzione di EQE (rapporto tra il numero di portatori di carica raccolti dalla cella solare e il numero di fotoni di una data energia che incidono sulla cella solare) nell'intervallo di lunghezze d'onda da 400 a 600 nm e un calo di V_{oc} e FF.

I risultati degli studi indicano che la perdita di V_{oc} è attribuibile a un'aumentata ricombinazione superficiale dei portatori di minoranza e tutto ciò in aperta opposizione al modello di polarizzazione, dove gli ioni positivi avrebbero dovuto accumularsi nel rivestimento AR, mentre i portatori di minoranza vengono invece respinti dalla parte anteriore delle celle.

Una possibile causa del degrado potrebbe essere l'introduzione di Na nel Si sotto polarizzazione negativa. Si sospetta che la contaminazione da Na causi ulteriori centri di ricombinazione SRH e quindi una maggiore ricombinazione superficiale. Tuttavia, non esistono ancora prove certe per dimostrare tale ipotesi. [14]

2.2.8.3 PID in tecnologie *thin-film*

Tecnologie a Silicio amorfo (a-Si), a seleniuro di gallio indio rame (CIGS) e moduli a film sottile di tellururo di cadmio (CdTe) sono tutte categorie soggette a PID.

Il PID nei moduli a film sottile è principalmente attribuito alla migrazione dello ione Na. In genere, due sono gli scenari che possono venirsi a creare a seconda che via sia o meno umidità in ingresso nella cella.

In assenza di umidità, in ambienti asciutti o in ambienti umidi in cui l'umidità deve ancora penetrare i moduli, Na^+ è ridotto a Na elementare. L'accumulo di Na influenza molto le prestazioni elettriche, ma tale difetto può essere reversibile con applicazione di tensione inversa.

In generale, un'eccessiva impurità delle giunzioni dei semiconduttori causa la ricombinazione.

Si è osservato durante esperimenti una riduzione del 40% e del 50% della tensione a circuito aperto (V_{oc}) e del *fill factor* (FF), rispettivamente, nei moduli CIGS con uno strato TCO (ossidi conduttivi trasparenti, strato frontale che funge da elettrodo) di ZnO dopo il test di PID, mentre la corrente di cortocircuito (I_{sc}), la resistenza allo shunt (R_{sh}) e la resistenza in serie (R_s) sono cambiate leggermente. Inoltre, l'idealità del diodo n è risultata in aumento da 1,4 a circa 9. Pertanto, si è concluso che il PID nei moduli CIGS è principalmente attribuibile a un ricombinazione potenziata.

Tuttavia, tali risultati sono leggermente diversi da quelli ottenuti da altre ricerche sullo stesso tipo di degradazione e tecnologia FV e nelle stesse condizioni, perciò non siamo in grado di definire un modello unico per tutti i casi. Le cause alla radice di questi diversi meccanismi PID nei moduli a film sottile devono ancora essere esaminate.

Nel secondo caso, quando l'umidità penetra nei moduli, un diverso meccanismo di PID viene osservato. L'ingresso di umidità dipende dalla qualità dell'impermeabilizzazione del modulo più che dalle condizioni ambientali. La combinazione di riduzione degli ioni Na^+ e ingresso di umidità provocano un processo elettrochimico non reversibile di corrosione del film di TCO.

La reazione chimica avviene tramite tre passaggi separati, come di seguito: riduzione di Na^+ , formazione di idrogeno elementare a partire da Na e acqua, e reazione redox tra TCO e idrogeno. Di conseguenza, l'adesione tra TCO e cella viene a mancare.

Quindi la presenza di sodio e di acqua provocano uno stress meccanico all'interfaccia tra TCO e cella e una volta che lo stress meccanico è sufficiente, il film di TCO inizia a rompersi, con possibile delaminazione finale.

Rispetto al TCO formato da SnO_2 , un film a base di ZnO è di gran lunga immune all'attacco di idrogeno elementare. Pertanto, delaminazioni in questo caso non vengono osservate. [14]

2.2.8.4 Fattori che influenzano il PID

L'entità della corrente di dispersione segue una relazione con la temperatura nella forma di Arrhenius, quando l'umidità è ad un livello fisso.

La progressione del PID nei moduli c-Si di tipo p è prevalentemente causata dalla diffusione di ioni di metalli alcalini (prevalentemente

Na^+ come visto). Questi processi sono attivati dalla temperatura e quindi mostrano una relazione di tipo Arrhenius. Ciò è stato verificato in vari modi tracciando la corrente di dispersione su un asse y logaritmico rispetto al reciproco della temperatura assoluta del modulo, rivelando una relazione esponenziale.

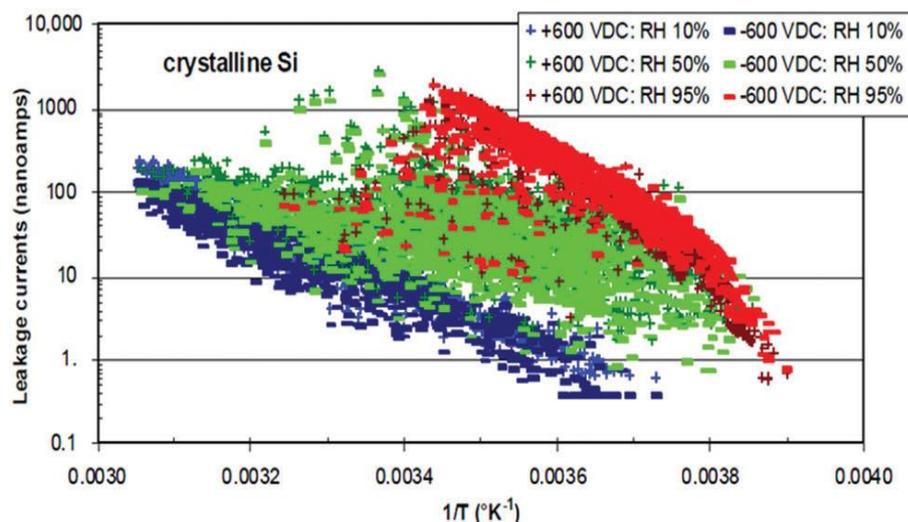


Fig. 2.2.8.4.1 Corrente di dispersione a 600 V per moduli Si monocristallini rispetto all'inverso della temperatura del modulo in tre bande di valori di umidità relativa (RH); le variazioni di umidità sono entro il 2%.

Deve essere evidenziato che la relazione vale solo per livelli di umidità fissi, così come l'energia di attivazione generalmente aumenta con l'umidità. Quest'ultima si differenzia per i diversi tipi di moduli fotovoltaici, ma possiamo stimare un valore da 0,7 a 0,9 eV.

Oltre alla temperatura, l'umidità è un altro fattore ambientale che influenza la progressione della PID in diversi modi.

In primo luogo, l'umidità influisce sui percorsi della corrente di dispersione. In condizioni senza umidità, la conduttività di superficie del vetro è bassa e quindi le correnti di dispersione si verificano principalmente sui bordi del modulo. Al contrario, in condizioni di elevata umidità o condizioni di pioggia o rugiada, una pellicola elettricamente conduttiva viene a formarsi sul vetro frontale e quindi un percorso di corrente di dispersione viene a crearsi attraverso il vetro stesso.

Si è evinto che, ad alta umidità relativa, le energie di attivazione della corrente di dispersione sono intorno a 0,9 eV.

Al contrario, a bassa umidità relativa, le energie di attivazione sono state calcolate in una gamma tra 0,4 e 0,6 eV.

In secondo luogo, la corrente di dispersione aumenta con l'aumentare del livello di umidità. L'entità della corrente di dispersione a un'umidità relativa elevata è di diversi ordini di grandezza superiore a quella a bassa umidità relativa per una determinata temperatura, come riportato in figura.

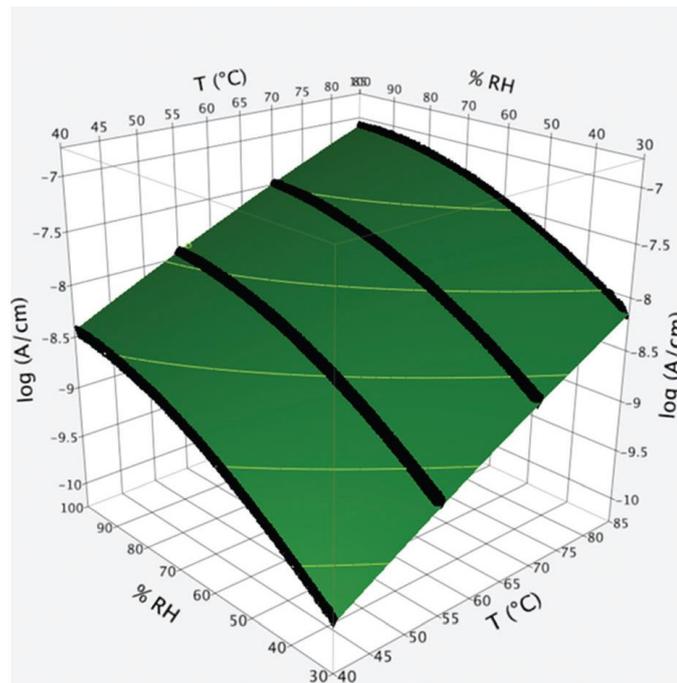


Fig. 2.2.8.4.2 Valore di corrente di dispersione normalizzato rispetto al perimetro dei bordi del telaio come funzione di temperatura e umidità relativa.

Evidenze sperimentali sono state date dal fatto che la corrente di dispersione nei giorni di pioggia aumenta di due ordini di magnitudo, rispetto a quella misurata in giornate di sole. Inoltre è stato frequentemente osservato che la corrente di dispersione spesso presenta picchi durante la prima mattinata a causa della condensazione della rugiada. Dopo l'alba, la temperatura del modulo aumenta a causa della radiazione solare e diventa superiore alla temperatura ambiente. Ciò riduce l'umidità nel microclima del modulo. La temperatura di solito aumenta la corrente di dispersione, come visto, ma in questo caso porterà a una corrente di dispersione totale più piccola perché la conducibilità superficiale viene ridotta e i percorsi di corrente diventano concentrati ai bordi del modulo.

Infine, l'umidità influenza anche il PID a lungo termine poiché la stessa potrebbe penetrare nel modulo dopo lunghi periodi di esposizione. Ciò ridurrebbe la resistività dei materiali di incapsulamento, contribuendo ulteriormente alla progressione delle PID.

Gli effetti PID dipendono sia dalla polarità che dall'ampiezza della tensione applicata. Per moduli standard c-Si di tipo p, con polarizzazione negativa le celle solari possono essere sensibili a PID-s mentre quelle polarizzate positivamente possono essere influenzate da diversi meccanismi.

La condizione di polarizzazione negativa deriva degli alcali (prevalentemente Na⁺) attraverso il rivestimento AR fino all'interfaccia col cristallo di Si, causando la perdita di efficienza del fotovoltaico come discusso nel paragrafo precedente. Tuttavia, per celle solari positivamente polarizzate, gli ioni positivi si allontanano dalle celle.

Come si può vedere dalla figura seguente, alcuni ricercatori hanno sottoposto a stress vari tipi di moduli commerciali (sia c-Si che a film sottili) per 650 ore in un *damp-beat* test (85 °C, 85% RH), con una tensione continua di 1000 V (negativa e positiva) applicata tra il circuito della cella solare e il telaio del modulo.

Per i moduli fotovoltaici c-Si standard (che utilizzano wafer di tipo p), il *bias* positivo ha avuto scarso effetto, considerando che la polarizzazione negativa ha causato un grave degrado energetico. L'opposto accade invece per i moduli di tipo n con contatti posteriori.

La grandezza della tensione applicata influenza l'estensione di PID.

Infatti, la gravità del fenomeno di PID aumenta con una tensione applicata crescente. Tuttavia, non è stata trovata una relazione lineare esatta tra la perdita di potenza del modulo e l'entità della tensione applicata. Saranno necessarie ulteriori indagini per capire la relazione tra questi due parametri, che risulta fondamentale per valutare i potenziali rischi conseguenti all'implementazione in futuro di sistemi collegati alla rete con tensioni elevate (1500 V). [14]

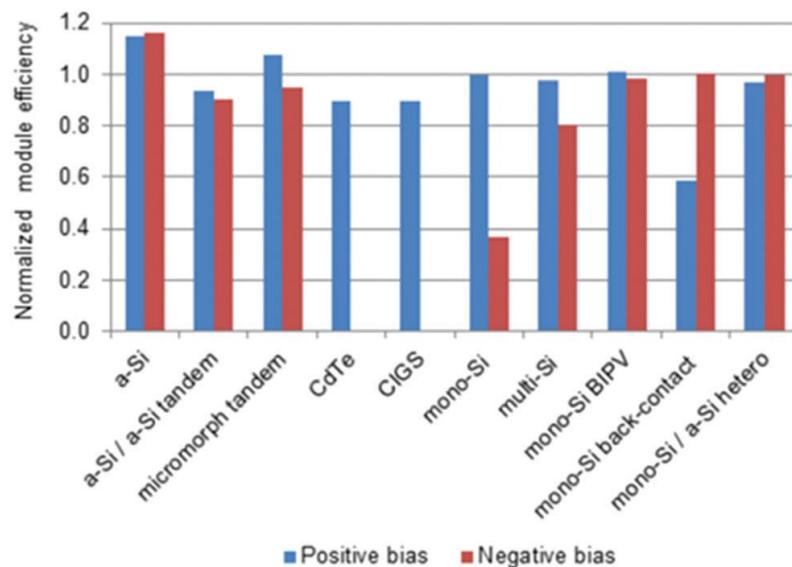


Fig. 2.2.8.4.3 Efficienza del modulo fotovoltaico normalizzata dopo l'applicazione di voltaggi positivi e negativi durante *damp-beat* tests. La normalizzazione è effettuata rispetto all'efficienza misurata nel modulo prima del test PID. 10 diversi tipi di moduli commerciali sono stati testati con polarizzazione sia positiva che negativa. I moduli CdTe e CIGS hanno mostrato un'efficienza dello 0% dopo *bias* negativo.

2.2.8.5 Soluzioni al problema PID

Considerando gli effetti catastrofici sui moduli FV, sono state elaborate diverse misure per ridurre al minimo gli effetti PID sui moduli fotovoltaici c-Si di tipo p convenzionale.

Il rivestimento AR ha un impatto significativo sulla resistenza a PID nelle celle di tipo p. E' stato dimostrato in numerose pubblicazioni che aumentando l'indice di rifrazione si migliora in modo efficiente la resistenza delle celle al PID-s. Tale effetto positivo può essere ottenuto aumentando il rapporto Si/N durante il processo di deposizione del rivestimento.

Aumentando il rapporto Si/N, si aumenta il valore dell'indice di rifrazione, si aumenta la conduttività e si riduce il trasporto di cariche positive sul rivestimento SiNx; tutto ciò porta a una diminuzione della suscettibilità a PID attraverso la neutralizzazione degli ioni Na⁺ e alla riduzione del campo elettrico che comporta la deriva di Na⁺ nello strato SiNx.

Tuttavia, vi è uno svantaggio. L'efficienza iniziale della cella è compromessa quando l'indice di rifrazione è portato ad assumere un valore così alto, poiché viene ad aumentare l'assorbimento della luce da parte del rivestimento.

Anche lo spessore del rivestimento SiNx e il suo processo di deposizione hanno influenza sulla resistenza a PID.

A livello cellulare, un accrescimento dello strato intermedio di SiO₂ tra il Si e il rivestimento AR si è rivelato essere un metodo efficace di riduzione del PID, anche se tale resistenza non è ancora stata spiegata e diverse sono le ipotesi a riguardo. Studi hanno confrontato la differenza tra i due metodi di crescita del film di SiO₂: l'ossidazione ultravioletta (UV) e l'ossidazione termica in linea. Mentre entrambe le celle processate con i due metodi hanno mostrato eccellente stabilità a PID, le celle termicamente ossidate hanno dimostrato prestazioni a PID superiori a quelle ossidate a UV (0,2 % in più).

Il vetro silicato sodico-calcico tipicamente usato nella stragrande maggioranza dei moduli FV a silicio cristallino presenta bassi costi e buone proprietà fisiche, ma contribuisce favorevolmente all'effetto PID perché esso contiene una quantità significativa di ioni alcalini (prevalentemente Na⁺) e presenta una moderata resistività. Ciò porta ad un'alta corrente di dispersione quando le celle sono polarizzate con un'alta tensione rispetto al *frame*. Un modo intuitivo per ridurre la sensibilità a PID a livello del modulo è quello di sostituire tale tipologia di vetro con un vetro commerciale alternativo con migliori proprietà fisiche.

Dopo alcuni studi, si è scoperto che vetri alluminosilicati chimicamente rinforzati (spessore 0,85 mm) provocavano perdite di potenza del modulo al di sotto del 5 % rispetto ad altri vetri che ne provocavano addirittura l'80 %.

Il vetro alluminosilicato contiene meno del 3% (percentuale in peso) di Na₂O e di conseguenza la resistività di massa è da 2 a 3 di ordine superiore a quella del vetro sodico-calcico. Anche vetri borosilicati e vetri al quarzo sono valide alternative in grado di prevenire PID-s a causa delle loro superiori proprietà fisiche. Tuttavia, l'uso di queste tecnologie si traduce in costi molto più alti, che non sono sicuramente desiderati dai produttori di moduli.

Una soluzione alternativa alle precedenti è quella di applicare un rivestimento sul vetro tale da inibire la migrazione di ioni e quindi ridurre la corrente di dispersione.

L'applicazione di film sul vetro provoca però perdite delle prestazioni ottiche, in quanto il film posizionato riflette, disperde e assorbe la luce incidente. Questo porta a una minore efficienza del modulo.

Esiste anche un terzo approccio riportato in letteratura per risolvere PID-s al livello del vetro. In questo caso, gli effetti PID sono mitigati interrompendo la conducibilità della superficie del vetro sotto condizioni di *damp-heat* con strisce di vetro o agenti chimici.

Nei moduli fotovoltaici c-Si standard, le celle solari sono incorporate nel materiale di incapsulamento, che fornisce stabilità termica, resistenza all'umidità, stabilità contro la degradazione UV e protezione elettrica per i componenti del modulo. Una grande varietà di materiali di incapsulamento sono disponibili sul mercato, ma l'EVA è il più comune.

Numerose pubblicazioni hanno dimostrato l'importanza dei materiali di incapsulamento nella resistenza a PID. Tra tutte le proprietà fisiche dei materiali di incapsulamento, è stata identificata la resistività come il parametro più rilevante in condizioni di PID. Infatti, resistività più alta porta a una corrente di dispersione più piccola per una stessa differenza di potenziale, riducendo l'accumulo di tensione sulla superficie della cella e quindi mitigando gli effetti di PID.

In generale, l'incapsulamento a base di poliolefina, ionomero e silicone possiede una resistività che è da 1 a 3 ordini di grandezza superiori a quella dell'EVA a temperatura ambiente, e una trasmissività ottica più alta. Pertanto, tali materiali possono essere utilizzati per sostituire l'EVA in ottica di riduzione di riduzione di PID.

In alternativa, invece di sostituire completamente l'EVA con altri materiali, si può pensare a una struttura a doppio strato di ionomero (50/100/150 nm) ed EVA (450 nm) per ridurre i costi. In particolare, un accoppiamento di ionomero da 100 o 150 nm ed EVA da 450 nm di spessore si rivelano la soluzione meno sensibile a PID.

Inoltre, la velocità di trasmissione del vapore di umidità (MVTR) nei materiali di incapsulamento è un parametro molto utile nella valutazione di sensibilità a PID. I materiali con un MVTR inferiore offrono una protezione migliore contro la penetrazione dell'umidità e garantiscono quindi la riduzione del PID. Questa proprietà diventa più importante quando i moduli devono essere collocati in ambienti umidi.

Un basso valore MVTR può alleviare gli effetti PID a lungo termine. Tuttavia, un MVTR elevato non significa necessariamente che il materiale sia sensibile a PID.

Quindi, resistività, coefficiente di temperatura e WVTR dovrebbero essere considerate attentamente quando si tratta di selezionare i materiali di incapsulamento appropriati, oltre ai costi di produzione e altre caratteristiche di durabilità come adesione, proprietà meccaniche, assorbimento UV.

Interessante è evidenziare come tutte le contromisure a PID a livello di cella e modulo presentate finora possano essere spiegate in modo coerente tramite un modello a partitore di tensione. Si basa sul presupposto ben noto che la forza del campo elettrico nello strato SiN_x è la forza trainante per l'evoluzione di PID-s. Un modello semplificato consiste in una connessione in serie di tre resistenze ohmiche, una per ciascun strato: vetro, foglio di incapsulante, SiN_x . In prima approssimazione, la perdita di corrente è la stessa in tutti gli strati e segue il percorso 1 descritto all'inizio del paragrafo 2.2.8

La tensione attraverso lo strato SiN_x può essere approssimata dalla seguente equazione:

$$V_{\text{SiN}} = \frac{R_{\text{SiN}}}{R_{\text{glass}} + R_{\text{polymer}} + R_{\text{SiN}}} V_{\text{ext}} \quad (2.2.8.5.1)$$

dove V_{ext} è la tensione esterna che esiste tra la superficie del vetro frontale e la rispettiva cella Si incapsulata. Con questa equazione, gli effetti degli strati altamente resistivi di vetro o polimeri, oltre che di strati altamente conduttivi quali SiN_x , ciascuno dei quali porta a stabilità contro PID-s diminuendo la tensione attraverso il film SiN_x , possono essere calcolati semi-quantitativamente.

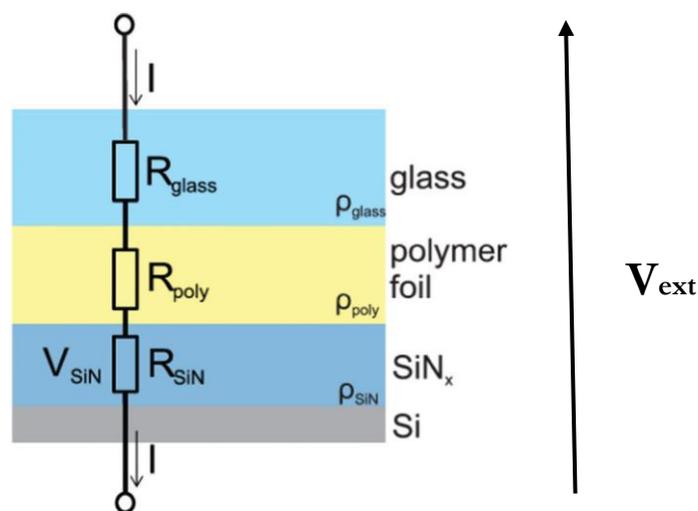


Fig. 2.2.8.5.1 Stack di strati nella parte anteriore di un modulo c-Si che rappresenta un partitore di tensione su correnti di dispersione. Ogni livello è modellato come un singolo resistore.

In un impianto fotovoltaico, un inverter è una parte essenziale che converte l'uscita CC in uscita AC.

Sulla base delle topologie, gli inverter possono essere categorizzati in modo ampio in due gruppi: con trasformatore e senza trasformatore. Per la tecnologia inverter basata su trasformatore, il polo negativo o positivo deve essere collegato a terra, portando le celle del modulo ad essere caricate positivamente o negativamente rispetto a terra. Come discusso, i moduli fotovoltaici c-Si di tipo p polarizzati negativamente sono suscettibili a PID-s. Pertanto, una soluzione semplice per PID-s per gli impianti fotovoltaici con un inverter basato su trasformatore è quello di collegare a terra il polo del sistema negativo. Questo garantirà a tutti i moduli di essere polarizzati positivamente, eliminando il PID.

Tuttavia, c'è una forte tendenza nel settore fotovoltaico a utilizzare topologie di inverter senza trasformatore. Non solo sono quest'ultimi sono più compatti e leggeri, ma ancora più importante l'efficienza di conversione è maggiore di 1-2 %. Per un inverter senza trasformatore, nessun isolamento galvanico è presente nell'impianto fotovoltaico e non è richiesta nemmeno la messa a terra.

Tutto ciò si traduce in un potenziale fluttuante, il che significa che alcune celle sono influenzate negativamente e altre positivamente rispetto alla terra. Pertanto, la soluzione al PID elencata finora non è applicabile a chi usa inverter senza trasformatore. Una contro misura per i sistemi con inverter senza trasformatore può essere quella di applicare una tensione di polarizzazione inversa (ad esempio +1000 V) ai moduli durante la notte. Questo può accelerare il recupero dei moduli fotovoltaici e rigenerare l'efficienza fotovoltaica persa durante il giorno.

Tale metodo è applicabile anche ai sistemi con inverter basati su trasformatore. Tuttavia, lo svantaggio è che richiede componenti elettronici aggiuntivi.

Un'altra soluzione innovativa è quella di applicare il concetto di bus DC virtuali per trasformatore senza inverter. Questa tecnologia consente al polo del sistema negativo di essere virtualmente messo a terra e quindi di rendere il potenziale delle celle positivo.

Esiste in ultimo anche un crescente interesse per micro-inverter. Questi inverter sono posizionati su ogni modulo in modo tale che la tensione di ciascun modulo sia ottimizzata alla massima tensione di alimentazione.

Finora abbiamo descritto misure che possono essere prese per evitare a priori l'insorgere del fenomeno di PID nei moduli FV. Tuttavia, in tutti gli altri casi in cui un modulo sia già stato danneggiato da questo difetto, è possibile recuperarne l'integrità? La risposta è sì.

Recupero termico, recupero con tensione con polarizzazione inversa e loro combinazione sono stati identificati come tecniche in grado di recuperare l'efficienza dei moduli fotovoltaici c-Si di tipo p. Queste tecniche sono applicabili anche ad altre tecnologie FV (ad esempio CIGS).

Il recupero termico viene attivato appunto dalla temperatura e il tasso del processo di rigenerazione aumenta con la temperatura del modulo, ma non è stato osservato che l'umidità acceleri tale recupero.

Il modello di *out-diffusion* descrive il fenomeno. Si presume che gli atomi di Na si diffondano fuori dagli errori di impilamento del silicio a causa di una differenza di concentrazione.

È noto che la diffusione è un processo a temperatura controllata, quindi un aumento di temperatura porterà a una velocità di recupero più rapida. Una volta posti in camere a temperatura controllata, i moduli danneggiati da PID possono riguadagnare la maggior parte della loro potenza iniziale in STC dopo un lungo periodo di stabilizzazione.

I moduli interessati da PID già installati in campi possono recuperare durante la notte quando non viene applicata alcuna tensione di polarizzazione.

Inoltre, il processo di rigenerazione è anche influenzato dall'estensione del danno da PID e quindi la storia del modulo gioca un ruolo importante in questa fase.

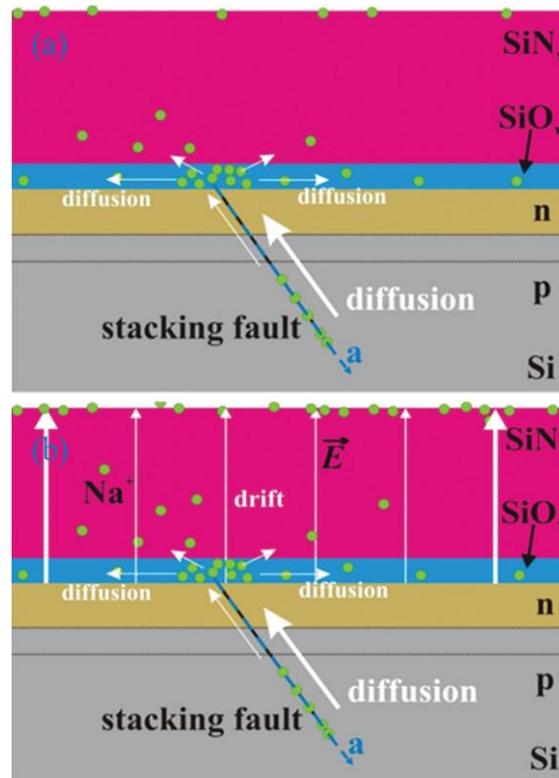


Fig. 2.2.8.5.2 Schema del processo proposto per il recupero termico (a) e recupero elettrico (b). I punti verdi rappresentano la specie Na. Il Na si diffonde fuori dagli errori di impilamento, il che porta alla rigenerazione della potenza. Il movimento di Na è segnato dalle frecce bianche.

Un altro metodo di recupero consiste nell'applicare una tensione di recupero (ad esempio +1000 V) alle celle danneggiate da PID. Questo tipo di rigenerazione può di nuovo essere spiegato dal modello di *out-diffusion*.

Quando viene applicata una polarizzazione inversa, gli ioni Na^+ sono allontanati dall'interfaccia, creando un maggiore gradiente di concentrazione di Na tra i difetti di impilamento ricchi di Na e l'interfaccia. Di conseguenza, il processo di diffusione viene accelerato. Un recupero di potenza quasi del 100% a STC è stato osservato in moduli sottoposti a un potenziale positivo di 1000 V per meno di 100 ore. Inoltre, questa tecnica è stata adottata in diversi contesti industriali (ad esempio, la SMA's PV offset box e la iLUMEN's PID box). Questi strumenti applicano una tensione inversa (ad esempio +1000 V) alla stringa del modulo durante la notte per recuperare la perdita di potenza persa durante il giorno, impedendo in tal modo gli effetti PID. Il processo di recupero potrebbe non essere avviato immediatamente dopo che la tensione di polarizzazione si è interrotta. Si è osservato in alcuni esperimenti che la resistenza di *shunt* di un mini-modulo influenzato da PID ha continuato a diminuire anche dopo che la tensione è stata interrotta; si è determinato che vi è una fase di transizione tra degrado e recupero. Ciò può essere spiegato da una diffusione continua guidata dal gradiente di concentrazione di Na^+ in Si, che termina quando il gradiente di concentrazione si dissipa sufficientemente. La durata della transizione è risultata dipendente dalla temperatura.

Tuttavia, la fase di transizione non è stata osservata in altri esperimenti. Ciò potrebbe essere dovuto alla diversa storia dei diversi campioni impiegati, ma la causa non è stata ancora ben investigata.

Inoltre, un recupero incompleto dell'efficienza fotovoltaica è stato osservato in alcuni studi, anche dopo un lungo periodo di stabilizzazione e un quasi completo recupero di potenza a STC. Si sospetta che residui di Na negli errori di impilamento del silicio determinino una rigenerazione incompleta. Tuttavia, l'ipotesi deve ancora essere verificata con prove sperimentali.

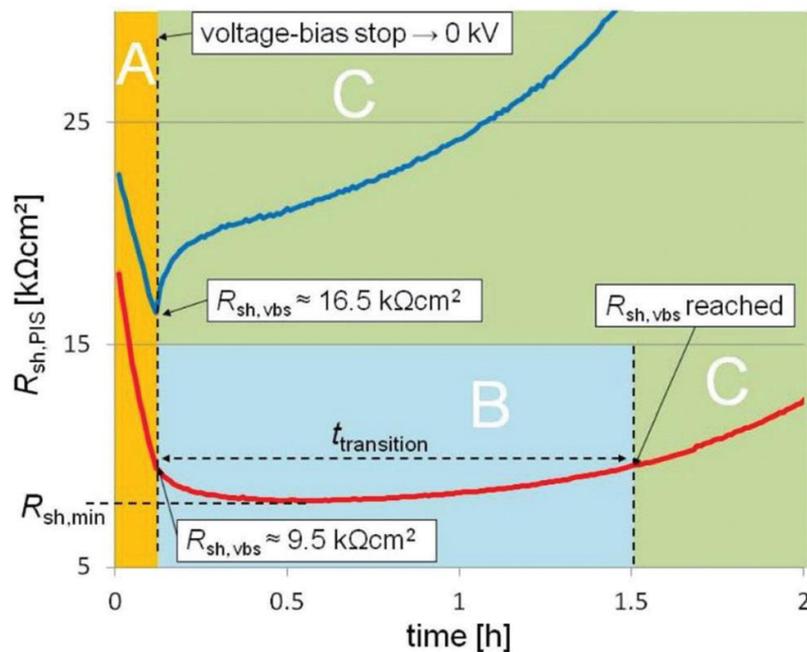


Fig. 2.2.8.5.3 Misure di R_{sh} (normalizzate) di due moduli costituiti da una cella durante degrado e rigenerazione. Un modulo mostra la fase di transizione (contrassegnato in rosso) mentre l'altro modulo no (contrassegnato in blu). La fase di *shunting* (A), la fase di transizione (B) e la fase di rigenerazione (C) sono mostrate usando colori diversi. Il valore di R_{sh} iniziale (normalizzato) di entrambi i moduli è più di 1 M ohm per cm^2 .

Il difetto da PID risulta quindi essere ancora un fenomeno da investigare nel profondo, poiché molti meccanismi che lo regolano sono ancora non perfettamente chiari. In particolare, alcune delle questioni aperte sono le seguenti:

- (1) c'è relativamente scarsa comprensione della struttura elettronica del sodio (Na) che si accumula negli errori di impilamento del silicio;
- (2) il recupero parziale della potenza del modulo frequentemente osservato per PID-s è ancora non pienamente compreso meccanicamente;
- (3) mentre vi sono diverse correlazioni pubblicate tra i risultati dei test da camera e dei test da campo, è necessario più lavoro per correlare i risultati dei test di resistenza a PID in particolari climi in modo tale da poter progettare moduli resistenti a PID in determinate condizioni;
- (4) designs e materiali resistenti a PID devono essere ancora investigati a fondo. [14]

2.2.8.6 Tecniche per rilevare il fenomeno di PID

Dal momento che il meccanismo attraverso cui si manifesta il PID è il fenomeno di *shunting*, varie tecniche di caratterizzazione possono essere utilizzate per rilevare il PID.

Per prima cosa, la resistenza allo *shunt* può essere controllata tramite misure di corrente-tensione (I-V) in presenza di luce o al buio. Una curva I-V mostra visivamente una variazione di resistenza allo *shunt* esaminando la pendenza vicino al punto di corrente di cortocircuito (Isc).

Un altro metodo è costituito dalle immagini a elettroluminescenza (EL), le quali rappresentano le aree di *shunting* causate dal PID con una luminosità ridotta.

Anche la termografia *lock-in* al buio (DLIT) viene utilizzata per rilevare le aree sottoposte a PID, che presentano temperature più elevate rispetto alle aree non difettose.

Tutte le tecniche di caratterizzazione del PID sopra menzionate richiedono celle solari con contatti completi, ovvero una cella finita con i contatti metallici, al fine di rilevare la degradazione da PID. Nonostante ciò, sarebbe interessante e utile verificare preventivamente la presenza di PID durante il processo di fabbricazione delle celle, al fine di ridurre i costi e risparmiare tempo. Di conseguenza, viene utilizzata la termografia *lock-in* illuminata (ILIT) che consente il rilevamento dello *shunt* su celle FV prive di contatti. Un vantaggio dell'utilizzo di ILIT durante la produzione delle celle non è solo lo screening per PID ma anche la visualizzazione dello *shunting*, che è una conseguenza diretta del metodo particolare di fabbricazione della cella stessa. [24]

Per una descrizione dettagliata di tali metodi, rimandiamo ai paragrafi dedicati più avanti.

2.3 Difetti presenti in moduli a *thin-film*

In questa sezione ci dedicheremo a due tipologie di difetti molto frequenti nelle tecnologie FV a *thin-film*. Per i moduli fotovoltaici a film sottile ci sono molte meno esperienze accumulate negli anni passati rispetto ai moduli fotovoltaici a silicio cristallino. Inoltre la varietà di tipi di moduli a *thin-film* è molto più ampia, pertanto molti difetti sono specifici per un determinato produttore. Accenneremo perciò i fenomeni dei micro archi ai connettori e degli *shunt hot spot*.

2.3.1 Micro archi ai connettori

Per i moduli fotovoltaici a film sottile vengono utilizzate varie tecniche per collegare l'interconnessione delle stringhe alle celle e tra loro medesime. Le tecniche più comuni sono la saldatura a ultrasuoni, la saldatura e l'incollatura conduttiva.

Per quanto riguarda l'incollaggio conduttivo, la pressione sull'area di connessione è un fattore importante per la conduttività elettrica. In alcuni casi, quando la pressione non è sufficiente, la connessione perde la sua forza e il modulo fotovoltaico perde fino al 100% della potenza. Il guasto qui descritto affligge principalmente il *fill factor* della curva I-V. A causa della perdita di contatto, i micro archi appaiono nelle aree di connessione, come in figura.

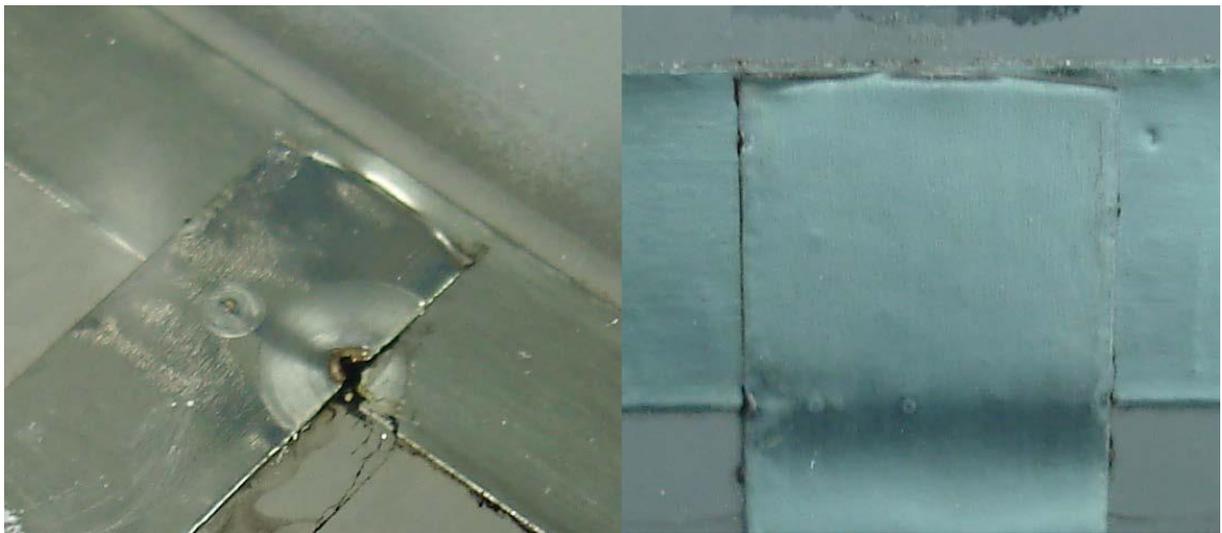


Fig. 2.3.1.1 Micro archi che si verificano se la colla conduttiva sull'interconnessione della stringa ha un contatto insufficiente.

Per verificare che questo guasto sia avvenuto o meno, è possibile premere/clampare il modulo fotovoltaico nei punti di connessione sospetti tra interconnessione di stringhe e interconnessione tra celle o tra interconnessione di stringhe e interconnessione di stringhe. Il *fill factor* del modulo dovrebbe aumentare aumentando la pressione nel punto di connessione. Nei casi valutati sperimentalmente il difetto si verifica nel primo anno dopo l'installazione. Non ci sono problemi di sicurezza noti o guasti di *follow-up*. [1]

2.3.2 Shunt *hot spot*

Le prestazioni elettriche dei moduli a film sottile dipendono fortemente dalla qualità del processo di deposizione. A titolo di esempio, di seguito viene mostrata l'immagine elettroluminescente di un modulo a-Si, in cui gli *shunt* sono chiaramente visibili come aree scure e luminose. Questi due tipi di *shunt* si differenziano come:

- (1) *Shunt* di tipo A originati dal processo di produzione.
- (2) *Shunt* di tipo B originati da polarizzazione inversa. Sono causati dall'ombreggiamento di moduli/celle in un sistema fotovoltaico.

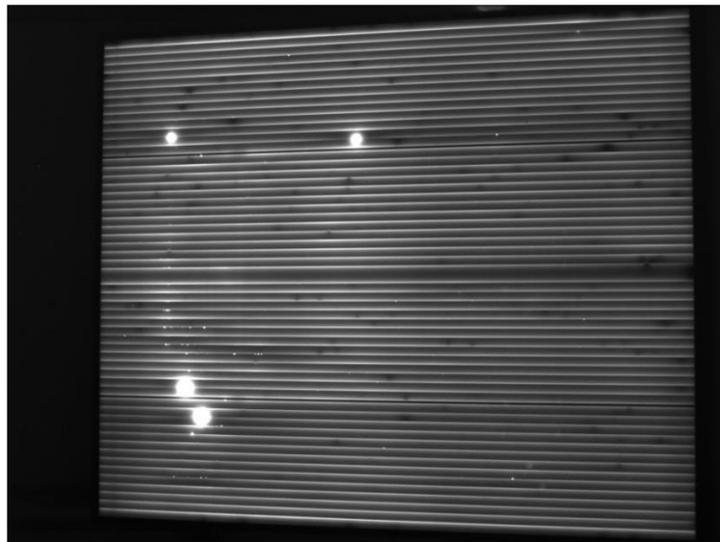


Fig. 2.3.2.1 Immagine elettroluminescente di un modulo a film sottile a-Si. Le aree scure sono *shunt* originati dal processo di produzione (tipo A). I punti luminosi sono *shunt* gravi formati da hot-spot (tipo B).

Gli *shunt* di tipo A in celle a film sottile possono essere trovati nelle seguenti tipiche posizioni sul modulo:

- (1) Nelle linee di interconnessione cellulare. Questo a causa di un processo di incisione laser imperfetto. Il raggio laser può causare una certa cristallizzazione.
- (2) Sulla superficie della cella. Questo a causa di eventuali particelle o impurità generate durante la lavorazione, particelle sulla superficie del vetro o rugosità superficiale del TCO.
- (3) Sul bordo dell'area cellulare attiva. Questo a causa di un imperfetto processo di insolazione del bordo.

Gli *shunt* in celle solari a film sottile possono essere facilmente resi visibili attraverso elettroluminescenza. In alternativa, anche la termografia *lock-in* può essere applicata come tecnica di visualizzazione per gli *shunt*. Questa tecnica consente la distinzione tra *shunt* elettrici deboli e forti causati da difetti di fabbricazione di tipo A.

I principali danni sono causati dal funzionamento delle celle in polarizzazione inversa. Questa condizione si verifica in un modulo quando una cella produce meno corrente rispetto alla corrente nominale del modulo. Tipicamente per i moduli a film sottile ciò è causato dall'ombreggiatura. Le celle a film sottile sono estremamente sensibili al funzionamento di polarizzazione inversa. Di conseguenza, si verifica facilmente una rottura della giunzione e viene formato un percorso di *shunting* (*shunt* di tipo B) oppure uno *shunt* già esistente di tipo A trasporta la corrente. La corrente del modulo si concentrerà nel percorso di *shunt* e la

dissipazione di potenza porterà al riscaldamento del punto interessato (*hot-spot*), che può causare gravi danni al modulo.

Il comportamento in condizioni di *hot-spot* delle tecnologie fotovoltaiche in silicio a film sottile e cristallino sotto ombreggiamento è molto diverso. Ciò è dovuto al fatto che per i moduli a film sottile le soluzioni che utilizzano i diodi di bypass per limitare la tensione inversa nelle celle interessate potrebbero non essere possibili. [1]

2.4 Difetti presenti in moduli Cd-Te *thin-film*

I dispositivi CdTe più recenti utilizzano il vetro come chiusura di fronte e sul retro. Il vetro frontale viene utilizzato come "superstrato" per costruire la pila di film sottili funzionali, a partire dal contatto frontale, che è un ossido conduttivo trasparente (TCO); in seguito CdS viene depositato come strato tampone (tipo n) e poi CdTe (tipo p). Finalmente il contatto posteriore è depositato. Sono necessari diversi strati barriera per impedire la diffusione tra gli strati. Dopo lo *scribing* della cella e la disposizione del nastro di contatto, viene utilizzato come incapsulante l'EVA. Quindi il bordo viene sigillato, prima del completamento del modulo con l'aggiunta del *back sheet* in vetro temprato e della *junction box*.

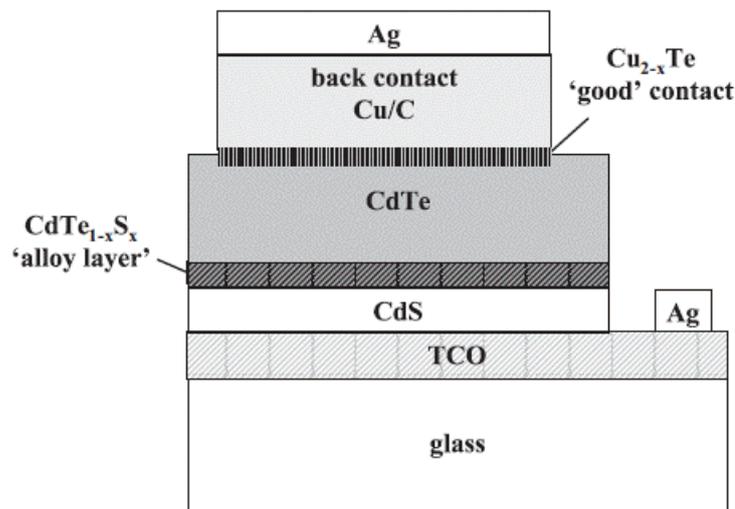


Fig. 2.4.1 Schema di costruzione di una cella Cd-Te a film sottile.

2.4.1 Rottura del vetro frontale

Uno degli inconvenienti del concetto di superstrato è che il vetro frontale passa attraverso le diverse fasi di lavorazione della cella, e quindi l'indurimento o la tempra sono praticamente impossibili. Infatti, la tempra termica ha bisogno di una temperatura elevata iniziale che sarebbe dannosa per i film sottili depositati sopra il vetro, seguita da un raffreddamento ad aria molto rapido, anch'esso non compatibile con il processo a film sottile.

La tempra termica di un vetro di 3,2 mm di spessore consente di avere più di 100 MPa di sollecitazione di compressione sulla superficie frontale soggetta a potenziali urti prima di rompersi, mentre la stessa superficie

di vetro temprato o leggermente temprato per il fronte del modulo CdTe non supera la prova da 1 a 5 MPa di stress da compressione. Pertanto, la rottura del vetro anteriore può verificarsi con uno stress da impatto notevolmente basso.

Un secondo motivo di rottura del vetro deriva da sollecitazioni provocate da impatto sul bordo del vetro. Questo tipo di rottura è comune per i moduli CdTe. I moduli privi di *frame* sono più soggetti alla rottura del bordo rispetto ai moduli incorniciati. [1]

4.2 Degradazione dei contatti posteriori

I contatti posteriori nei dispositivi CdTe commerciali sono piuttosto difficili da concepire. La ragione principale di ciò è legata all'energia necessaria per estrarre le cariche dal CdTe. Cu, Mo, C o Ag sono tipicamente usati per questo scopo, ma per i migliori materiali sono altri, come le leghe a base di Cd o Te. Molti studi hanno trattato la stabilità dei contatti posteriori nel tempo.

A seconda del clima, è possibile che si verifichi un primo degrado iniziale del 4-7%, nel primo anno fino a tre anni, a seconda del clima e dei fattori di interconnessione del sistema. I climi ad alta temperatura tendono ad accelerare questa stabilizzazione iniziale.

A partire dal secondo anno di funzionamento e ogni anno successivo, è possibile prevedere un tasso di degradazione annuale compreso tra lo 0,5 e lo 0,7%, a seconda delle condizioni climatiche e della temperatura.

Entrambe le fasi di degradazione sono causate dalla diffusione al contorno dei grani di rame dai contatti posteriori. Il rame partendo dall'area del contatto posteriore ricca di Cu migra attraverso l'interfaccia CdTe/CdS.

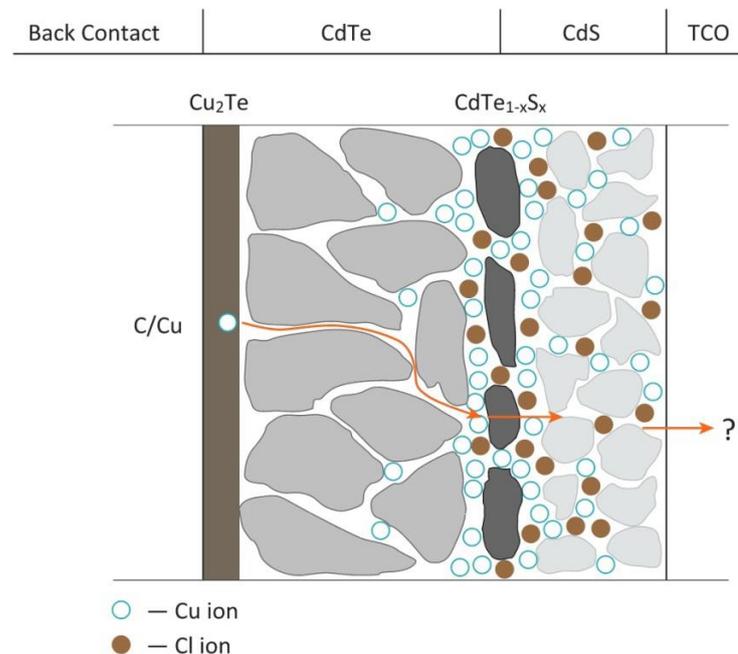


Fig. 2.4.2.1 Migrazione del rame attraverso una struttura CdTe.

Quando i moduli installati sono esposti a condizioni di circuito aperto prolungate, la polarizzazione delle celle aumenta rispetto alle condizioni di tensione tipiche al punto di massima potenza e anche la degradazione aumenta.

Altri studi hanno identificato un secondo meccanismo di degrado. L'ossidazione della superficie posteriore di CdTe in un ambiente contenente O₂/H₂O crea una barriera di contatto posteriore. Questa barriera provoca un meccanismo di *roll-over* nella curva I-V. Tuttavia, non è disponibile alcuna spiegazione cinetica di tale degrado. [1]

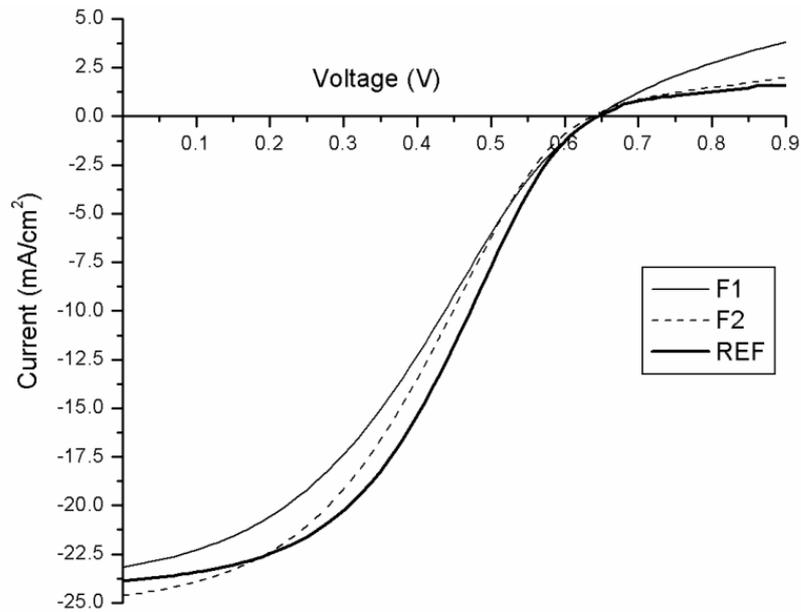


Fig. 2.4.2.2 *Roll-over* visto nella curva I-V dei dispositivi CdTe. Entrambi i moduli F1 e F2 mostrano una diminuzione di P_m e FF rispetto al riferimento.

3. Test di analisi per l'identificazione dei difetti nei moduli fotovoltaici

In questo capitolo tratteremo le migliori pratiche di valutazione delle prestazioni dei moduli FV, concentrandoci sulle più importanti ed usate al fine di individuare difetti e indagare eventuali cali delle performance che spesso affliggono le tecnologie fotovoltaiche durante la loro vita. Ci soffermeremo in particolare su sei metodi di analisi che possono garantire un buon punto di partenza per individuare difetti ed errori nei moduli FV, qui di seguito esposti. Si tiene a precisare che questo capitolo è riservato solo a tecniche utili all'individuazione dei difetti, quando questi si sono già manifestati, mentre altra cosa sono i test indirizzati a verificare la resistenza e le performances dei moduli FV rispetto ai più svariati aspetti. Particolare attenzione è rivolta alle analisi di elettroluminescenza, termografia e fluorescenza, nonché al primo cardine di ogni indagine prestazionale nel campo fotovoltaico: il tracciamento della curva I-V.

3.1 Ispezione visiva

Il metodo più efficace e più rapido per individuare guasti e difetti in un modulo fotovoltaico è l'*ispezione visiva*.

L'ispezione visiva dei nuovi moduli testati in test standard è regolata dagli standard IEC61215 e IEC61646. Essa viene eseguita prima e dopo che il modulo è stato sottoposto a prove di stress ambientali, elettriche o meccaniche in laboratorio. I test di stress vengono solitamente utilizzati per valutare i diversi designs di moduli nella fase preliminare di produzione, la qualità della produzione e la durata dei moduli.

Durante l'ispezione visiva, il modulo fotovoltaico viene suddiviso nelle sue diverse componenti e ogni parte viene ispezionata e documentata separatamente con i relativi difetti. Le norme IEC 61215 e 61646 richiedono un'illuminazione superiore a 1000 lux durante lo svolgimento dell'ispezione e vengono considerati solo i difetti rilevabili a occhio nudo. Le condizioni dei difetti sono elencate negli standard IEC 61215 e 61646 stessi.

È buona pratica di laboratorio registrare tutti i difetti visibili, anche se giudicati non pertinenti. Per una buona documentazione, le seguenti regole dovrebbero essere prese in considerazione.

La foto deve essere scattata senza luce o riflesso flash e l'immagine deve essere speculare.

La posizione e la dimensione di ciascun difetto devono essere documentate.

Per descrivere il difetto si dovrebbero usare termini chiari e una specifica definizione.

La standardizzazione, almeno nello stesso laboratorio, per la descrizione del difetto è auspicabile per minimizzare gli errori di interpretazione causati dal giudizio individuale.

Nel paragrafo 7 delle norme IEC 61215 e 61646 i principali difetti visivi che causano il guasto (non superato) nella qualifica di progettazione del modulo fotovoltaico sono definiti e descritti.

L'ispezione visiva è un potente strumento per identificare le cause di guasti dei moduli fotovoltaici o per identificare problemi che potrebbero causare guasti in futuro. A volte alcuni cambiamenti estetici del modulo possono essere considerati dei difetti che impattano sulle prestazioni dello stesso, anche se in realtà poi il modulo funziona bene. Molti cambiamenti nelle prestazioni sono invisibili e devono essere studiati con strumenti più sofisticati, ma l'ispezione visiva è abbastanza efficace per identificare *hot spots* (*burn marks*), delaminazione, degradazione dell'incapsulamento, degradazione del *back sheet*, guasto della *junction box* e molti altri (vedi i paragrafi sopra dedicati).

La semplicità delle ispezioni visive consente la possibilità di raccogliere dati in modo molto ampio. Gli autori in [1] propongono di creare una raccolta di questi dati sviluppando una *checklist* di ispezione per la valutazione dei difetti visivamente osservabili nei moduli fotovoltaici in campo. Tale *checklist* può essere usata come standard internazionale per l'ispezione visiva sul campo. [1]

Documentation of module condition for field exposed modules

Date _____ Name of data recorder _____
 Location _____
 Latitude _____ Longitude _____ Altitude _____

1. SYSTEM DATA

System design: single module multiple modules (a.) unknown
 (a.) Multiple module system: not applicable
 Module location/number in a series string (from negative): _____
 # of modules in series (string) _____ # of strings in parallel (array) _____
 # of bypass diodes _____ # of modules per bypass diode _____

System Bias: open circuit resistive load max. power tracked
 short-circuit unknown

System Grounding: grounded (a.) not grounded unknown
 (a.): negative positive centre of string unknown

BEGIN INSPECTION AT BACK SIDE OF MODULE

2. MODULE DATA

Technology: mono Si multi Si a-Si CdTe CIGS/CIS
 other: _____

Certified: unknown UL 1703 UL 61730 IEC 61215 IEC 61646
 IEC 61730 other: _____

Estimated deployment date: _____

Photo taken of nameplate: yes no
 Manufacturer _____
 Model # _____
 Serial # _____
 Installation Site/Facility Serial # _____
 Width _____ cm Length _____ cm

Nameplate: nameplate missing
 P_{max} _____ V_{oc} _____ J_{sc} _____
 System voltage _____ V_{max} _____ I_{max} _____
 Bypass diode, If _____
 Series fuse _____

Front-side Glass: not applicable applicable
Image: no damage small, localized extensive
Damage type (mark all that apply):
 crazing or other non-crack damage shattered (tempered)
 shattered (non-tempered) cracked (a.) chipped (b.)
 (a.) Cracks (#): 1 2 3 4-10 >10
 Crack(s) start from: module corner module edge cell junction box
 foreign body impact location
 (b.) Chips (#): 1 2 3 4-10 >10
 Chipping location: module corner module edge

Appearance: not applicable applicable
Texture: like new minor discolouration major discolouration
 wavy (not delaminated) wavy (delaminated) dented
Material quality chalking: none slight substantial

Image: no damage small, localized extensive
Damage Type (mark all that apply):
 burn marks (a.) bubbles (b.) delamination (c.) cracks/scratches (d.)
 (a.) Burn marks (#): 1 2 3 4-10 >10
 Fraction of area burned:
 <5% 5-25% 50% 75%-100% (consistent overall)
 (b.) Bubbles (#): 1 2 3 4-10 >10
 Average bubble dimension:
 <5 mm 5-30 mm >30 mm
 Fraction of area with bubbles > 5 mm:
 <5% 5-25% 50% 75%-100% (consistent overall)
 (c.) Fraction of area delaminated:
 <5% 5-25% 50% 75%-100% (consistent overall)
 Fraction of delamination that exposes circuit or cell(s)
 <5% 5-25% 50% 75%-100% (consistent overall)
 (d.) Cracks/scratches (#): 1 2 3 4-10 >10
 Cracks/scratches location: random/no pattern over cells between cells
 Fraction of area affected by cracks/scratches (approx.):
 <5% 5-25% 50% 75% - 100% (consistent overall)
 Fraction of cracks/scratches that expose circuit (approx.):
 0% 25% 50% 75% 100%

Res/Connectors:
Res: not applicable like new pliable, but degraded embrittled
 (mark all that apply): cracked/disintegrated insulation burnt
 corroded animal bites/marks
Connectors: not applicable like new pliable, but degraded embrittled
 Type: unsure MC3 or MC4 Tyco Solarlok other
 (mark all that apply): cracked/disintegrated insulation burnt corroded

Fig. 3.1.1 Prime due pagine estratte della checklist proposta come standard durante l'ispezione visiva del modulo. Da notare come prima vengono inseriti i dati del modulo sotto esame e in seguito si valutino i vari possibili difetti, con ordine e secondo un preciso schema.

3.2 Tracciamento curva I-V

Il tracciamento della caratteristica I-V di un modulo determinano la corrente di cortocircuito (I_{sc}), la tensione a circuito aperto (V_{oc}) e altri parametri dello stesso. Un tipico sistema che permette di misurare la curva I-V è costituito da una sorgente luminosa simulata naturale o artificiale, un banco di prova per illuminare il modulo in prova, un controllo della temperatura del modulo, un sistema di monitoraggio e un sistema di acquisizione dati per misurare la curva corrente-tensione quando la tensione o la corrente attraverso il modulo variano con un carico o un'alimentazione elettronica esterna.

In condizioni di luce solare naturale, la curva I-V viene misurata ma di solito mai in condizioni di test standard (STC, 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5 e spettro di riferimento IEC 60904-3). Un piranometro o un sensore di irraggiamento solare viene utilizzato come dispositivo di riferimento per la valutazione dell'irraggiamento globale. A questo punto è poi necessario correggere le curve I-V misurate, riportandole a condizioni STC secondo la norma IEC 60891.

Per soddisfare i requisiti e le caratteristiche delle diverse tecnologie fotovoltaiche, la sorgente di luce simulata (o simulatore solare) è un simulatore di tipo stazionario o di tipo a impulsi (tipo flash). Il simulatore di impulsi può essere ulteriormente suddiviso in sorgenti luminose a impulsi singoli e a multi pulsazioni. Diverse sorgenti luminose simulate artificialmente possono essere utilizzate per testare le diverse tecnologie fotovoltaiche. Ad esempio, i moduli fotovoltaici ad alta capacità necessitano di un tempo di impulso molto più lungo o direttamente di un simulatore stazionario per valutare con precisione le caratteristiche I-V del modulo.

La durata tipica degli impulsi luminosi per i simulatori solari varia solitamente tra 1 ms e 20 ms, seguendo diversi profili. Questi intervalli di tempo sono troppo brevi per una corretta caratterizzazione di alcuni moduli fotovoltaici ad alta efficienza come l'eterogiunzione (HIT) o le celle ad emettitore fluttuante (celle SUNPOWER). Le celle di questi moduli fotovoltaici hanno una durata di vita del portatore di carica molto alta e quindi una capacità di diffusione abbastanza elevata che porta a prove durature, di 50 ms o più. I simulatori a impulso lungo o stazionari sarebbero quindi più adatti per questi moduli.

Vediamo ora i principali parametri che identificano una curva I-V, ovvero: V_{oc} , I_{sc} , P_{max} , FF.

La tensione a circuito aperto (V_{oc}) è la tensione massima disponibile da un modulo fotovoltaico e si verifica a corrente nulla.

La corrente di cortocircuito (I_{sc}) è la corrente attraverso il modulo quando la tensione attraverso la cella è zero.

La potenza massima (P_{max}) è definita come il punto della curva I-V di un modulo fotovoltaico dove il prodotto di corrente (I_{mpp}) e tensione (V_{mpp}) è massimo.

Il *fill factor* (FF) è essenzialmente una misura della qualità della cella solare o del modulo fotovoltaico. È il rapporto che confronta la potenza massima del modulo fotovoltaico con la potenza virtuale (P_T) che risulterebbe se V_{mpp} fosse la tensione a circuito aperto e I_{mpp} fosse la corrente di cortocircuito. Il *fill factor* può essere interpretato graficamente come il rapporto tra le aree rettangolari rappresentate nella figura seguente.

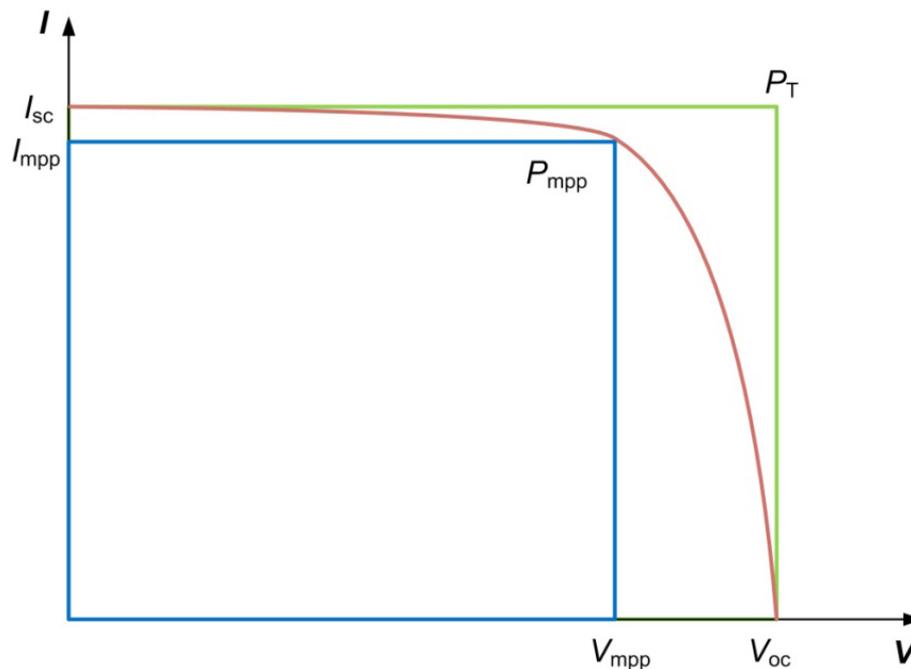


Fig. 3.2.1 La figura mostra una curva IV schematica di un modulo fotovoltaico illuminato e i parametri più importanti: corrente di corto circuito I_{sc} , tensione di circuito aperto V_{oc} , il punto di massima potenza P_{mpp} , la corrente e la tensione appartenenti al punto di massima potenza I_{mpp} e V_{mpp} , e il punto di potenza virtuale P_T .

Per comprendere meglio la caratteristica I-V dei moduli fotovoltaici, è necessario definire le pendenze di ciascuna delle intercette. Queste pendenze indicano l'inverso di due resistenze molto importanti, ovvero la resistenza in serie (R_s) e la resistenza allo *shunt* (R_{sh}). Queste resistenze sono definite come illustrato nella seguente figura.

La resistenza in serie è un parametro globale. Tutte le resistenze in serie delle celle solari e delle interconnessioni influiscono su questo parametro. Poiché per la produzione di un modulo fotovoltaico vengono utilizzate varie celle con diverse caratteristiche I-V, la differenza nelle caratteristiche I-V influisce anche sul parametro R_s totale.

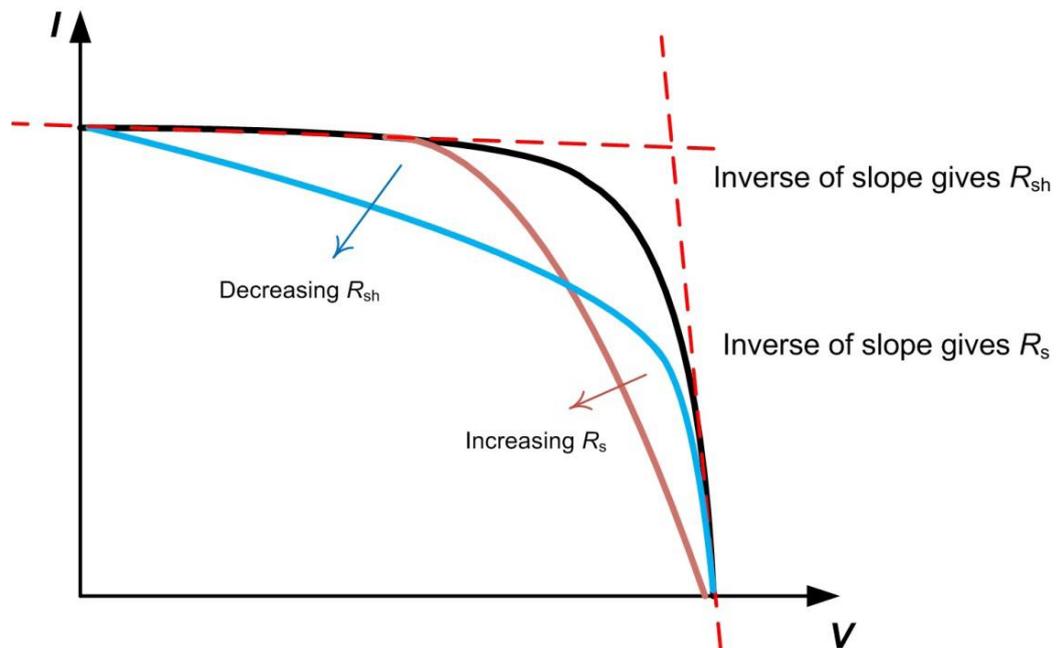


Fig. 3.2.2 Rappresentazione schematica della curva I-V di un modulo fotovoltaico illuminato e dell'influenza di una resistenza in serie R_s e di una resistenza allo shunt R_{sh} alla curva I-V.

Un valore alto della resistenza in serie può essere causato dall'aggiunta di resistenze in serie nel modulo o da una mancata corrispondenza delle caratteristiche delle singole celle.

La resistenza di *shunt* illustra un percorso di derivazione per il flusso di corrente che elude la cella solare attiva. Se la resistenza allo *shunt* di una cella è bassa, il percorso di *shunt* mostra correnti di dispersione maggiori. Una variazione di resistenza allo *shunt* in una singola cella non viene rilevata dalla resistenza allo *shunt* del modulo poiché tutte le altre celle bloccano la corrente addizionale provocata dalla cella singola. Solo nel caso molto improbabile che tutte le celle abbiano una bassa resistenza allo *shunt*, anche la resistenza allo *shunt* del modulo sarà bassa. In tutti gli altri casi gli *shunt* di una singola cella influenzano il *fill factor* del modulo e non la resistenza allo *shunt*. La resistenza allo *shunt* influenza anche la corrente di cortocircuito e la tensione a circuito aperto (V_{oc}) delle caratteristiche I-V delle celle, specialmente quando si verifica un fenomeno di resistenza a caldo.

In molti casi pratici i valori di R_s e R_{sh} vengono ricavati per approssimazione dalla pendenza della curva I-V a I_{sc} e V_{oc} .

	Polycrystalline silicon cell	Monocrystalline silicon cell	Expected value for the PV module
J_{sc} Current density [mA/cm ²]	28 - 33	30 - 35	cell area * current density
V_{oc} Open circuit voltage [mV]	550 - 600	600 - 700	number of cells in series * V_{oc}
FF Fill factor	0.75 - 0.80	0.80 - 0.85	--

Fig. 3.2.3 Tipici valori di densità di corrente, tensione a circuito aperto e *fill factor* per celle e moduli a silicio cristallino.

Per la misurazione della caratteristica I-V, ci sono molti aspetti che influenzano l'accuratezza della misurazione. Per migliorarla, ogni aspetto del sistema di acquisizione I-V deve essere calibrato in un laboratorio o istituto accreditato per garantire un comportamento dinamico adeguato. Per una misurazione accurata, è importante conoscere il modulo sotto test. Si raccomanda vivamente di eseguire lo *spectral response* del un modulo in esame prima della misurazione I-V.

Per tutte le misurazioni I-V di celle e moduli fotovoltaici, il risultato della misurazione in tempo reale deve essere tradotto poi in STC (condizioni standard), pertanto la luce solare o l'irradiazione simulata dovrebbero essere misurate mediante un dispositivo solare di riferimento calibrato come descritto in ISO 17020. Se la misurazione avviene internamente, la distribuzione spettrale dell'irradiazione della luce non sarà mai identica alla luce solare naturale. Si raccomanda perciò che lo spettro del simulatore soddisfi i requisiti della norma IEC 60904-9.

La non uniformità dell'irraggiamento e l'instabilità della luce possono influenzare simultaneamente il risultato dell'analisi. Il modulo in prova deve essere montato nell'area con la distribuzione della luce più omogenea possibile e sottoposto a misurazione nel periodo di tempo del flash con un livello di intensità e uno spettro quasi costanti.

Per le misurazioni sia interne che esterne, i parametri ambientali devono essere monitorati per mantenere la temperatura omogenea e costante il più possibile. Poiché i diversi moduli FV hanno coefficienti di temperatura specifici, la temperatura deve essere controllata e mantenuta vicino al livello di temperatura desiderato per ridurre la successiva correzione di tensione e corrente. [1]

3.2.2 Metodi di tracciamento della curva I-V

Il principio base per valutare la curva I-V si basa sul controllo della corrente fornita dal modulo fotovoltaico tra il punto a corrente zero (V_{oc}) e il punto di corto circuito (I_{sc}). Esistono diversi metodi per eseguire questa attività, vediamo i principali e i più comunemente usati.

3.2.2.1 Metodo con carico a resistenza variabile

Il modo più semplice per tracciare la curva I-V è utilizzare un resistore variabile R come mostrato in figura. Il valore di R viene variato da zero a infinito tramite step successivi per catturare i punti della curva I-V da corto circuito a circuito aperto, misurando la tensione e la corrente in ogni fase. Questo metodo è applicabile solo ai moduli a bassa potenza poiché i resistori adatti a una maggiore potenza sono difficilmente disponibili.

In generale, le resistenze come carico non sono raccomandate per la caratterizzazione del modulo fotovoltaico in quanto I_{sc} non viene mai raggiunto esattamente e le caratteristiche di polarizzazione inversa non possono essere determinate. Tuttavia, l'uso di resistori di carico per valutare le prestazioni di un modulo può fornire un modo economico per approssimare le sue prestazioni.

Il resistore di carico viene aumentato manualmente a intervalli. In ogni fase, la tensione e la corrente vengono rilevate utilizzando un multimetro digitale. La modifica manuale della resistenza di carico rende il processo molto lento, quindi la radiazione solare e le condizioni termiche potrebbero modificarsi durante la misurazione. In alternativa ad un unico resistore, se ne possono usare un set. Una serie di relè, controllati da una scheda computer, viene utilizzata per selezionare la combinazione di resistori adatti a ottenere un carico resistivo specifico. Con questo approccio, si evita l'operazione manuale sul resistore e si migliora il tempo di acquisizione. [16]

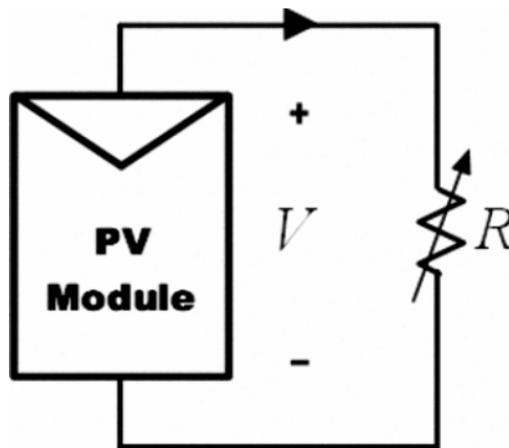


Fig. 3.2.2.1.1 Schema dell'impianto a resistenza variabile.

3.2.2.2 Metodo con carico capacitivo

Il secondo metodo di misurazione è basato sulla polarizzazione del modulo da parte di un grande condensatore che viene caricato mentre il circuito si sposta da una situazione di cortocircuito verso una condizione di circuito aperto. Schematicamente tutto ciò è rappresentato in figura.

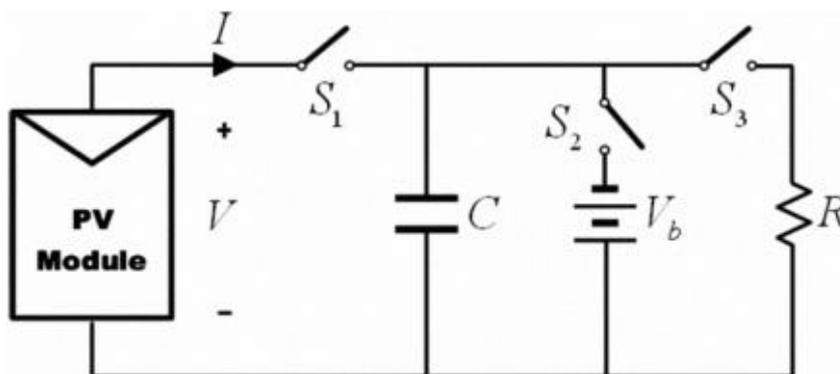


Fig. 3.2.2.2.1 Schema dell'impianto con carico capacitivo.

All'inizio della misurazione il condensatore è cortocircuitato e quando l'interruttore S3 viene aperto e S1 è chiuso, inizia il caricamento. All'aumentare della carica del condensatore, diminuiscono le cadute di corrente e la tensione. Quando la carica è completa, la corrente fornita dal modulo si azzerava e si ottiene la condizione di circuito aperto. Invece di iniziare in cortocircuito, potremmo iniziare con S2 chiuso; il condensatore verrebbe inizialmente caricato a tensione negativa e la curva I-V attraverserebbe l'asse della corrente. In questo modo otteniamo il valore di I_{sc} . Per ottenere una curva I-V affidabile con il metodo del condensatore, sono necessari condensatori di alta qualità con piccole perdite. La scelta della capacità del condensatore è cruciale, così come i tempi di test che devono essere maggiori di 20ms. Inoltre, i tre interruttori devono essere attivati con la sequenza appropriata e la scarica preliminare del condensatore è necessaria per avviare una nuova misurazione. Poiché la riproduzione della curva I-V non è ciclica, una visualizzazione diretta o una riproduzione parziale della curva non è possibile. La tensione e la corrente vengono monitorate tramite una scheda computer. La misurazione inizia quando la scheda invia un segnale di attivazione all'interruttore che collega il condensatore alla cella.

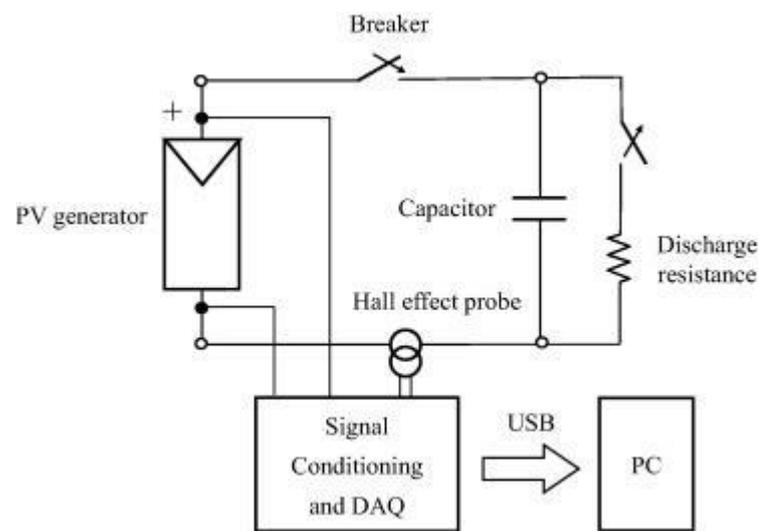


Fig. 3.2.2.2.2 Schema del circuito di misurazione per il metodo a condensatore.

Il sistema automatico di acquisizione dati (DAQ) rileva contemporaneamente tensione, corrente, irraggiamento e temperatura nel modulo fotovoltaico, livelli di stringhe e array. La tensione viene misurata direttamente ai terminali positivi e negativi del generatore FV. Esso è composto dai seguenti componenti: PC notebook; dispositivo di acquisizione dati multifunzione, dotato di un convertitore A/D e multiplexer; sonde differenziali per misure di tensione; sonde di corrente (effetto Hall), per misure DC/AC; piranometro standard e sensori di irraggiamento; termometro per la temperatura ambiente. [15][16]

3.2.2.3 Metodo con carico elettronico

Le metodologie descritte finora (a resistenza variabile e a condensatore) risultano talvolta costose per via dei componenti utilizzati. 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. 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 modulo sottoposto al test assorbe un certo valore di corrente in funzione della resistenza impostata e produce in output un valore di tensione che viene utilizzato per tracciare la caratteristica corrente-tensione. Il metodo di caricamento elettronico utilizza come resistenza un *transistor* (di solito un MOSFET); la resistenza tra *drain* e *source* del *transistor* è modulata attraverso la tensione *gate-source* e di conseguenza il flusso di corrente è fornita dal modulo. Quando questo metodo viene utilizzato per tracciare la curva I-V, il MOSFET opera nelle sue tre modalità operative (cut-off, regione attiva e regione ohmica). Di conseguenza, la maggior parte della potenza fornita dal modulo è dissipata da questo dispositivo, la cui applicazione è limitata a moduli di media potenza.

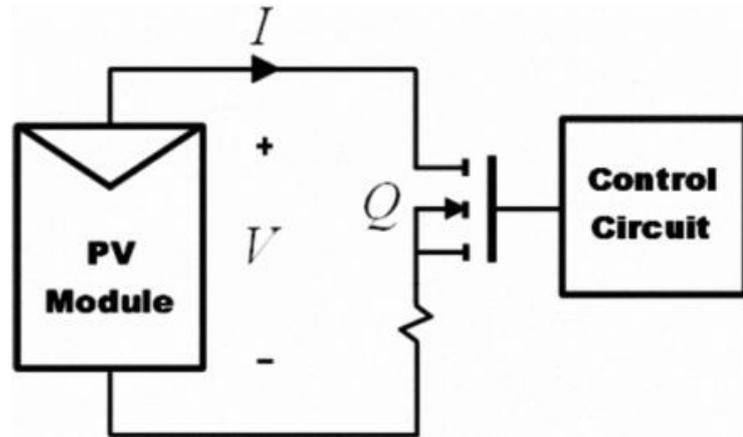


Fig. 3.2.2.3.1 Schema dell'impianto con carico elettronico.

I *transistor* MOSFET 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 0.1Ω a 100Ω . Ogni accoppiamento modulo fotovoltaico-resistenza corrisponde ad un punto diverso della caratteristica I-V del modulo stesso. Nella figura di seguito si nota come per diversa resistenza corrisponde un punto diverso sulla curva.

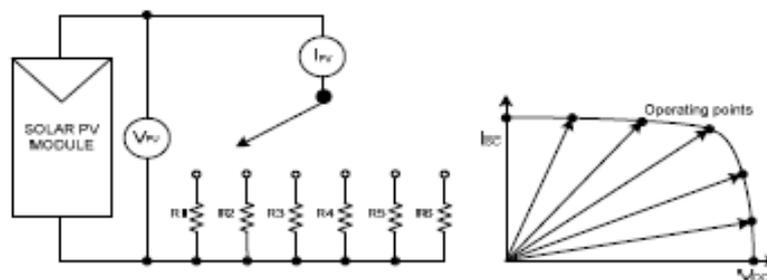


Fig. 3.2.2.3.2 Costruzione della curva I-V.

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.

Un possibile miglioramento di questo metodo potrebbe essere quello di aumentare il numero delle resistenze in modo da poter avere più punti di misura ed ottenere delle caratteristiche I-V e P-V più regolari. [16][4]

3.2.2.4 Metodo con amplificatore di potenza bipolare

Questo metodo prevede un circuito semplice che consente di invertire la corrente e la tensione nel modulo. Di conseguenza è possibile misurare le curve I-V nei piani cartesiani con tensioni e correnti negative. Lo schema dell'impianto si basa su un tradizionale amplificatore di potenza di classe B. In esso vengono utilizzati due *transistor* BJT (a giunzione bipolare) come carico, rispettivamente per la corrente diretta e la corrente inversa. I *transistor* a giunzione bipolare devono operare nelle tre modalità di funzionamento previste (regione di interruzione, attiva e di saturazione). Di conseguenza, la maggior parte della potenza fornita dal modulo è dissipata da questi dispositivi, che ne limitano quindi l'applicazione a moduli di media potenza.

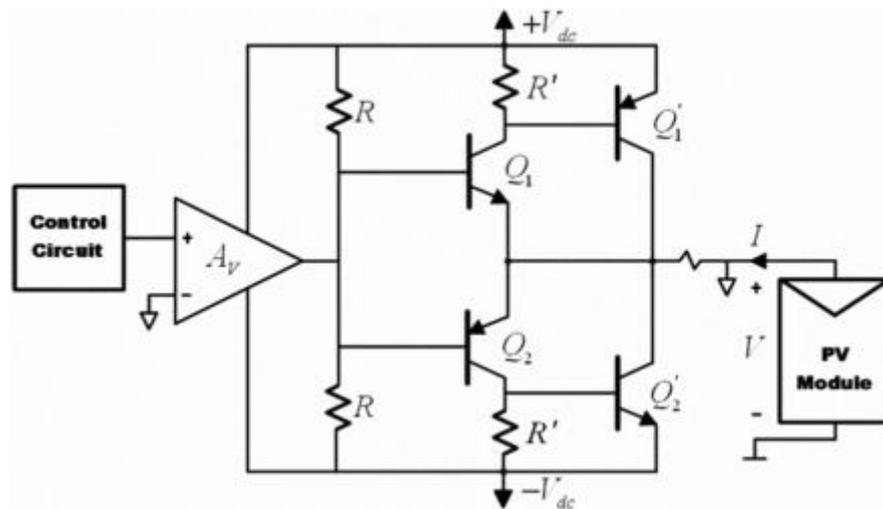


Fig. 3.2.2.4.1 Schema di impianto con amplificatore di potenza bipolare

3.2.2.5 Metodo con alimentatore a quattro quadranti

Un alimentatore a quattro quadranti è un sistema in grado di erogare e dissipare potenza; in altre parole, può assorbire o erogare corrente con una tensione bipolare (positiva o negativa). Per un modulo fotovoltaico, l'interesse principale è ottenere la curva I-V nel primo quadrante. Ma l'esplorazione dei punti che si trovano nel secondo e nel quarto quadrante può essere un importante strumento diagnostico al fine di rilevare possibili discrepanze nel funzionamento del modulo. Un alimentatore a quattro quadranti può essere visto come un alimentatore $V(t)$ la cui uscita può essere variata da un segnale di ingresso di riferimento o programmata per spazzare un intervallo di valori.

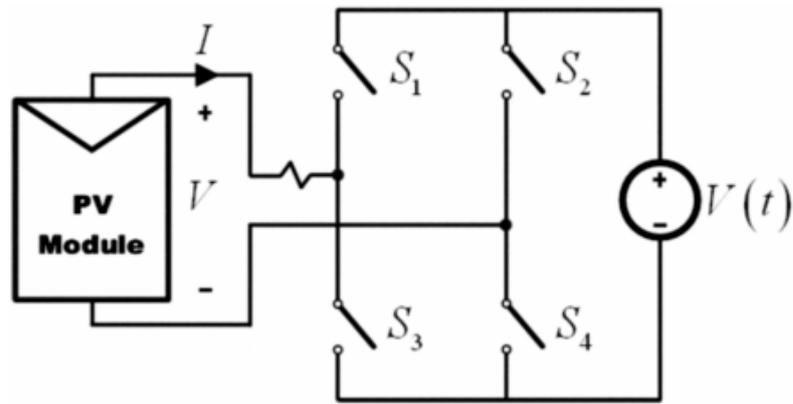


Fig. 3.2.2.5.1 Schema semplificato di impianto con alimentazione a quattro quadranti.

Il circuito mostrato in figura è una vista semplificata dell'alimentazione elettrica a quattro quadranti, in quanto il circuito reale è molto più complesso ed esula i nostri scopi.

Con S_1 e S_4 chiusi e $V(t)$ superiori alla tensione a circuito aperto del modulo FV sotto test, il punto di funzionamento viene spostato nel quarto quadrante. Con S_1 e S_4 chiusi e $V(t)$ minori di V_{oc} , il punto operativo viene spostato nel primo quadrante. Infine, se S_2 e S_3 sono chiusi, la tensione viene forzata a $-V(t)$ e il punto operativo viene spostato nel secondo quadrante.

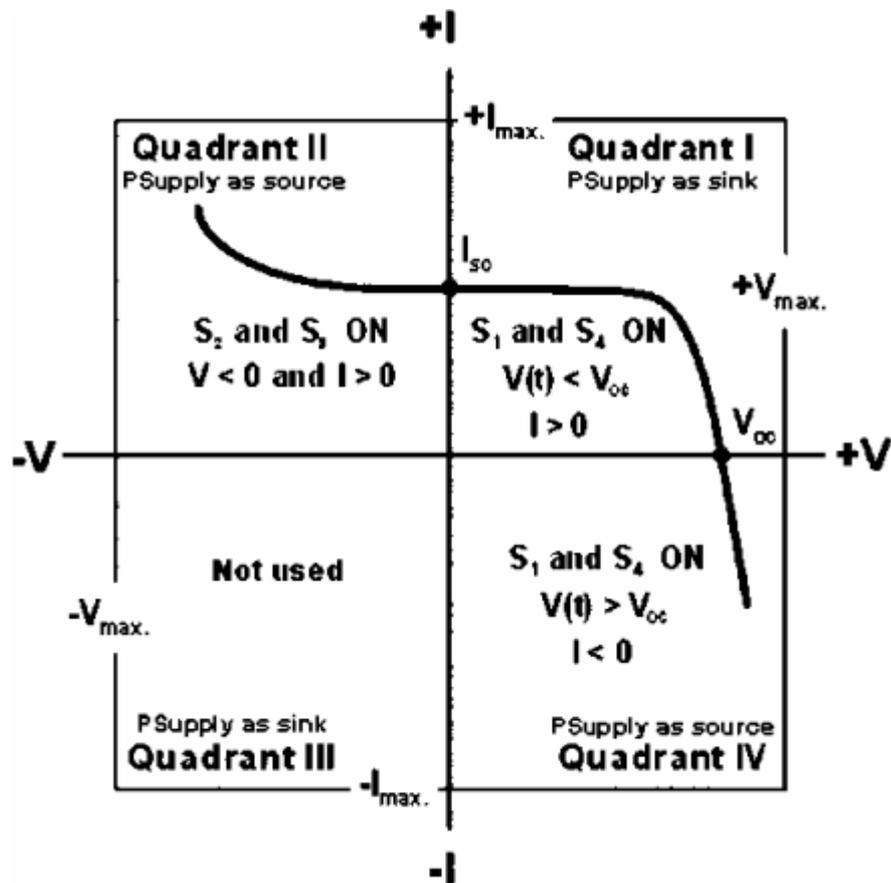


Fig. 3.2.2.5.2 Caratteristica I-V nel primo, secondo e quarto quadrante.

Questo tipo di carico è notevolmente costoso. Inoltre, alimentatori a quattro quadranti che funzionano oltre 1 kW sono difficilmente disponibili, quindi questo metodo non è applicabile per misurare un intero generatore FV. [16]

3.2.2.6 Metodo con convertitore DC-DC

La capacità dei convertitori DC-DC di emulare un resistore è stato studiato e analizzato in diverse applicazioni ed è stata applicata soprattutto nell'ottenere le curve I-V di moduli solari. Le tre configurazioni di base del convertitore (convertitore *buck*, convertitore *boost* e convertitore *buck-boost*) sono simili a un trasformatore DC sia in modalità di conduzione continua (CCM) che in modalità di conduzione discontinua (DCM). Sono state analizzate diverse topologie di convertitori DC-DC orientati alla misurazione delle curve I-V. Diversi studi hanno dimostrato che le strutture con un convertitore *Buck-Boost* sono le uniche che consentono una scansione completa della curva. Le strutture *buck* non consentono di tracciare i punti della curva vicini a I_{sc} , mentre le strutture *Boost* non possono raggiungere i punti vicino a V_{oc} .

Un inconveniente dei convertitori DC-DC è l'ondulazione della corrente dell'induttore dovuta alla tecnica di commutazione (questo problema non è presente in altri metodi). Tuttavia, sono state sviluppate alcune tecniche per ridurre il *ripple*, come: induttori accoppiati e convertitori DC-DC intercalati. [16]

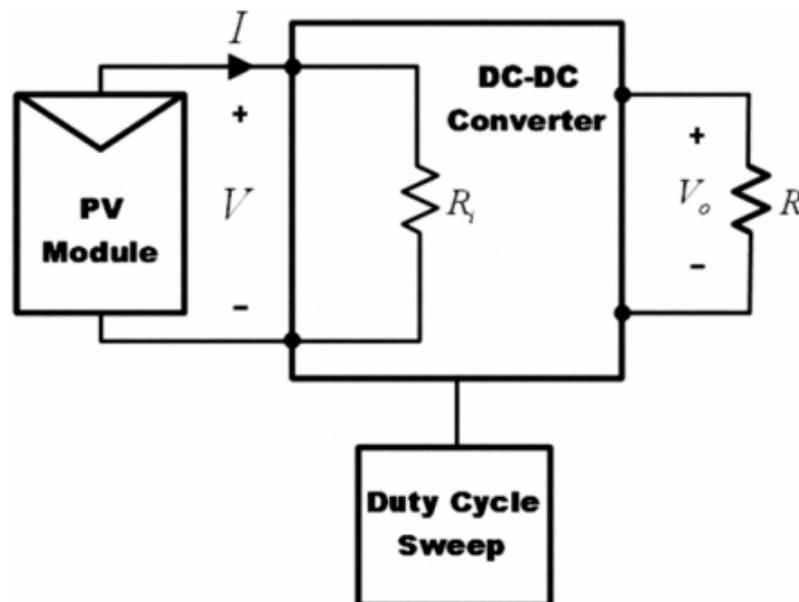


Fig. 3.2.2.6.1 Schema di impianto con convertitore DC-DC.

3.2.2.7 Confronto tra i diversi metodi

In conclusione operiamo un confronto tra i metodi visti, esponendo pregi e difetti. Dal punto di vista della flessibilità, il convertitore DC-DC consente, modificando il ciclo di lavoro, di raggiungere parzialmente zone specifiche della curva I-V. Può essere fatto funzionare continuamente intorno al punto di massima potenza del modulo fotovoltaico in prova. Con un alimentatore a quattro quadranti è possibile anche una riproduzione parziale della curva I-V, ma richiede una programmazione complessa del segnale $V(t)$. I metodi basati sul carico elettronico mostrano anche un'elevata flessibilità, ma la riproduzione dei punti attorno all'MPP richiede un'eccessiva dissipazione di potenza, specialmente con generatori ad alta potenza. Nei metodi con carico capacitivo e resistivo variabile, la riproduzione della curva I-V non è ciclica, quindi una visualizzazione diretta o una riproduzione parziale della curva I-V non è possibile.

Dal punto di vista della modularità, il metodo basato sul convertitore DC-DC consente di effettuare un'espansione del sistema semplicemente collegando un convertitore DC-DC in parallelo. Sia il carico capacitivo che i metodi a carico elettronico presentano difficoltà quando aumenta la potenza del modulo sottoposto a test. La principale preoccupazione progettuale è la velocità per il primo e la dissipazione di potenza per il secondo. Nel caso di un alimentatore a quattro quadranti, la modularità è possibile solo con alcuni produttori e quindi bassa.

Difficile dire quale metodo sia il più affidabile. Tuttavia possiamo notare delle differenze in tal senso se consideriamo la misura della corrente di cortocircuito; infatti un'analisi dei metodi esaminati rivela che è difficile riprodurre il punto esatto a tensione zero (I_{sc}). Il metodo di alimentazione a quattro quadranti richiede solo un'interpolazione intorno a zero volt. Nel metodo del condensatore può essere applicata anche l'interpolazione, ma solo se viene imposta una carica negativa precedente. Con il metodo del resistore variabile e il metodo di caricamento elettronico è possibile solo un'estrapolazione. Quindi i metodi più affidabili risultano essere quelli con alimentatore di potenza bipolare, a quattro quadranti e con convertitore DC-DC.

Per quanto riguarda l'aspetto dei costi invece, il metodo con carico capacitivo richiede velocità di acquisizione e memorizzazione, con un conseguente costo non indifferente. Forse, il modo migliore per valutare tutti i metodi in termini di costi è prendere in considerazione tutte le funzionalità degli stessi. Pertanto, il metodo basato sul convertitore DC-DC è meno costoso perché flessibile, modulare e affidabile. Anche il metodo a resistenza variabile risulta essere poco costoso. [16]

3.2.3 Identificazione dei difetti tramite la curva I-V

Una curva I-V misurata con un'attrezzatura adeguata come descritto precedentemente fornisce informazioni sui possibili difetti che affliggono il modulo. L'interpretazione della curva I-V dipende dai dati disponibili. Nel caso in cui abbiamo solo la curva I-V misurata senza informazioni sui valori elettrici specifici del modulo fotovoltaico, possiamo dedurre gli stessi dalla lettura della curva, sapendo che: la corrente I_{sc} è coerente con l'area della cella, la tecnologia cellulare e le connessioni delle celle nel modulo; il V_{oc} è coerente con la tecnologia cellulare e la connessione cellulare nel modulo; il *fill factor* dipende dalla tecnologia del modulo. Se ci soffermiamo sulla forma della curva I-V, essa può rivelare due difetti: parti di celle non attive dovute a fenomeni di *crack* cellulare o altri motivi (difetti di rete); cortocircuito di un diodo di *bypass*.

Se disponiamo invece dei dati elettrici specifici del modulo fotovoltaico, tramite etichettatura o, ancora meglio, rapporto del produttore, il confronto con i valori misurati tramite il test di tracciamento I-V fornisce una buona indicazione di potenziali guasti e problemi tecnici.

Se abbiamo una curva I-V dello stesso modulo misurata tempo addietro, possiamo ovviamente valutare i possibili effetti di una degradazione del modulo confrontandola con la più recente curva I-V misurata.

Ma quali sono i difetti causati nello specifico dalla variazione dei parametri della curva I-V rispetto alle condizioni di riferimento? Vediamo di seguito i principali indicatori che ci rivelano che qualcosa non funziona correttamente nel nostro modulo. Riferendoci alla figure di seguito, spieghiamo caso per caso.

- (1) Una corrente di cortocircuito inferiore al valore previsto di I_{sc} , è probabilmente causata dalla perdita di trasparenza dell'incapsulamento a causa della doratura o dell'ingiallimento, dalla corrosione del vetro che riduce l'intrappolamento luminoso del modulo o della delaminazione che causa il disaccoppiamento ottico degli strati. Questi difetti sulla curva I-V influiscono diversamente sulla sua forma a seconda che siano omogenei o eterogenei.

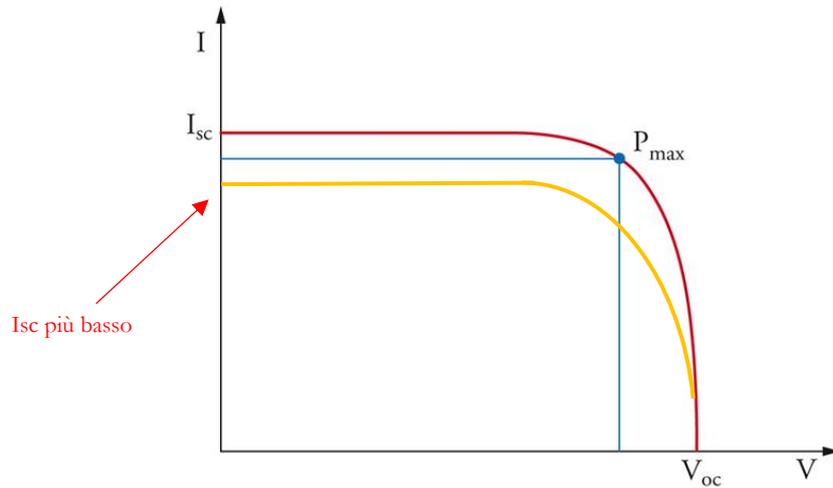


Fig. 3.2.3.1 Curva I-V di riferimento (blu) e misurata (gialla) nel caso 1.

- (2) La curva I-V ha un valore V_{oc} più basso del previsto. I guasti che abbassano il V_{oc} sono rappresentati da guasti alle interconnessioni di celle, cortocircuiti da cella a cella o un guasto del diodo di *bypass*. La tensione a circuito aperto del modulo può essere ridotta anche a causa della degradazione indotta dalla luce (LID) dei moduli di silicio cristallino o della degradazione indotta di potenziale (PID).

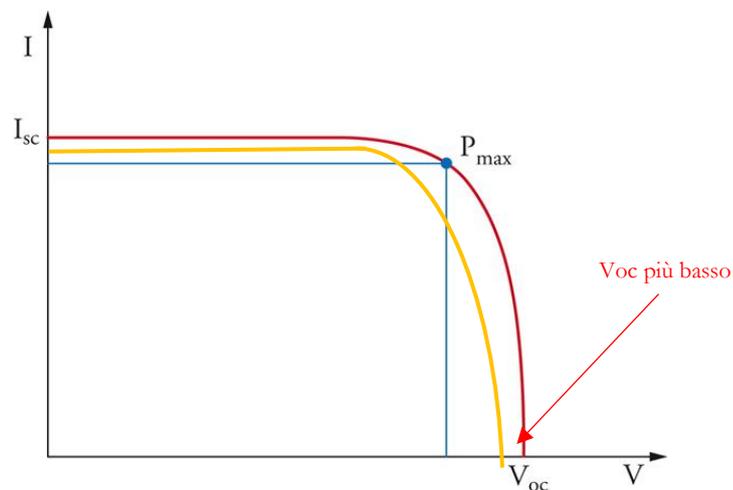


Fig. 3.2.3.2 Curva I-V di riferimento (blu) e misurata (gialla) nel caso 2.

- (3) La pendenza inferiore della curva I-V vicino a V_{oc} è sintomo di un aumento della resistenza in serie nel modulo FV. La resistenza in serie nel modulo potrebbe aumentare con l'aumento della resistenza di interconnessione, della corrosione nella *junction box* o di interconnessioni. Tutto ciò diminuisce il *fill factor* e quindi la potenza massima del modulo.

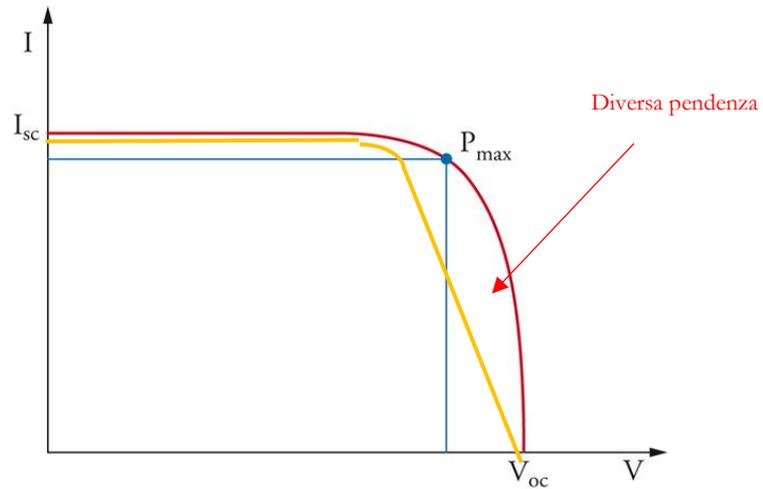


Fig. 3.2.3.3 Curva I-V di riferimento (blu) e misurata (gialla) nel caso 3.

- (4) La curva I-V vicino a I_{sc} diventa inclinata. Ciò significa che la resistenza allo *shunt* è diminuita a causa di percorsi di *shunt* nelle celle fotovoltaiche e/o nelle interconnessioni. Altre cause potrebbero essere un leggero *mismatch* delle celle o un leggero ingiallimento non uniforme delle stesse.

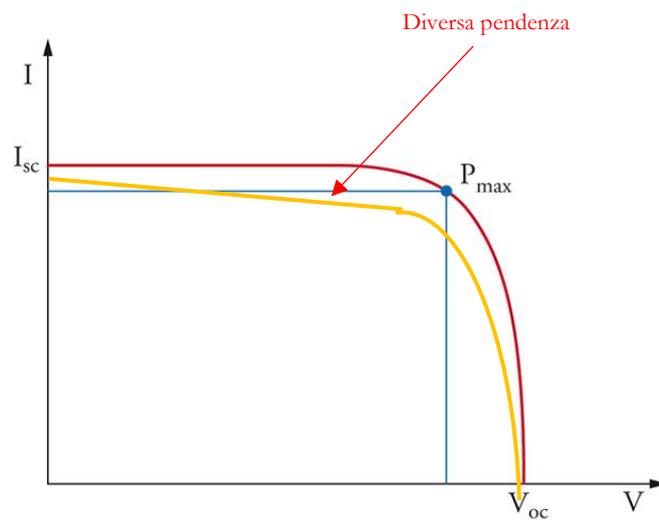


Fig. 3.2.3.4 Curva I-V di riferimento (blu) e misurata (gialla) nel caso 4.

- (5) La curva cambia pendenza nel punto di massima potenza. In particolare, P_{max} si verifica per valori di corrente e tensione più bassi. Questo potrebbe essere causato da una corrosione eterogenea del rivestimento AR delle celle oppure dal fenomeno del PID.

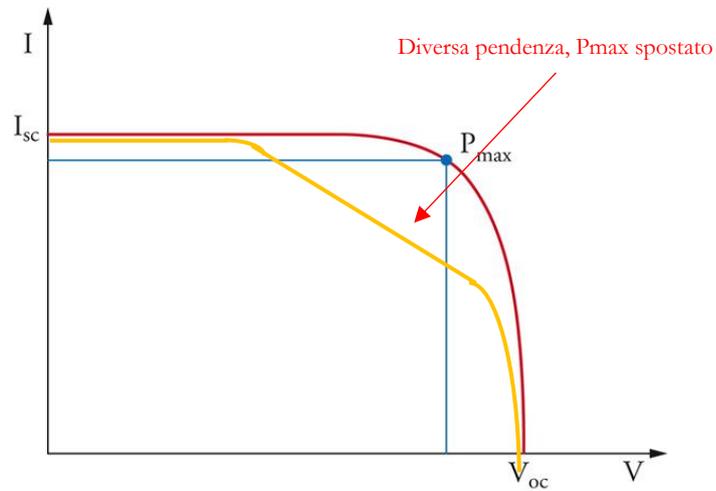


Fig. 3.2.3.5 Curva I-V di riferimento (blu) e misurata (gialla) nel caso 5.

- (6) La curva I-V mostra un salto. Le ragioni di tali salti nella curva potrebbero essere un difetto nel diodo di *bypass*, celle danneggiate o un forte *mismatch* delle celle fotovoltaiche nel modulo.

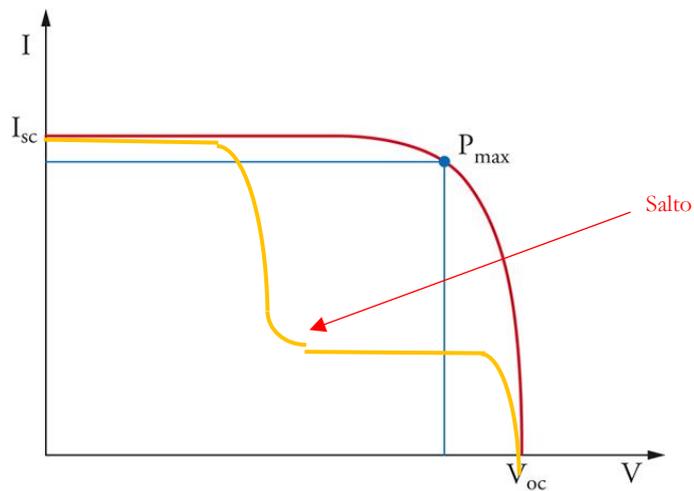


Fig. 3.2.3.6 Curva I-V di riferimento (blu) e misurata (gialla) nel caso 6.

3.3 Test di isolamento elettrico

La misurazione della resistenza elettrica nei pannelli FV viene fatta per verificare l'integrità dell'isolamento elettrico del modulo e delle connessioni tra i moduli stessi. Un degrado di tale isolamento potrebbe portare alla formazione di correnti di dispersione e quindi a un calo di produzione dell'impianto, perciò è importante individuare subito il modulo difettoso e ripararlo.

Gli autori in [17] propongono di impiegare un tester per la **resistenza dell'isolamento (IRT)** per verificare la presenza del difetto. Alcuni tipi di tester, come ad esempio quelli prodotti dalla MEGGER Ltd., operano sottoponendo il modulo ad un circuito elettrico con alta tensione e misurando la resistenza dell'isolamento o le correnti di dispersione. Particolare attenzione deve essere posta dal personale che effettua la misurazione, in quanto la tensione che viene applicata deve essere proveniente solo dallo strumento e non da altri componenti. Inoltre, molti pannelli potrebbero essere difficili da analizzare, come ad esempio quelli installati sui tetti dei fabbricati.

Secondo metodi convenzionali, il processo potrebbe rivelarsi a volte lungo, in quanto gli operatori devono de-energizzare e isolare elettricamente ogni modulo o gruppo di moduli, ad esempio rimuovendo tutti i collegamenti elettrici e rimettendoli dopo la misurazione.

La difficoltà e l'eventuale costo di tale tipo di test scoraggia molti proprietari di impianti ad effettuare un controllo e un monitoraggio regolare dei moduli. Tuttavia, se un controllo regolare non viene effettuato, il difetto non potrebbe rivelarsi prima di seri danni distruttivi nell'impianto.

Anziché il metodo convenzionale, lungo e costoso, si può impiegare quindi un tester per effettuare tale analisi.

Un gruppo di pannelli o un singolo pannello vengono scelti dall'intero array e bypassati attraverso uno switch, scollegandoli elettricamente. A questo punto viene effettuata la misurazione della resistenza dell'isolamento e se il valore di resistenza risulta inferiore a quello standard, il pannello viene scollegato dall'array.

Gli autori in [18] utilizzano anch'essi un tester (Fluke make High Voltage Insulation Tester) per la misurazione di tale resistenza. I terminali del modulo sono cortocircuitati e collegati entrambi al terminale positivo del tester, mentre l'altro terminale (negativo) viene collegato al *frame* del modulo. Per collegare questo terminale, il rivestimento anodizzato del telaio in alluminio viene rimosso. Il tester è collegato a terra per evitare qualsiasi tipo di rischio per gli operatori. Vengono quindi applicati 1000 V o due volte la tensione di sistema, a seconda di quale sia maggiore. Questa tensione viene mantenuta per 2 minuti, il che aiuta a calcolare la resistenza esatta del modulo.



Fig. 3.3.1 Misurazione della resistenza di isolamento elettrico di un modulo.

Per valutare l'isolamento del modulo in condizioni operative umide e verificare che l'umidità derivata da pioggia, nebbia, rugiada o neve sciolta non entri nelle parti attive del circuito del modulo, dove potrebbe causare corrosione, un guasto verso terra o un pericolo per la sicurezza, gli autori in [18] operano sempre un test di isolamento elettrico ma in condizioni diverse. Infatti il modulo viene posto in un contenitore pieno d'acqua e apparecchiature a spruzzo mantengono il modulo bagnato durante il test.

Il test misura quindi la corrente di dispersione in condizioni umide, quando il modulo è sotto l'applicazione di liquido con resistività di $3500\Omega\text{cm}$ o inferiore, tensione superficiale di $0,03\text{ Nm}$ o inferiore e temperatura di $22^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$.



Fig. 3.3.2 Test per la misura di isolamento elettrico in condizioni di umidità.

In conclusione, il test di isolamento elettrico è quindi utile per verificare se ci sono perdite di corrente dovute a un degrado dell'isolante o del *frame* e di conseguenza identifica tali tipi di difetti.

3.4 Analisi tramite termografia

Esistono fondamentalmente tre tipi diversi di *termografia* per rilevare i guasti nei moduli fotovoltaici, ovvero la termografia stazionaria, la termografia ad impulsi e la termografia *lock-in*. La tecnica più comune e più facile da applicare è la termografia in condizioni stazionarie. Questo metodo consente l'analisi dei moduli fotovoltaici sul campo e in condizioni di lavoro. La termografia ad impulsi e la termografia *lock-in* consentono una visione più dettagliata del modulo fotovoltaico, ma entrambe le tecniche devono essere eseguite in condizioni di laboratorio. Queste tre tecniche sono descritte nei prossimi tre paragrafi.

3.4.1 Termografia in condizioni stazionarie

La creazione di immagini termografiche o a infrarossi (IR) è una tecnica di misurazione non distruttiva che fornisce distribuzioni rapide, in tempo reale e bidimensionali delle caratteristiche di moduli fotovoltaici. Può essere usato come metodo per diagnosticare alcuni guasti termici ed elettrici che affliggono i moduli. Le misurazioni possono essere eseguite durante il normale funzionamento sia per singoli moduli FV che per interi sistemi di larga scala. Quest'ultime mostrano differenze di temperatura indotte da una corrente esterna o dall'applicazione di luce al modulo fotovoltaico.

Nel primo caso, durante le misurazioni al buio, non viene applicata luce, ma la corrente esterna (tipicamente paragonabile alla corrente di corto circuito I_{sc}) viene fornita nella direzione positiva. Per evitare danni termici ai moduli a film sottile, è necessario garantire che l' I_{sc} dei moduli non venga superato di oltre il 30%. Nel secondo caso, durante l'illuminazione, il calore e la corrente sono generati dalla luce incidente che può causare una temperatura disomogenea sul modulo fotovoltaico. Per un rilevamento dei difetti più preciso, l'*imaging* termografico viene eseguito sotto illuminazione e la distribuzione della temperatura delle varie condizioni di carico (cortocircuito, circuito aperto e al punto di massima potenza) deve essere confrontata. Mediante un'apposita telecamera IR è possibile misurare la distribuzione della temperatura. L'*imaging* termografico viene eseguito principalmente per mezzo di una telecamera IR portatile non raffreddata e la lunghezza d'onda del rivelatore IR utilizzato è in genere compresa tra 8 e 14 μm .

Le misurazioni termografiche con illuminazione (all'aperto) devono essere eseguite in una giornata soleggiata senza nuvole, con un irraggiamento di 700 W/m² minimo sull'intero array del modulo. Idealmente la temperatura ambiente e la velocità del vento devono essere basse. Durante l'analisi bisogna porsi con l'obiettivo della telecamera con un angolo impostato il più vicino possibile a 90° ma non inferiore a 60° rispetto al piano del vetro del modulo. Inoltre, bisogna tenere conto di eventuali riflessi, ad es. edifici nel quartiere, nuvole o auto radiazioni dell'operatore o della telecamera. Per la misurazione della temperatura corretta, la fotocamera deve essere impostata sulla temperatura ambiente corretta e secondo i valori di emissività della superficie ispezionata. I valori tipici di emissività sono 0,85 per il vetro e 0,95 per il *back sheet* polimerico, rispettivamente, se l'angolo di visuale è compreso tra 90° e 60° (vetro) e 90° e 45° (polimero). Le misure effettuate sul lato posteriore, quando possibile, sono più accurate rispetto a quelle sul lato del vetro. Per ottenere un'immagine termica ad elevato contrasto sarebbe necessaria una continua taratura manuale di livello e campo. La funzionalità detta DDE (Digital Detail Enhancement) offre la soluzione. Questo sistema di ottimizzazione del contrasto (DDE) ottimizza automaticamente il contrasto dell'immagine in inquadrature ad elevata gamma dinamica in modo che l'immagine termica non debba più venire tarata manualmente. Una termocamera che dispone di DDE è pertanto idonea a realizzare ispezioni di pannelli solari in modo rapido ed accurato.

Quando l'illuminazione è uniforme le temperature delle celle possono differire solo di pochi gradi. Se il modulo è cortocircuitato o se sono presenti difetti, le variazioni di temperatura potrebbero essere molto più grandi. Differenze di temperatura di 10 K possono essere raggiunte tra *hot spots* in confronto alle normali parti operative nelle vicinanze. Inoltre, si deve considerare che esiste un gradiente di temperatura all'interno dello stesso impianto FV (ad es. fino a 13 K in ~ 8 m di moduli sul tetto) o anche in un solo modulo (3-5 K), che è dovuto al trasferimento di calore convettivo. Di seguito operiamo un riepilogo tabellato di possibili immagini IR di moduli FV osservate in misurazioni termografiche stazionarie all'esterno, ognuna delle quali è associata ad un possibile tipo di difetto del pannello e a possibili effetti sui parametri elettrici dello stesso.

[1][20]

IMMAGINE IR	DESCRIZIONE	TIPO DI DIFETTO	EFFETTI SU PARAMETRI ELETTRICI
	Un modulo è a temperatura più alta rispetto agli altri.	Il modulo è in condizioni di circuito aperto e non connesso al sistema.	Il modulo è pienamente funzionale, è solo disconnesso.
	Una riga (sub-stringa) è a temperatura più alta rispetto alle altre.	Sub-stringa cortocircuitata o in condizioni di circuito aperto, a causa di diodo di bypass cortocircuitato.	Perdita di potenza e riduzione di Voc.
	Singole celle sono più calde di altre, senza uno schema preciso.	Tutto il modulo è cortocircuitato, a causa di tutti i rispettivi diodi di bypass cortocircuitati o connessioni degradate.	Riduzione drastica della potenza del modulo, quasi a zero, e riduzione notevole di Voc.
	Singole celle sono più calde di altre, quelle con temperatura maggiore sono concentrate lungo il bordo inferiore.	Importante fenomeno di <i>shunting</i> a causa di PID e/o polarizzazione.	Potenza del modulo e <i>fill factor</i> notevolmente ridotti. Le performance a bassa irradianza sono ancora più basse rispetto a condizioni di STC.
	Una singola cella più calda rispetto a tutte le altre.	Effetto da ombreggiatura, oppure cella difettosa o delaminata.	La riduzione di potenza è leggera e non per forza permanente (ad esempio, se l'ombreggiatura è causata da una foglia).
	Parte di una singola cella è più calda di tutte le altre.	Cella rotta (affetta da <i>crack</i> o <i>burn marks</i>), oppure degradazione dell'interconnessione della stringa di riferimento.	Potenza e <i>fill factor</i> notevolmente ridotti.
	Punto di calore.	Ombreggiatura parziale dovuta a fenomeni esterni, come uccelli o antenne, oppure <i>crack</i> cellulare.	Potenza e <i>fill factor</i> ridotti in conseguenza a forma e dimensioni del <i>crack</i> .
	Parti di sub-stringhe chiaramente più calde rispetto ad altre, quando ombreggiate.	Sub-stringa con diodo di bypass mancante o in condizioni di circuito aperto.	Riduzione notevole di Isc e potenza quando parte di questa sub-stringa viene ombreggiata.

3.4.2 Termografia a impulsi

La termografia a impulsi (PT) necessita di una fonte di calore esterna, ad es. mediante una o più torce elettriche attivate simultaneamente, che generano un flusso di calore dinamico attraverso un modulo fotovoltaico. La durata dell'impulso deve essere non più lunga di alcuni millisecondi, per evitare immagini sfocate. La disposizione della luce posizionata davanti al modulo sul lato posteriore (lato *back sheet*) e la sua intensità dovrebbero essere sufficienti ad elevare la temperatura superficiale istantaneamente da circa 1 K a 5 K approssimativamente, in modo omogeneo. Dopo l'eccitazione, la temperatura superficiale scende all'incirca secondo la legge $1/\sqrt{\text{tempo}}$. Una telecamera termografica con un'alta frequenza di acquisizione dell'immagine di almeno diverse decine di Hz o, meglio ancora, centinaia di Hz, acquisisce immagini in modo continuo dal lato posteriore del modulo fotovoltaico. Una distribuzione disomogenea della capacità termica del materiale e della conduttività termica, cioè differenze nella diffusività termica, influenzano l'evoluzione della distribuzione della temperatura. Le variazioni registrate della temperatura superficiale rispetto al tempo sono valutate dopo una trasformazione di Fourier dei segnali.

Le immagini termografiche ad impulso mostrano i dettagli della struttura interna di un modulo fotovoltaico: ad esempio bolle nella stratificazione del modulo e collegamenti elettrici interni altrimenti invisibili attraverso un foglio posteriore opaco. La capacità di penetrazione è inversamente proporzionale alla frequenza usata. Qui di seguito, alcuni esempi di immagini termografiche ad impulso.

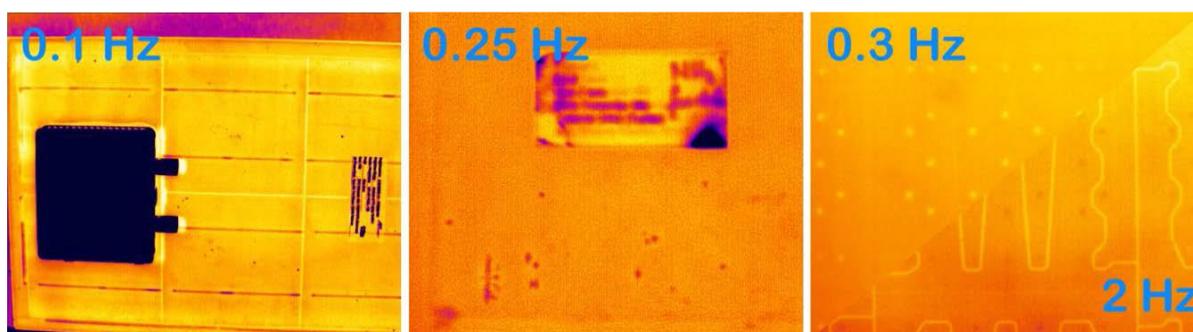


Fig. 3.4.2.1 Immagini termografiche a impulsi ottenute attraverso il *back sheet* di alcuni moduli. Lato sinistro: interconnessioni di celle; In mezzo: bolle all'interno di un materiale incapsulante; Lato destro: struttura di interconnessione all'interno di un modulo con contatti posteriori (l'immagine a 0,3 Hz rappresenta i punti di interconnessione, mentre l'immagine a 2 Hz mostra la struttura del foglio di rame).

La termografia ad impulsi quindi non solo permette di rilevare difetti nelle interconnessioni tra celle e stringhe, attraverso una ispezione visiva “in profondità”, ma anche difetti nella stratificazione del modulo, quali bolle o effetti di delaminazione, oltre a difetti dei contatti posteriori del modulo.

Uno svantaggio del metodo della termografia ad impulsi è che è richiesto un sistema ad infrarossi ad alta velocità e ad alta risoluzione. Tale tecnologia di rivelatori a infrarossi non è solo costosa, ma è anche utilizzata in sistemi militari per missili e pertanto si applicano restrizioni all'esportazione di tale tecnica.



Fig. 3.4.2.2 Termocamera.

3.4.3 Termografia lock-in

La termografia *lock-in* (LIT) è stata sviluppata recentemente. Tramite la LIT il campione viene eccitato e rilevato ad una frequenza controllata, e ciò consente di rilevare deboli fonti di calore.

Per la termografia *lock-in* sono idonee le telecamere IR raffreddate nell'intervallo spettrale da $2\ \mu\text{m}$ a $5\ \mu\text{m}$ e i bolometri (strumenti di misurazione della radiazione elettromagnetica totale) non raffreddati nell'intervallo da $8\ \mu\text{m}$ a $14\ \mu\text{m}$.

Questa tecnica valuta cambiamenti di temperatura dinamici rispetto alla termografia stazionaria nella quale vengono invece rilevati i contrasti di temperatura in condizioni stazionarie. La LIT viene eseguita applicando corrente elettrica ai contatti del modulo in cui si sospetta la presenza di un guasto. La corrente viene applicata in maniera discontinua, seguendo un ciclo on-and-off, o pattern a onda quadra, alla frequenza selezionata, chiamata frequenza *lock-in* (flock-in). Quando la corrente elettrica scorre attraverso un difetto ad alta resistenza, il calore viene generato nella posizione del difetto a causa dell'effetto Joule, che si comporta come una fonte di calore. Il calore generato si propaga verso l'esterno e alla fine raggiunge la superficie del modulo dove la telecamera a infrarossi ad alta sensibilità sta monitorando. La temperatura superficiale aumenta e diminuisce in risposta alla potenza in ingresso e alla posizione del difetto. Lo schema di una misurazione effettuata con la LIT è mostrato di seguito.

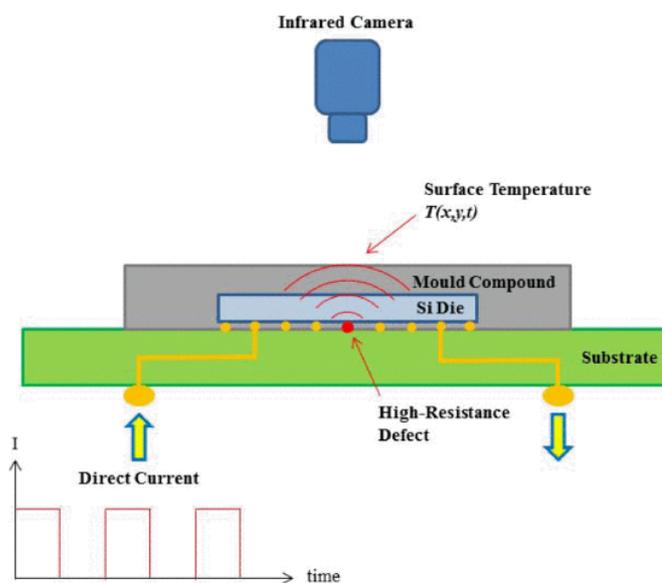


Fig. 3.4.3.1 Schema di misurazione tramite LIT.

Nella teoria LIT, si considera che la fluttuazione della temperatura superficiale, indicata con $F(t)$, segua una funzione sinusoidale armonica con determinate ampiezza e fase. [19]

L'eccitazione necessaria delle celle e dei moduli solari può essere effettuata elettricamente utilizzando una sorgente di tensione o corrente o otticamente con una fonte di luce. Applicando una corrente o una tensione elettrica, la misurazione viene comunemente chiamata *dark lock-in thermography* (DLIT). Usando una fonte di luce, si chiama ILIT. Questo metodo è molto interessante perché permette di lavorare totalmente senza contatto con il campione e quindi può essere applicato a ispezioni in fase di produzione.

Al fine di rilevare e valutare i difetti del modulo FV, la frequenza di *lock-in* è ottimizzata per ottenere la massima risoluzione dell'immagine. Una frequenza di $\sim 0,12\ \text{Hz}$ è un buon punto di partenza per le valutazioni.

Con l'aumentare della frequenza di *lock-in* da un lato la zona interessata dal calore viene ridotta consentendo la determinazione della posizione esatta della fonte di calore. D'altra parte l'intensità del segnale si abbassa fortemente. La variazione dell'intensità di eccitazione, ad esempio bassa o alta corrente o tensione, consente di visualizzare le fonti di calore e quindi i difetti a diversi regimi di funzionamento del modulo. Grazie alla LIT è possibile visualizzare i difetti più piccoli e a volte occultati da difetti vicini più grandi e in generale offre un metodo di analisi più accurato rispetto alla termografia stazionaria. [1]

3.5 Analisi tramite elettroluminescenza

Le celle fotovoltaiche generano luce quando viene fornita loro corrente.

Quando una cella viene polarizzata in verso diretto da una fonte di energia esterna, gli elettroni eccitati rilasciano energia sotto forma di luce vicino al campo dell'infrarosso. Questo fenomeno di emissione di luce è indicato come **elettroluminescenza** (EL) della cella e non è visibile all'occhio umano. Tuttavia, attraverso l'uso di una telecamera in grado di rilevare la luce a infrarossi (IR), l'EL può fornire informazioni sullo stato di salute delle celle fotovoltaiche. Ad esempio, le immagini EL possono mostrare degradazioni di vario genere, come micro-crack, rotture e persino disomogeneità nella struttura cristallina delle celle di silicio. Crepe e rotture, non rilevabili dall'occhio umano ma visibili nelle immagini EL, sono un risultato comune ai fenomeni di trasporto e cattiva fabbricazione e gestione dei pannelli solari. Questo tipo di immagini possono essere utili nello studio degli effetti dell'invecchiamento del modulo o nella comprensione di performance non buone.

Di solito, l'*imaging* EL viene tipicamente condotto in un ambiente di laboratorio in cui un pannello solare può essere nascosto alla luce solare, che influisce negativamente sulla cattura di immagini EL, attraverso l'uso di costose apparecchiature. Questa situazione non è l'ideale per ispezionare i pannelli solari dopo l'installazione e per questo si sono ideate delle soluzioni per acquisire immagini EL anche all'aperto, tramite apparecchiature portatili come mostrato nella figura seguente.



Fig. 3.5.1 Schermo protettivo dalla luce solare per effettuare il testo di EL anche su moduli installati all'aperto.

Gli autori in [21] mettono a confronto i risultati di due analisi EL effettuate in laboratorio e sul campo, rispettivamente. Il primo metodo risulta sicuramente più costoso ma permette di verificare con più accuratezza la presenza di difetti sul modulo, mentre il secondo risulta sicuramente più economico ma presenta delle inesattezze di immagine dovute alla non perfetta copertura del modulo tramite il “cappello” mostrato in figura. Tuttavia, le due immagini EL dello stesso modulo acquisite con i due diversi metodi non pongono differenze importanti e sono perciò paragonabili; ciò certifica il successo del metodo low-cost, che permette di visualizzare gli stessi difetti con buona approssimazione.

Di seguito, il confronto delle due immagini.

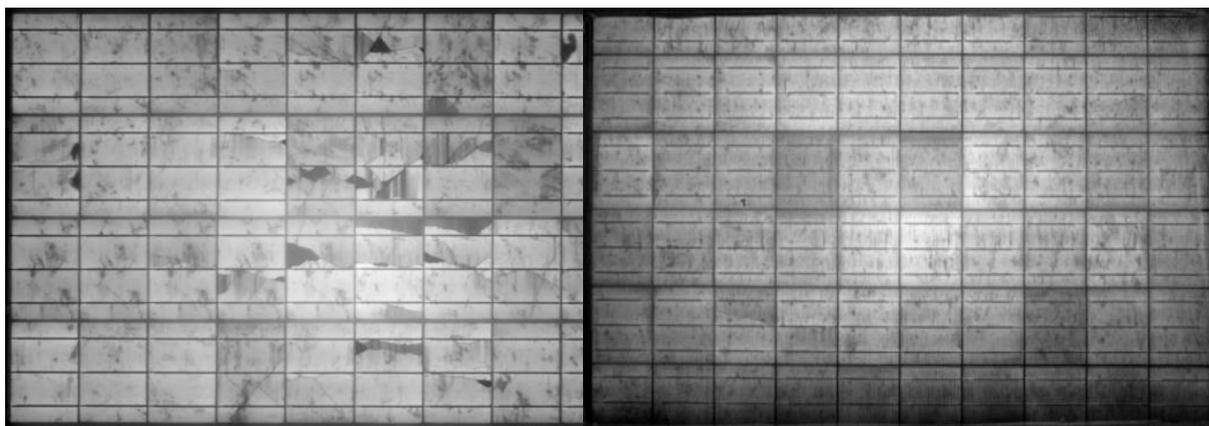


Fig. 3.5.2 Confronto tra il metodo di acquisizione in laboratorio (a sinistra) e quello sul campo (a destra). Nella foto a destra i bordi inferiore e superiore del pannello appaiono scuri a causa dell'elaborazione non buona dell'immagine, in quanto la luce prodotta dal pannello fuoriesce dalla tenuta dello schermo posto sopra di esso. Per ridurre al minimo la perdita di luce dal pannello, è necessaria una tenuta più stretta tra la gommapiuma e il pannello, oltre che tra le lamiere di plastica ondulate e il telaio in alluminio della cappa.

I principali vantaggi di EL rispetto ad altri metodi di analisi sono la sua semplicità e la capacità di produrre mappature ad alta risoluzione utilizzando tempi di acquisizione brevi, che ne consentono anche l'applicazione in ambienti industriali come strumento di caratterizzazione dei moduli in linea di produzione. La combinazione di EL con un'altra tecnica di *imaging* (come la termografia *lock-in*) è riuscita a fornire informazioni complementari sulle proprietà locali delle celle solari, consentendo di creare un quadro completo dei difetti cellulari.

Negli ultimi anni il metodo conosciuto come *Reverse Bias Electroluminescence* (ReBEL) è diventato uno strumento molto utile per la caratterizzazione delle celle solari al silicio. Durante le caratterizzazioni ReBEL le celle solari sono polarizzate inversamente con tensioni tra 2 e 16 V, inducendo correnti elevate nelle celle solari. Al contrario di EL, l'*imaging* ReBEL si basa sull'accelerazione e sulla successiva diffusione o ricombinazione di portatori di carica sotto campi elettrici elevati; le aree ad alta luminescenza sono le aree difettose. È stato dimostrato che la caratterizzazione di ReBEL non solo consente il rilevamento di guasti di tensione delle celle solari, ma consente anche la loro identificazione. Le cadute di tensione che si verificano con tensioni di polarizzazione in modulo minori di 9 V sono per lo più osservate nelle regioni di bordo di una cella solare. Tipicamente questo tipo di guasto è correlato a contaminazioni superficiali di metalli (ad esempio Al). Per questo tipo di guasto non c'è alcuna correlazione visibile con l'immagine EL. Le interruzioni di tensione che si verificano con valori di tensione di polarizzazione tra 9 V e 12 V in modulo sono correlate a difetti attivi di ricombinazione, probabilmente a causa della presenza di dislocazioni del reticolo o contaminazioni metalliche nella maggior parte. In questo caso c'è una buona correlazione con l'immagine EL. Le interruzioni osservate per distorsioni maggiori di tensioni di polarizzazione maggiori di 13 V in modulo sono talvolta definite "rottture da valanga". Questo tipo di guasto è causato da incisioni o altri tagli acuti nel reticolo vicino alla giunzione p-n.

EL e ReBEL vengono usati di solito insieme poiché queste tecniche forniscono informazioni complementari, rilevando *fingers* interrotti, contaminazioni, dislocazioni, crepe e problemi di superficie.

Di seguito si può osservare in figura come le immagini EL e ReBEL siano fortemente correlate tra di loro.

I difetti che influiscono sulle prestazioni delle celle solari possono essere considerati intrinseci o estrinseci. Difetti intrinseci sono dovuti a proprietà intrinseche del materiale (ad esempio ricombinazione superficiale e di interfaccia), mentre i difetti estrinseci sono principalmente dovuti a difetti di elaborazione (ad esempio incrinature di wafer, *fingers* interrotti). Un'altra caratteristica interessante della caratterizzazione EL è che la risposta di luminescenza di difetti intrinseci è più sensibile alla variazione di temperatura rispetto ai difetti estrinseci. Pertanto, eseguendo misurazioni EL a diverse temperature, è possibile stabilire una chiara distinzione tra difetti intrinseci ed estrinseci.

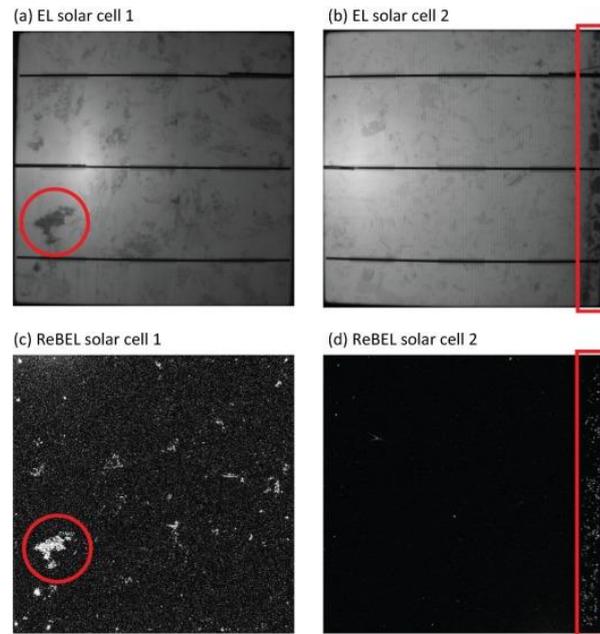


Fig. 3.5.3 Immagini EL e ReBEL di due celle con difetti diversi. Da notare la forte correlazione tra le due.

Di seguito un possibile schema di acquisizione in laboratorio di immagini EL come proposto in [22].

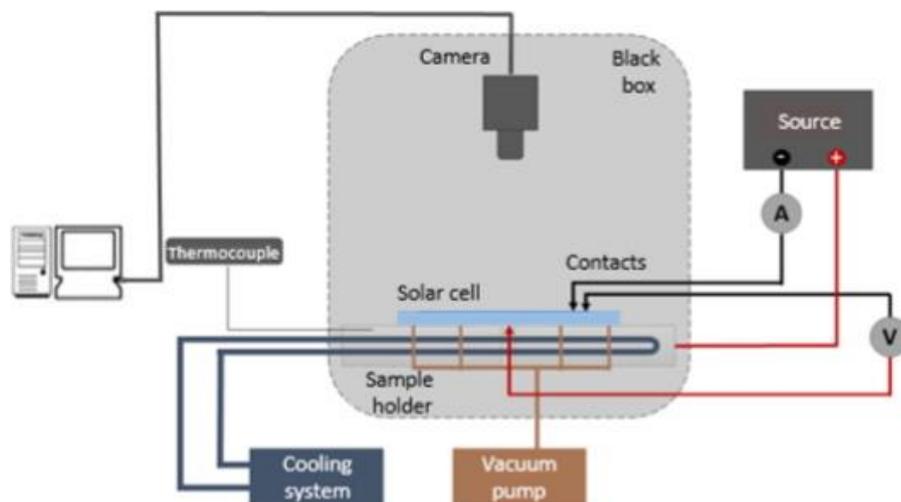


Fig. 3.5.4 Possibile schema di acquisizione di immagini EL.

Il sistema è costituito da una scatola nera a tenuta leggera in cui è alloggiata una fotocamera digitale e un porta campioni. La fotocamera digitale è dotata di un obiettivo standard da 18-55 mm con innesto F. Per consentire il rilevamento nel vicino infrarosso, il filtro IR è stato rimosso e sostituito con una finestra a spettro completo con uguale lunghezza del percorso ottico. Il porta campioni è fatto di alluminio e la temperatura dello stesso viene monitorata da una termocoppia incorporata e regolata da un flusso d'acqua. Il porta campioni ha anche un sistema di aspirazione per garantire un contatto elettrico e termico ottimale tra il porta campione e la parte posteriore della cella solare. La tensione esterna viene applicata e la corrente risultante misurata.

Poiché l'obiettivo dell'*imaging* a luminescenza è quello di stabilire una chiara distinzione tra aree più luminose e più scure, tutte le immagini acquisite vengono ottenute impostando la fotocamera in modalità bianco e nero.

Utilizzando l'*imaging* EL, è possibile rilevare in particolare crepe cellulari nei moduli fotovoltaici. I *crack* cellulari appaiono come linee scure sulla cella nell'immagine EL. Per identificare con buona certezza la presenza del difetto, possiamo seguire un determinato criterio che si compone dei seguenti punti:

- (1) La fessura appare come una linea grigio scuro nell'immagine EL. La larghezza e la scala di grigi dovrebbero essere per lo più costanti per tutta la lunghezza della fessura.
- (2) Una fessura che è inclinata rispetto all'insieme dei *fingers* della cella con un angolo compreso tra $\pm 45^\circ$ e $\pm 5^\circ$ circa dovrebbe in parte scorrere parallelamente ai *fingers*.
- (3) I wafer che sono stati prodotti dallo stesso lingotto di silicio possono trovarsi sul medesimo modulo fotovoltaico. Questi wafer possono essere analizzati per verificare se una linea grigio scura rilevata sul modulo è da imputarsi a una struttura difettosa del silicio oppure a un vero e proprio *crack* cellulare.
- (4) Se l'intensità dell'immagine EL cambia bruscamente sui due lati di una linea grigio scuro, si tratta sicuramente di una frattura cellulare.
- (5) È abbastanza improbabile trovare un *crack* cellulare che non inizi o finisca su un *busbar* o sul bordo della cella, eccetto che per incrinature trasversali. È molto probabile che le incrinature trasversali si trovino nel mezzo della cella.

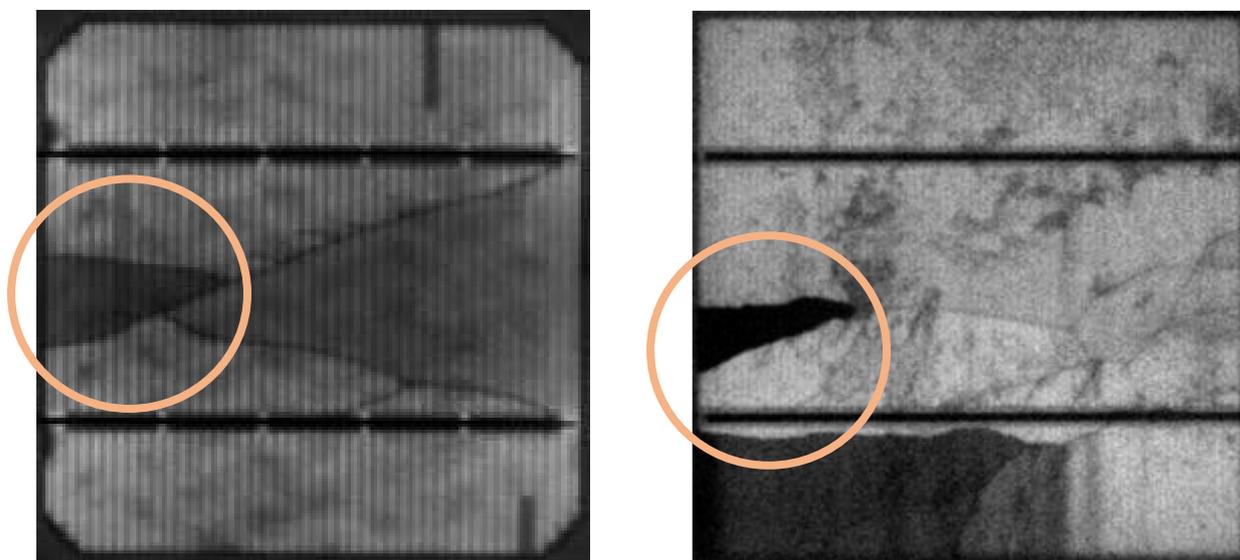


Fig. 3.5.5 Due esempi di *crack* cellulari evidenziati dalla tecnica EL in due celle differenti. Nel primo caso a sinistra la parti della cella più scure subiscono un calo di corrente e di produzione, ma sono ancora connesse al resto della cella. Nel secondo caso a destra invece, le parti più scure, addirittura una nera, sono completamente disconnesse dal resto della cella e non partecipano alla produzione di energia.

La tecnica EL viene applicata anche per il rilevamento di *snail trails*, come visto nel paragrafo dedicato. In [23], in un modulo con tracce di bava di lumaca visibili, sono state confrontate due celle. La prima mostra i segni del difetto mentre la seconda no. Attraverso l'immagine EL ottenuta possiamo vedere chiaramente che la cella con scia di lumaca è direttamente correlata al fenomeno di *crack* cellulare. In questo modo, possiamo affermare che le scie di lumaca possono essere considerate come la prima via per l'individuazione di crepe nei moduli, poiché spesso si accompagnano.

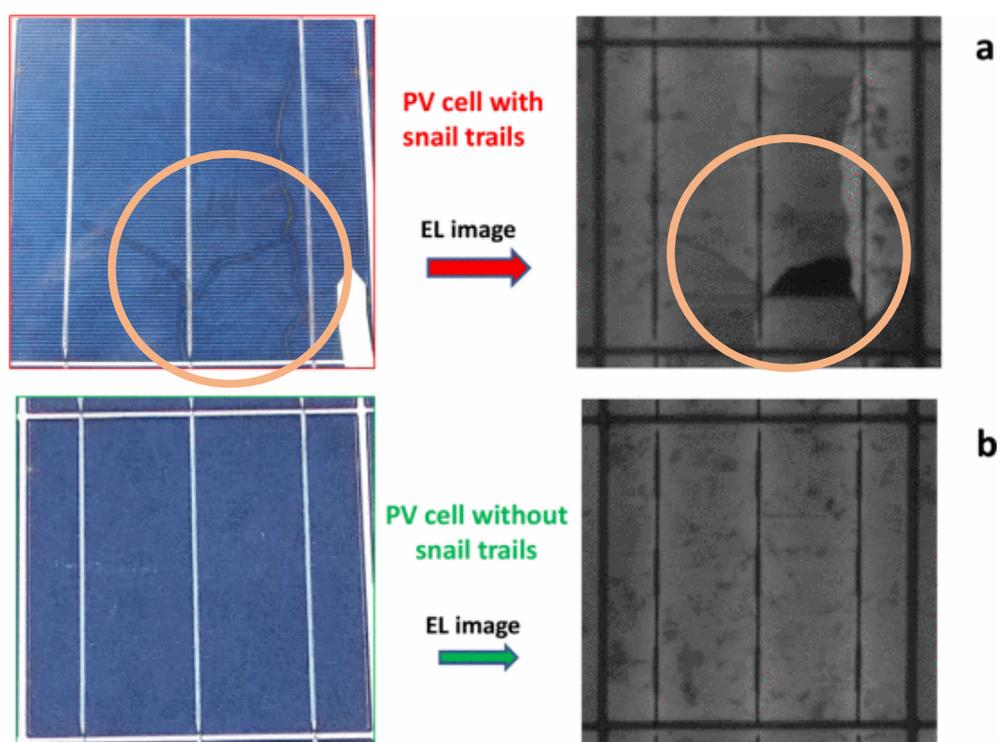


Fig. 3.5.6 Confronto tra due celle con *snail trails* (sopra) e senza difetti (sotto) tramite EL.

Tramite l'*imaging* EL possiamo valutare anche la presenza di PID in moduli FV. Il test PID viene eseguito analizzando l'intero strato del modulo, comprensivo quindi della cella e di tutti gli altri strati quali vetro ed EVA. Viene applicata una corrente al modulo in cui si sospetta la presenza di PID e si acquisisce l'immagine EL corrispondente. Le aree del modulo affette da PID risultano meno luminescenti, come mostrato nell'esempio in figura seguente.

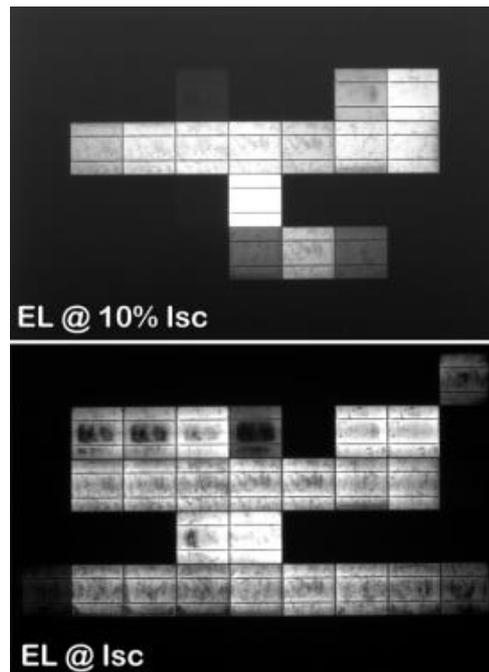


Fig. 3.5.7 Degradazione potenziale indotta (PID) di un modulo FV. La degradazione da PID può essere identificata in un primo momento con immagini EL, prese a $1/10$ della corrente I_{sc} , prima di passare a un valore pieno di corrente.

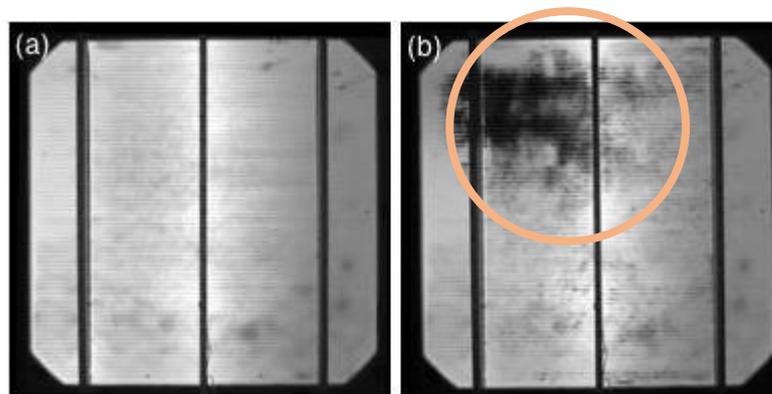


Fig. 3.5.8 Ingrandimento di una cella affetta da PID dopo test di invecchiamento accelerato di 23 h a -600 V, 60° C e 0% di umidità relativa. In (a) la cella è priva di difetti, in (b) la stessa cella è stata sottoposta al test di invecchiamento accelerato che ha prodotto il difetto. La macchia scura rappresenta il difetto originato da PID.

Da notare infine come tramite EL si possa verificare anche la presenza di *burn marks*, come mostrato in figura seguente.

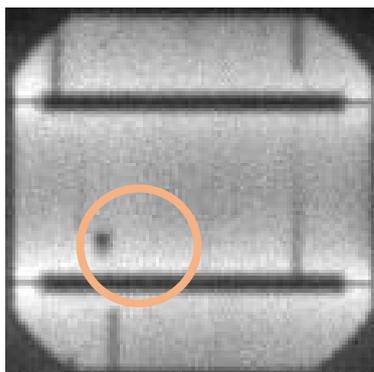


Fig. 3.5.9 *Burn marks* rilevato tramite EL (punto scuro sulla cella).

Altri difetti riscontrabili tramite EL possono essere difetti che riguardano diodi di bypass o la connessione errata o malfunzionante delle celle in una stringa di un modulo. Di seguito un esempio. [1][21][22][23][24]

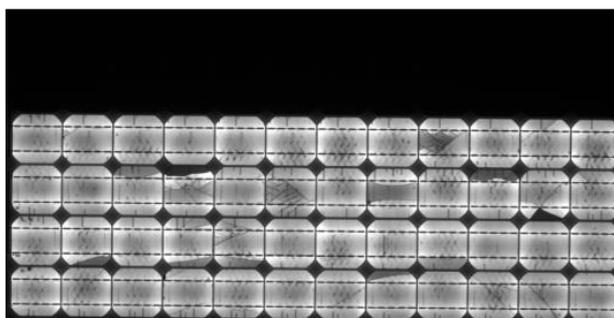


Fig. 3.5.10 Diodi di bypass cortocircuitati o interruzione del flusso di corrente da qualche parte nella stringa.

3.6 Analisi tramite fluorescenza

La fluorescenza UV (FL) dell'etilene vinilacetato (EVA) è stata utilizzata per la prima volta per analizzare lo scolorimento di alcuni moduli fotovoltaici nel 1997. A causa dell'esposizione dell'EVA alla luce solare, in particolare allo spettro UV, le molecole dell'incapsulante si decompongono per formare particelle chiamate cromofori. Recentemente è stata presentata una correlazione tra le caratteristiche delle immagini di fluorescenza UV e le crepe cellulari.

Le specie coinvolte nella fluorescenza che possono indicare o facilitare la degradazione del materiale possono essere esaminate utilizzando la spettroscopia a fluorescenza. Per prima cosa si ottiene uno spettro di emissione dalla cella monitorando la risposta ad una particolare lunghezza d'onda di eccitazione, di solito 315 nm. L'esame può essere ripetuto iterativamente fino a quando ciascun picco di fluorescenza è correlato con uno spettro di eccitazione corrispondente. Tuttavia questa tecnica richiede l'accesso diretto all'incapsulante perché i vetri frontali o i fogli posteriori solitamente usati nei moduli non sono trasparenti alla luce UV inferiore a 350 nm. Pertanto il modulo fotovoltaico deve essere distrutto per un'analisi

spettrografica a fluorescenza completa. Nella spettroscopia a fluorescenza e nell'*imaging* FL, l'intensità è proporzionale alla concentrazione del cromoforo e la lunghezza d'onda è caratteristica per ogni specie di cromoforo.

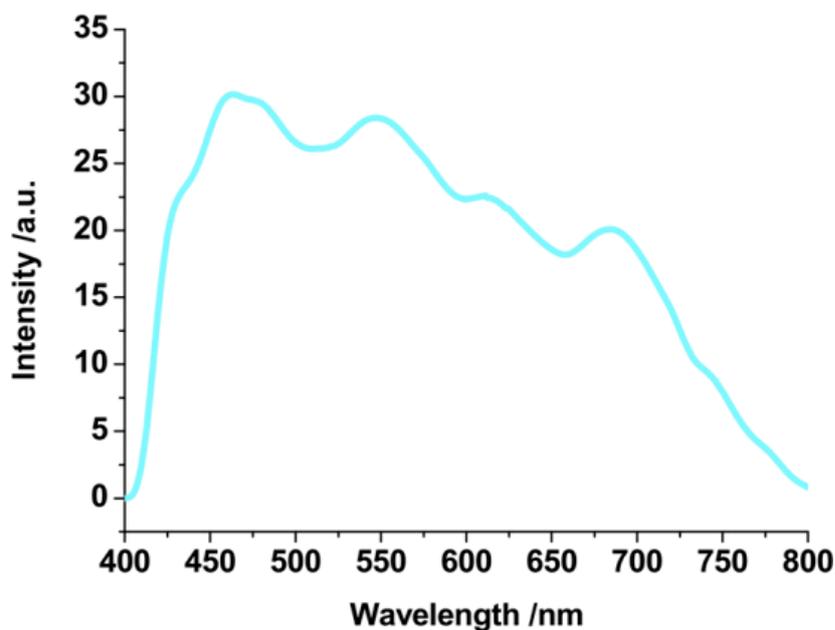


Fig. 3.6.1 Spettro di fluorescenza di un modulo FV.

Così come per il test di elettroluminescenza, la tecnica della fluorescenza prevede di acquisire le immagini al buio. Questa limitazione è dovuta al fatto che la radiazione solare contiene fotoni di lunghezza d'onda pari a quella dei raggi UV 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 distorcendo i risultati.

Per l'*imaging* FL è possibile utilizzare una serie di sorgenti di luce con lunghezza d'onda compresa tra 310 nm e 400 nm. La maggior parte dei fotoni emessi a più di 350 nm vengono assorbiti dal vetro anteriore della maggior parte dei moduli e non raggiungono il materiale di laminazione. Perciò la lampada utilizza lunghezze di picco intorno ai 315 nm. Inoltre quest'ultima presenta un'intensità luminosa sulla superficie del modulo di circa 10-100 W/m². Il materiale di incapsulamento produce fluorescenza nell'intervallo di lunghezze d'onda da 400 nm a circa 800 nm. 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 tempo di esposizione sufficiente per immagini FL di buona qualità è nell'ordine dei 10 s.

Affinché il test di fluorescenza abbia successo, il modulo fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare per qualche tempo (in genere almeno due anni) prima di poter sviluppare cromofori in grado di garantire l'effetto della fluorescenza UV. In genere, maggiore è l'esposizione alla luce UV, più intensa sarà l'emissione fluorescente. In alternativa si può accelerare tale processo tramite luci artificiali che facciano assorbire in modo equivalente al modulo la radiazione che assorbirebbe se esposto alla luce solare.

Utilizzando l'*imaging* FL, è possibile in particolare rilevare *crack* cellulari. Le crepe delle cellule appaiono come una barra scura sulla cella nell'immagine FL. Soprattutto, con questa tecnica un *crack* cellulare è molto più facile da identificare rispetto a un'immagine EL. Alcuni svantaggi di questo metodo sono che le crepe sul bordo della cella non sono rilevabili e che le immagini FL mostrano talvolta zone grigie lungo le interconnessioni cellulari. Perciò, le crepe vicino alle interconnessioni sono difficili da identificare.

In conclusione, tramite il test a fluorescenza è possibile identificare alcuni difetti quali: crack cellulare, celle disconnesse, celle isolate elettricamente. Di seguito sono mostrate immagini FL che mostrano i difetti appena citati. [1] [4] [25]

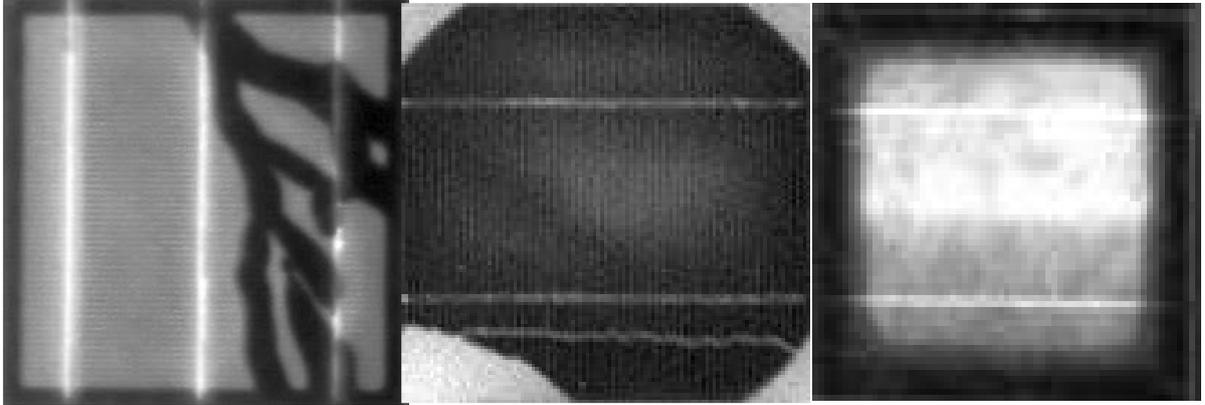


Fig. 3.6.2 Celle che tramite analisi FL mostrano, in ordine da sinistra: crack cellulare, parte di cella isolata elettricamente, parte di cella disconnessa.

3.7 Analisi tramite STD

In origine il *Signal Transmission Device* (STD) era progettato per operazioni di ordinaria manutenzione sul campo per rilevare ad esempio punti di dispersione verso terra e percorsi cablati nelle pareti, e non per guasti nel modulo FV.

L'applicazione di questa tecnica a un sistema fotovoltaico consente di rilevare la disconnessione locale dei nastri di interconnessione e il guasto a circuito aperto dei diodi di *bypass* nelle scatole di giunzione.

L'STD è un dispositivo leggero e poco costoso. Consiste di due parti: un trasmettitore e un ricevitore. Il trasmettitore invia piccole correnti di test alternate in un circuito collegato e il ricevitore può rilevare il flusso magnetico generato da questa corrente di test.



Fig. 3.7.1 Dispositivo per la trasmissione di segnali.

All'inizio della procedura si deve interrompere il funzionamento del sistema fotovoltaico. Successivamente il trasmettitore è collegato a una stringa del modulo e la corrente di test inizia automaticamente ad essere trasmessa alla stringa stessa. Successivamente il ricevitore viene spostato lungo i nastri di interconnessione sul lato posteriore o anteriore di ciascun modulo fotovoltaico. Quando i nastri di interconnessione delle celle sono entrambi collegati alle celle, il ricevitore rileva il segnale di test. Ma non rileva la corrente di test su un punto disconnesso del nastro di interconnessione cellulare, come indicato in figura (A, in figura). Se tutti i nastri di interconnessione cellulare (tipicamente due o tre) di una cella sono disconnessi (B, in figura) nessun segnale può essere rilevato in qualsiasi punto del sottomodulo disconnesso perché il segnale passa attraverso il diodo di *bypass* integrato nel sottomodulo disconnesso.

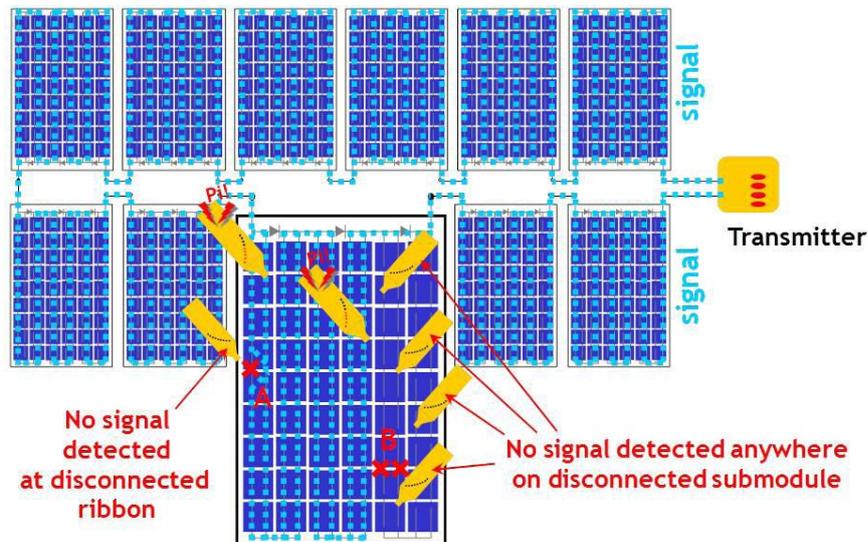


Fig. 3.7.2 Schema di procedura per individuare i nastri di interconnessione disconnessi.

Per controllare il guasto del diodo di *bypass*, in particolare il guasto a circuito aperto, la parte del sottomodulo da analizzare viene ombreggiata tramite un foglio (ad esempio, di gomma).

Dopo aver collegato il trasmettitore alla stringa del modulo, il foglio di gomma è posto su un sottomodulo per attivare il diodo di *bypass*. Successivamente il ricevitore viene spostato lungo i nastri di interconnessione sul lato posteriore del modulo fotovoltaico.

Se il diodo di *bypass* è attivo (C, in figura) a causa dell'ombreggiamento parziale del foglio di gomma, non viene rilevata corrente di segnale sul sottomodulo perché questa passa attraverso il diodo di *bypass*. Nel caso di un diodo di *bypass* in condizioni di circuito aperto, il segnale di test viene rilevato sul sottomodulo (D, in figura), anche se il sottomodulo è ombreggiato.

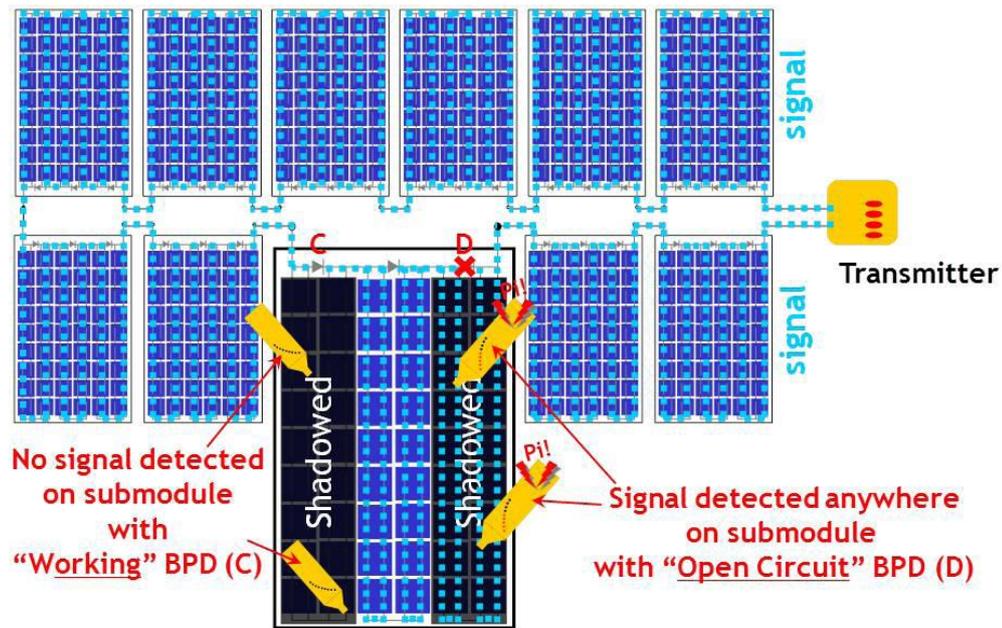


Fig. 3.7.3 Schema di procedura per l'individuazione di diodi di *bypass* difettosi.

Come si può notare nella fig. 2.2.5.2 (destra) del paragrafo 2.2.5, il difetto di diodo di *bypass* difettoso è riscontrabile anche tramite elettroluminescenza. Tuttavia, la maggior parte delle osservazioni EL deve essere svolta all'interno di camere perfettamente buie ed è costosa, mentre la tecnica STD ha il vantaggio di essere un metodo economico e facilmente applicabile sul campo senza rimuovere i moduli fotovoltaici dal loro sito. [1]

4. Applicazione sperimentale: analisi di moduli fotovoltaici difettosi

In questo capitolo ci occuperemo di applicare le tecniche di rilevazione di difetti nei moduli fotovoltaici viste precedentemente a un caso reale. Un'azienda operante nel settore fotovoltaico, la Solbian Energie Alternative, ubicata nel torinese, precisamente ad Avigliana, ha riscontrato durante la produzione il ricorrere di un particolare tipo di difetto mai evidenziato prima nei suoi prodotti. Prima di introdurre il difetto riscontrato, è bene descrivere prima la tecnologia utilizzata per comprendere a fondo il funzionamento della cella difettosa.

4.1 Descrizione della tecnologia

La Solbian Energie Alternative produce principalmente moduli a *thin-film* composti da celle SunPower™ in silicio monocristallino a contatti posteriori, capaci di convertire oltre il 24% della luce solare in elettricità. Si tratta di pannelli flessibili, robusti e di notevole affidabilità che si prestano alle più svariate situazioni di impiego, in particolare nel settore nautico.



Fig. 4.1.1 Modulo flessibile costituito da celle SunPower.

Le celle prodotte dalla SunPower sono *back contact*, ovvero presentano i contatti unicamente nella parte posteriore della cella. Ciò consente un'efficienza maggiore della stessa in quanto la superficie a disposizione della luce solare è maggiore, con un 10% di luce catturata in più rispetto a celle solari convenzionali. I modelli di riferimento utilizzati maggiormente dall'azienda in questione sono la *SunPower Maxeon C60* e la *SunPower C66*, appartenenti alla seconda generazione attualmente in produzione; le diverse classi di potenza sono

indicate dalle lettere Kp, Jp, Hp. A causa dei coefficienti di temperatura più bassi e temperature di funzionamento piuttosto basse, questi modelli di celle generano più energia a temperature più elevate rispetto a celle c-Si standard. Poiché si tratta di celle di tipo n, non sono soggette al fenomeno di LID come le celle convenzionali di tipo p. Inoltre esse catturano più luce nelle parti blu e infrarosse dello spettro solare, consentendo prestazioni più elevate in condizioni di scarsa illuminazione.

Di seguito le tabelle riassumono i diversi parametri elettrici caratteristici per ogni classe di potenza del modello C60 e del modello C66. Nel modello C60 le potenze variano da 3,41 W a 3,49 W e le efficienze da 22,3 % a 22,7 %. Da notare inoltre che i coefficienti di temperatura relativi alla tensione, alla corrente e alla potenza sono pari a -1,84 mV/°C, 2,6 mA/°C e -0,35 %/°C, rispettivamente. Nel nostro caso di studio, la classe di potenza impiegata è l'Hp, con un valore di 3,41 W.

Electrical Characteristics of a typical Maxeon Gen II Cell At Standard Test Conditions (STC) STC: 1000W/m ² , AM 1.5G and cell temp 25°C							
	Cell Bin	Pmpp (Wp)	Eff. (%)	Vmpp (V)	Impp (A)	Voc (V)	Isc (A)
Peak Performance	Kp	3.49	22.7	0.580	6.01	0.680	6.35
Premium Performance	Jp	3.44	22.4	0.575	5.98	0.677	6.33
Superior Performance	Hp	3.41	22.3	0.576	5.92	0.678	6.29

Electrical parameters are nominal values.
Temp. Coefficients in SunPower Panels: Voltage: -1.84mV/°C, Current: 2.6mA/°C, Power: -0.35%/°C

Fig. 4.1.2 Parametri elettrici della cella SunPower C60 per diverse classi di potenza.

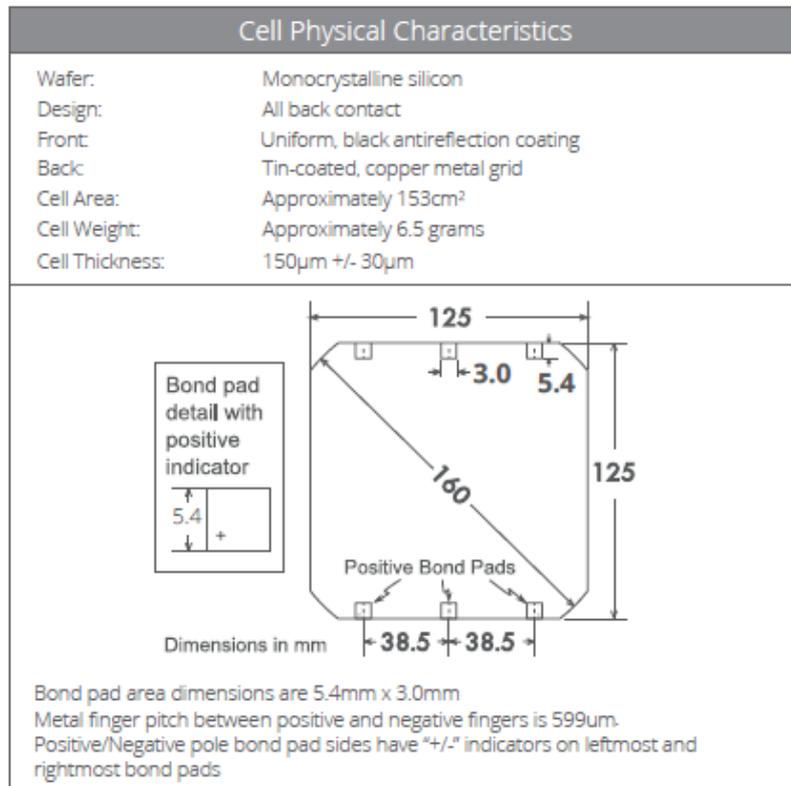


Fig. 4.1.3 Schema di una cella SunPower C60.

Il modello C60 presenta forma quadrata di lato 125 mm e diagonale di 160 mm, come mostrato nello schema precedente. I contatti sono posti per l'appunto sulla parte posteriore, dove il polo positivo è contrassegnato dal simbolo “+”. Il polo negativo è posto sul lato opposto. I punti di saldatura sono tre per il polo positivo e tre per il polo negativo; delle strisce di interconnessione di rame stagnato vengono impiegate per unire in serie le celle, il cui schema è mostrato di seguito.



Fig. 4.1.4 Schema dell'interconnettore in rame stagnato.

Di seguito mostriamo lo *spectral response* della stessa.

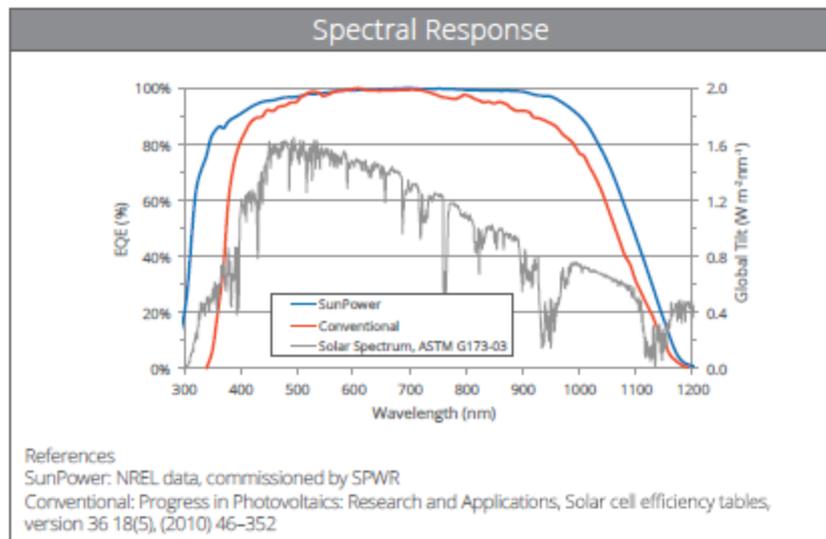


Fig. 4.1.6 Spectral Response della cella C60.



Fig. 4.1.7 Vista frontale della cella.

Nel modello C66 le potenze variano da 3,30 W a 3,52 W e le efficienze da 21,3 % a 22,7 %. Da notare inoltre che i coefficienti di temperatura relativi alla tensione, alla corrente e alla potenza sono pari a -1,84 mV/°C, 2,6 mA/°C e -0,35 %/°C, rispettivamente. Nel nostro caso di studio, la classe di potenza impiegata è l'Jp, con un valore di 3,47 W.

Electrical Characteristics of a typical Maxeon Gen II Cell At Standard Test Conditions (STC) STC: 1000W/m ² , AM 1.5G and cell temp 25°C							
	Cell Bin	Pmpp (Wp)	Eff. (%)	Vmpp (V)	Impp (A)	Voc (V)	Isc (A)
Mega Performance	Kp	3.52	22.7	0.580	6.07	0.680	6.41
Giant Performance	JP	3.47	22.4	0.575	6.03	0.677	6.39
Grand Performance	Hp	3.30	21.3	0.559	5.90	0.678	6.28

Electrical parameters are nominal values.
Temp.Coefficients in SunPower Panels: Voltage: -1.84mV/°C, Current: 2.6mA/°C, Power: -0.35%/°C

Fig. 4.1.8 Parametri elettrici della cella SunPower C66 per diverse classi di potenza.

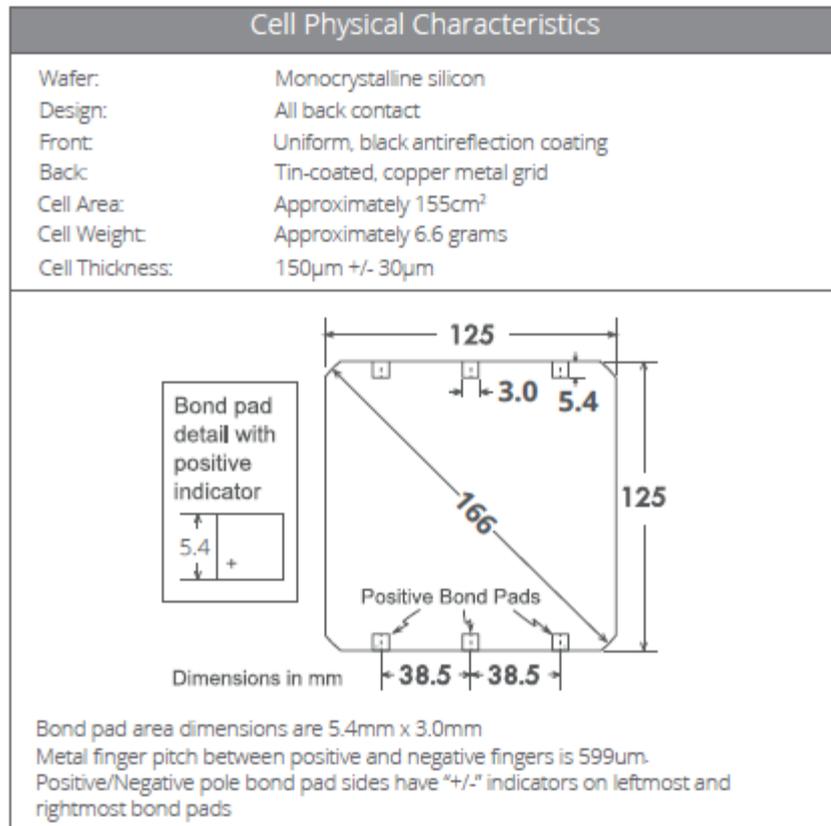


Fig. 4.1.9 Schema di una cella SunPower C66.

Il modello C66 presenta forma quadrata di lato 125 mm e diagonale di 166 mm, come mostrato nello schema precedente. A differenza del modello precedente, questa cella risulta quindi avere i vertici meno smussati. I contatti sono posti per l'appunto sulla parte posteriore, dove il polo positivo è contrassegnato dal simbolo “+”. Il polo negativo è posto sul lato opposto. I punti di saldatura sono tre per il polo positivo e tre per il polo negativo; delle strisce di interconnessione di rame stagnato vengono impiegate per unire in serie le celle, come per il modello precedente.

Di seguito mostriamo lo *spectral response* della stessa.

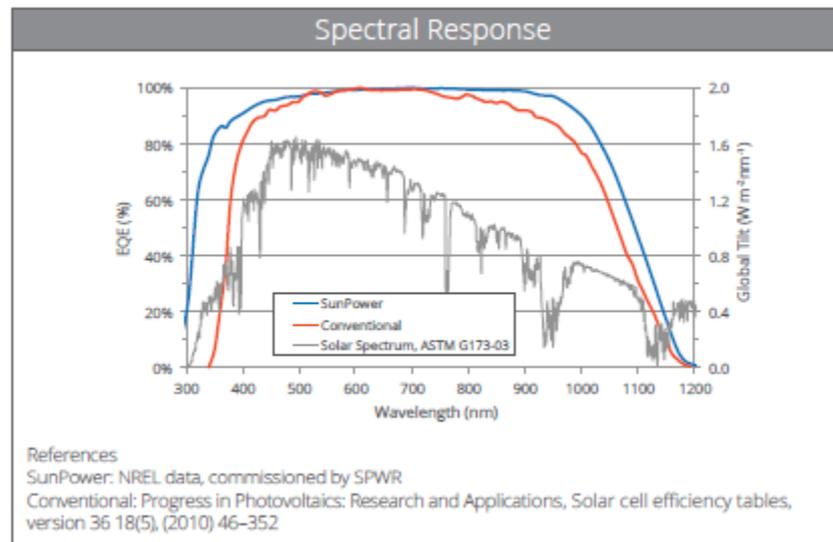


Fig. 4.1.10 Spectral Response della cella C66.

I due modelli impiegati vengono quindi saldati in serie per formare delle stringhe come mostrato di seguito.

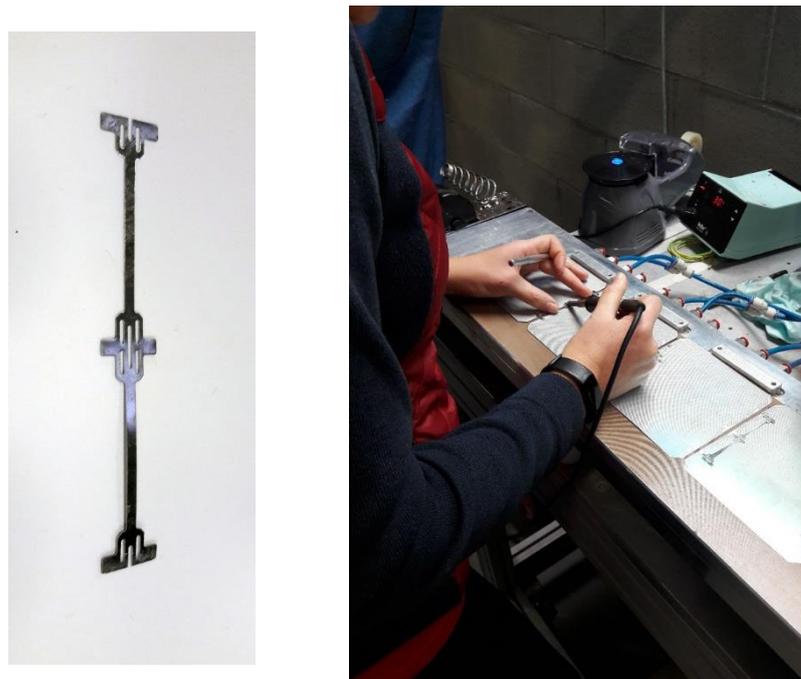


Fig. 4.1.11 Saldatura in serie delle celle. A sinistra particolare dell'interconnettore impiegato.

Ma soffermiamoci più in dettaglio sulla fisica che sta dietro questo tipo di celle. Le celle a contatti posteriori della SunPower presentano la particolarità di essere *interdigitated back contact solar cells* (IBC). Di seguito spiegheremo cosa significhi in concreto, partendo da una breve premessa.

Le celle di tipo p hanno occupato fino ad oggi la maggior parte del mercato fotovoltaico fino ad oggi, anche se i moduli realizzati da celle di tipo n risultano essere in realtà i moduli più efficienti. Questo perché le proprietà dei materiali dei substrati in silicio cristallino delle celle di questo tipo sono favorevoli al raggiungimento di una maggiore efficienza. Proprietà come l'assenza di difetti relativi al BO-LID (vedi par. 2.2.7.1) e una maggiore tolleranza alle impurità (ad esempio, ferro) dei substrati di silicio cristallino delle celle di tipo n, sono i principali fattori che ne determinano un'efficienza maggiore.

Una superficie posteriore in alluminio (Al-BSF) creata tramite serigrafia e una superficie anteriore drogata con fosforo risultano essere la struttura dominante e più largamente usata attualmente nella creazione di celle solari di tipo p in silicio mono e multi cristallino. Tuttavia, le celle di tipo n stanno progressivamente affacciandosi sul mercato per le loro qualità sempre più promettenti.

L'uso di una superficie frontale drogata con boro (emettitore) e di una superficie posteriore drogata con fosforo e passivata adeguatamente (BSF) permette alle celle di tipo n di essere fabbricate su wafer più sottili. I portatori di minoranza nelle celle di tipo n sono *holes* invece che elettroni, come nel caso di celle di tipo p; inoltre, le celle di tipo n presentano una lunghezza di diffusione dei portatori di minoranza più alta rispetto a celle di tipo p con impurità simili. L'uso di una superficie posteriore drogata con fosforo permette di avere una lunghezza di diffusione maggiore e una migliore riflessione interna posteriore.

I materiali delle celle di tipo n richiedono durante il processo di fabbricazione una cura aggiuntiva rispetto alle celle solari di tipo p.

La creazione dell'emettitore nel caso di celle di tipo n deve essere portata avanti tramite il processo di diffusione del boro, che richiede temperature più elevate rispetto alla diffusione del fosforo per le celle di tipo p, il che rende il processo di fabbricazione delle celle di tipo n più complesso. Inoltre, il processo in due step di diffusione separati (emettitore e BSF) rende il tutto ancora più complicato e costoso. Durante il processo di diffusione del boro, un altro problema che si presenta è la formazione del *born rich layer* (BRL) che degrada la vita dei portatori nel volume di substrato. Recentemente, un metodo particolarmente efficace per evitare tale fenomeno è stato sviluppato.

Il processo di passivazione dell'emettitore drogato con il boro è un problema che ha sempre preoccupato i costruttori. Al giorno d'oggi esistono più soluzioni di passivazione, tra cui: l'ossidazione termica a livello di laboratorio (che non è considerata adatta per la produzione a basso costo); rivestimento di Al_2O_3 attraverso la tecnica ALD (deposizione a strati atomica), che introduce cariche fisse negative all'interfaccia Al_2O_3/Si ; applicazione di un ossido cresciuto con acido a bassa temperatura, seguito da PECVD, che forma strati di SiO_x/SiN_x sull'emettitore.

Le celle di tipo n possono essere raggruppate in quattro categorie, a secondo del processo di produzione utilizzato:

- (1) *Front surface field (FSF) Al rear-emitter cells* (n+ n p+), possono avere i contatti nella parte anteriore o in quella posteriore e normalmente ha l'FSF drogato con fosforo.
- (2) *Back surface field (BSF) front-emitter cells* (p+ n n+), possono avere i contatti nella parte anteriore o in quella posteriore e comunemente presentano emettitori drogati con boro e BSF drogato con fosforo.
- (3) *Ion implanted emitters cells*, presentano l'emettitore prodotto tramite l'impianto di ioni e possono essere realizzate per avere schemi di contatti sia anteriore che posteriore su strutture n+ n p+ e p+ n n+.
- (4) *Heterojunction with intrinsic thin-layer (HIT) cells*.

Il caso di nostro interesse riguarda le *Front surface field (FSF) Al rear-emitter cells* (n+ n p+). Questo gruppo di celle di tipo n si suddivide a sua volta in due sottocategorie, ovvero le *Aluminum Alloyed Full Area Screen Printed Rear Emitter cells* e le *Back-Contact Rear Emitter cells*.

Queste ultime sono il modello su cui si basano le celle C60 e C66 impiegate dall'azienda.

Nel 2003 SunPower commercializza la prima tecnologia fotovoltaica a contatti posteriori. Questo è stato il primo progetto di celle solari in silicio a raggiungere un'efficienza di conversione maggiore del 20 % su produzioni in larga scala e il mercato ne ha rapidamente riconosciuto il valore.

In seguito, nel 2008 l'azienda statunitense produce una seconda generazione di celle ad alte performance, con un'efficienza di conversione maggiore del 22 %. Il precedente prodotto di prima generazione utilizzava una tecnologia di litografia a basso costo che limitava le regole di progettazione a $\sim 200\mu\text{m}$ di spessore. Il normale funzionamento di una cella solare a contatti posteriori, con questo vincolo, richiede il trasporto laterale di entrambi i portatori di maggioranza e minoranza. Questo a sua volta aumenta significativamente la ricombinazione e la resistenza in serie. Queste limitazioni sono state superate nel prodotto di seconda generazione attraverso miglioramenti nella tecnologia di *patterning* e nella re-ottimizzazione del layout della cella.

La terza e ultima generazione attualmente sul mercato offre un ulteriore miglioramento in termini di efficienza di conversione, con conseguente aumento della produzione di energia e minore LCOE. La maggiore efficienza di conversione è stata raggiunta superando i limiti di diffusione e di ricombinazione insiti nei prodotti di seconda generazione, portando le celle di terza generazione a raggiungere picchi di efficienza del 24,2%.

La cella IBC di SunPower è composta da uno strato di silicio di alta qualità e di tipo n, che garantisce la presenza minima di impurità. La superficie superiore presenta una *texture* e un rivestimento anti riflesso in grado di intrappolare più luce possibile. La particolarità risiede per l'appunto nella presenza di contatti interdigerati alla base. Alla base dello strato n sono presenti zone intervallate e drogate tramite fosforo e boro per creare emettitori (p^+) e il *back surface field* (n^+). Sulla superficie dello strato è presente invece un sottile strato diffuso con fosforo, a creare il *front surface field* (FSF). La composizione $n^+ n p^+$ permette di ridurre il fenomeno di ricombinazione e aumentare l'efficienza della cella. Quando la luce incide la superficie della cella, il fotone crea coppie *holes*-elettroni. Gli *holes* vengono attirati dagli emettitori p^+ mentre gli elettroni dalle zone n^+ . A contatto delle zone n^+ sono presenti i contatti metallici del polo negativo, mentre a contatto delle zone p^+ sono presenti i contatti metallici del polo positivo. Questi due contatti metallici sono uniti "a pettine" senza mai toccarsi tra loro (interdigitati). Sono infatti separati da un materiale dielettrico riflessivo come uno specchio, che permette di riflettere verso l'interno dello strato n i fotoni di luce che attraversano la cella e cercano di fuggire dal lato posteriore. Di seguito possiamo vedere uno schema trasversale della cella e una foto che mette in evidenza lo schema a pettine dei contatti posteriori.

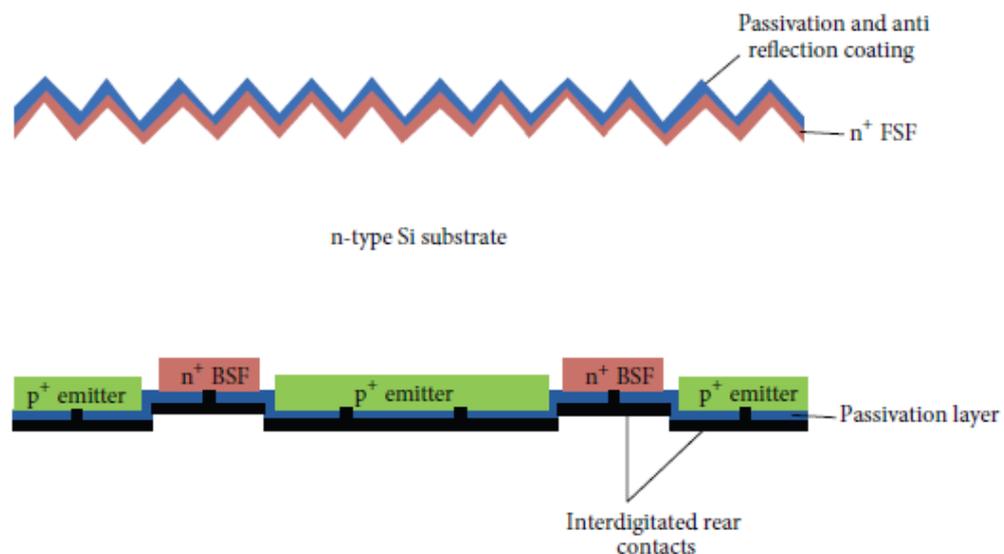


Fig. 4.1.12 Sezione della cella solare c-Si di tipo n a contatti posteriori. Il contatto posteriore è progettato come contatto posteriore interdigitato nella cella IBC di SunPower. Questa sezione trasversale della cella IBC mostra un lato anteriore aperto n^+ FSF, passivato e ricoperto con rivestimento antiriflesso (ARC).

Punti fondamentali che contraddistinguono il design di tali tipi di celle sono:

- (1) contatti posteriori con perdite di ricombinazione basse;
- (2) superficie anteriore del wafer priva di contatti che privilegi l'intrappolamento della luce;
- (3) uno schema dei contatti posteriori che migliori la riflessione della superficie posteriore e con una resistenza in serie molto bassa.

Spostare i contatti sulla parte posteriore della cella permette di aumentare la quantità di luce assorbita. Ed è proprio quello che accade nelle *Back-Contact Rear Emitter cells*. Questo aumento di assorbimento della luce è dovuto all'esclusione delle perdite di ombreggiamento sul lato anteriore dovute ai contatti anteriori. Celle di questo tipo devono possedere lunghezze di diffusione maggiori in quanto le cariche generate nella superficie devono attraversare l'intero spessore del wafer prima di raggiungere l'emettitore posteriore della cella; il tipo di silicio impiegato deve essere quindi di alta qualità e privo di impurità, e di solito viene impiegato silicio monocristallino.

La durata della vita delle cariche all'interno del wafer di silicio è correlata alla lunghezza di diffusione, che è la distanza media che i portatori possono percorrere prima di ricombinarsi. Bisogna assicurare che le cariche generate siano in grado di raggiungere la regione posteriore prima della ricombinazione. Per una prestazione decente della cella IBC, la lunghezza di diffusione dovrebbe essere più lunga dello spessore del wafer. Quindi l'uso di un materiale più sottile è del tutto giustificato.

Poiché la maggior parte delle cariche foto-generate vengono create vicino alla superficie anteriore, è necessaria una passivazione di buona qualità. La passivazione riduce i difetti sulla superficie riducendo il fenomeno della ricombinazione dei portatori foto-generati, assicurando che la velocità di ricombinazione superficiale sia mantenuta al minimo. La passivazione anteriore può essere ottenuta depositando ossido (SiO₂), nitrato di silicio (SiN_x) o film di alluminio. Il trattamento termico come la ricottura con gas di idrogeno o N₂O₂ contribuisce a migliorare la passivazione sopprimendo i legami ciondolanti sulla superficie anteriore. Oltre alla passivazione anteriore, anche la passivazione della superficie posteriore e la passivazione della regione laterale sono fondamentali per ottenere una struttura IBC ad altissima efficienza.

Un altro metodo usato per sopprimere la ricombinazione del portatore è creare un *front surface field* (FSF), ed è quello presente nei modelli C60 e C66 sotto studio. Il *front surface field* aiuta a ridurre la ricombinazione respingendo gli stessi portatori di carica e attirando diversi portatori con polarità diverse riducendo così le possibilità di ricombinazione del portatore. Per la struttura IBC, si opta per un *front surface field* leggermente drogato con diffusione superficiale. Per la regione posteriore, è possibile creare un *back surface field* (BSF) che aiuta a ridurre la ricombinazione vicino alla regione dei contatti metallici.

Il problema della ricombinazione viene tenuto in conto tramite la corrente di ricombinazione *J_{recombination}*. La corrente di ricombinazione associata al fenomeno di ricombinazione dell'emettitore è descritta dalla seguente equazione:

$$J_{recombination} = J_{oe} \frac{p \cdot n}{ni^2} \quad (1.4.1)$$

dove p e n sono la densità degli *holes* e degli elettroni nella base, rispettivamente. Joe indica la corrente di saturazione dell'emettitore.

Al fine di ridurre al minimo la corrente di ricombinazione, si può operare sul termine di corrente di saturazione dell'emettitore come si evince dall'equazione 1.4.1, diminuendolo il più possibile.

Le celle di seconda generazione presentano alla base dello strato di tipo n regioni drogate con fosforo e boro alternativamente, le quali sono a contatto contemporaneamente con uno strato ossidato e con i contatti metallici, come mostrato nella figura seguente.

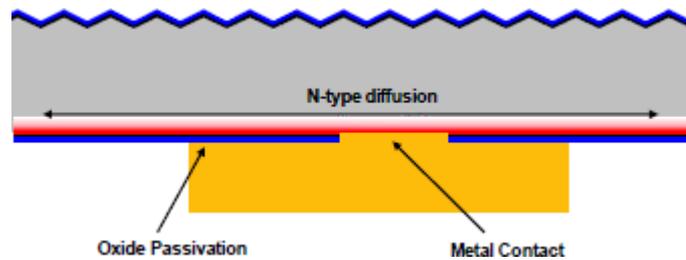


Fig. 4.1.13 Schema della cella di seconda generazione nella zona di diffusione (in rosso). Lo strato N si trova a contatto con lo strato ossidato e il contatto metallico.

Il valore di J_{oe} varia a seconda del drogaggio della superficie dell'emettitore e del tipo di superficie con cui lo stesso è a contatto, come mostrato nella figura seguente.

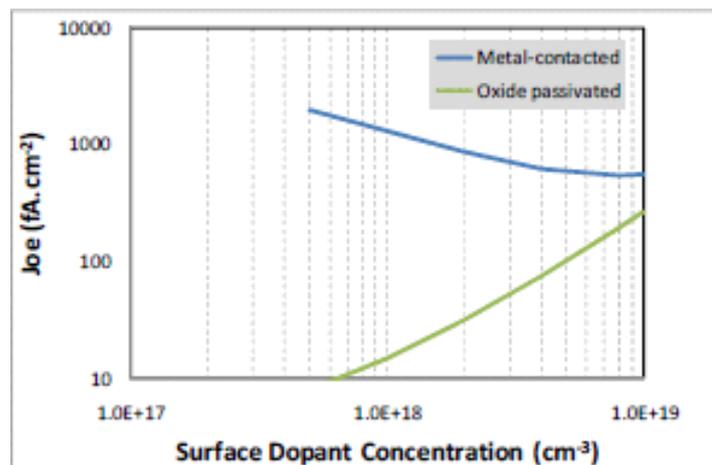


Fig. 4.1.14 Corrente di saturazione dell'emettitore (J_{oe}) in funzione del livello di drogaggio per due diverse condizioni di superficie (a) Ossido termico di alta qualità e (b) Contatti metallici

Oltre un certo livello di drogaggio, intorno a $1 e^{19}/cm^3$, i portatori di minoranza non possono più penetrare nello strato diffuso (la diffusione è elettricamente opaca). Si può immaginare che esista un profilo di diffusione ottimale per una data passivazione della superficie.

Per superfici ossidate l'optimum è a bassi livelli di drogaggio, ad es. meno di $1 e^{18}/cm^3$. In opposizione, le superfici a contatto con il metallo presentano un punto ottimale a livelli di drogaggio più elevati, ad es. più di $1 e^{18}/cm^3$.

Si deve quindi operare una scelta tra questi due limiti, che portano le celle di seconda generazione a lavorare in condizioni non ottimali. Infatti la regione di diffusione delle celle di seconda generazione ha lo stesso valore di drogaggio sia per la regione a contatto con l'ossido che per la regione di contatto col metallo, come mostrato in figura. Tale problema viene superato nelle successive celle di terza generazione, dove le due regioni presentano diversi livelli di drogaggio a seconda della passivazione della superficie.

La seguente figura mostra schematicamente le perdite di fotoni e le perdite associate al fenomeno della ricombinazione in celle a contatti posteriori.

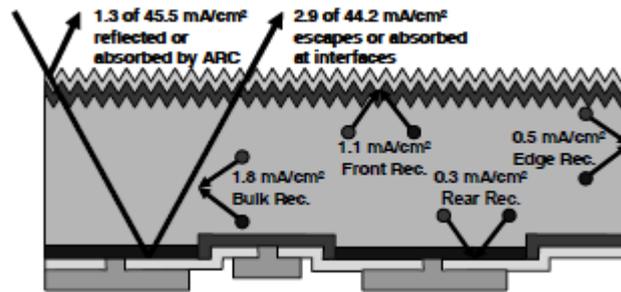


Fig. 4.1.15 Schema che riassume le perdite di fotoni e le perdite associate al fenomeno della ricombinazione.

In una cella solare IBC ci sono alcune regole di design per quanto riguarda l'emettitore e la regione di base. La frazione di emettitore (p^+) di norma deve superare la frazione di base drogata (n^+). Il rapporto è di circa 3:1 o, in altri termini, l'emettitore è il 60% più grande dell'area della regione di base. Questa vasta regione di emettitori garantisce una buona cattura di cariche foto-generate.

Tra la zone p^+ e n^+ è presente una regione di compensazione o regione inattiva. Il *pitch* (passo) della cella è la distanza di un finger di contatto all'altro, come si nota nella figura che segue. Quindi, la dimensione del passo definisce quanto deve essere fine il modello interdigitato di una cella IBC. Più fine è il passo, più le cariche foto-generate possono essere raccolte e migliori sono le prestazioni della cella.

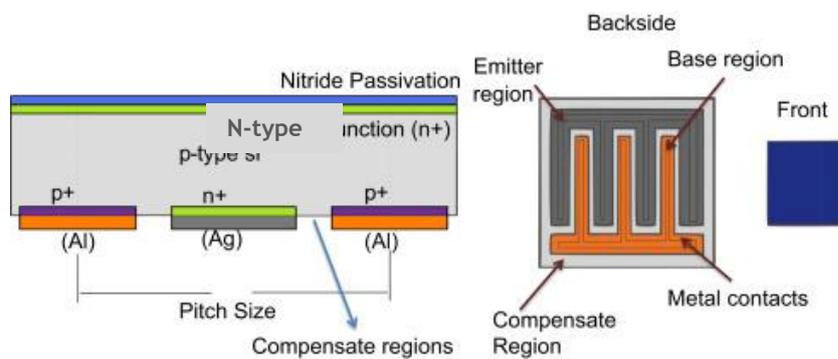


Fig. 4.1.16 Schema di una cella IBC che mette in evidenza il concetto di pitch.

Di seguito alcune foto illustrano il retro della cella e mettono in evidenza come sono interdigitati i contatti.



Fig. 4.1.17 Retro di una cella SunPower C60. Notare i poli positivi nella parte superiore e i poli negativi nella parte inferiore.

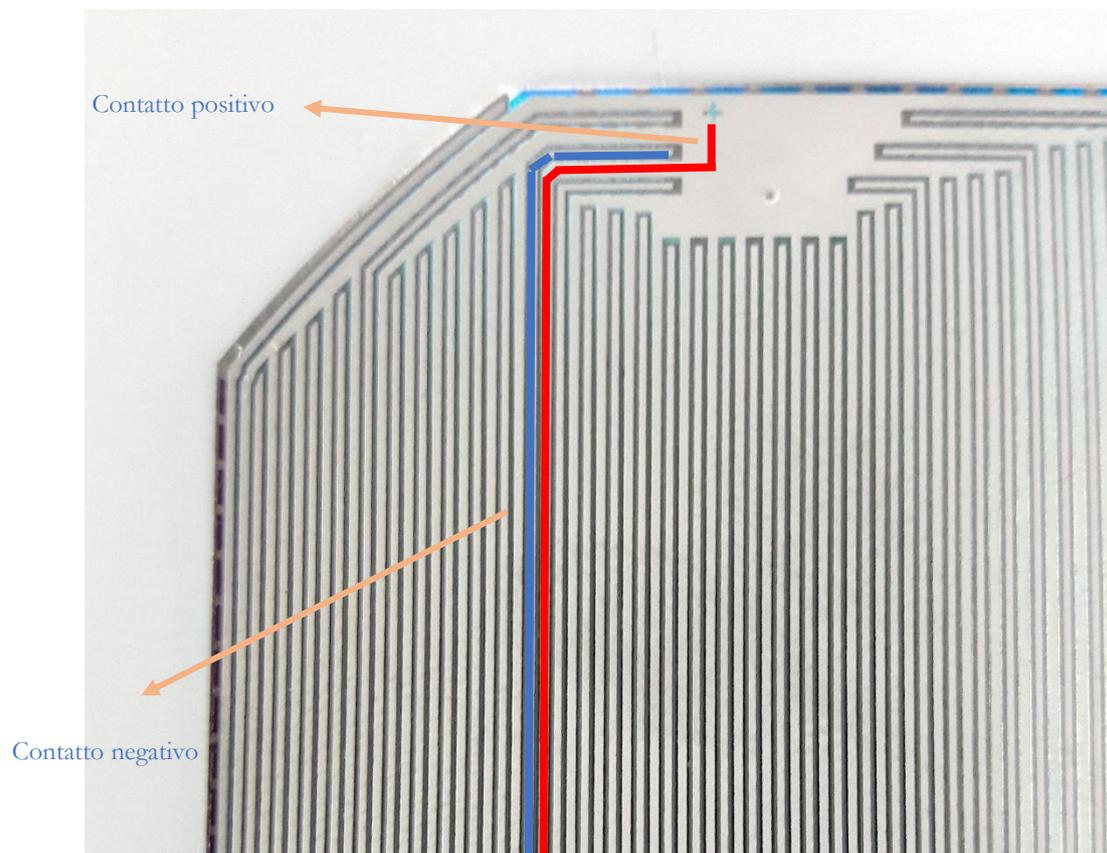


Fig. 4.1.18 Ingrandimento di una porzione del retro delle cella C60. Si notano i contatti interdigitati, in bianco. Le linee scure sono lo strato riflessivo (specchio) utilizzato per dividere i contatti positivi e negativi e aumentare l'efficienza della cella.

Il processo di produzione di una cella IBC SunPower segue diversi step, di non veloce completamento e solitamente non economici.

Si parte da uno strato di silicio di tipo n, la cui superficie superiore viene modellata secondo una *texture* convenzionale. Su questa superficie viene creato uno strato sottile drogato con fosforo (FSF).

Alla base di questo strato n vengono create delle zone intervallate drogate con boro (n^+), a forme il *back surface field*, utile a diminuire il fenomeno della ricombinazione. Questo costituisce il primo step di litografia.

Durante il secondo step, gli intervalli tra le zone n^+ vengono anch'esse drogate con fosforo creando emettitori p^+ .

Su tutta la superficie inferiore e superiore viene steso uno strato di ossido di silicio, dielettrico.

A questo punto sulla base vengono serigrafati i contatti metallici, tramite *screen printing*. Il processo è visibile nella figura seguente.

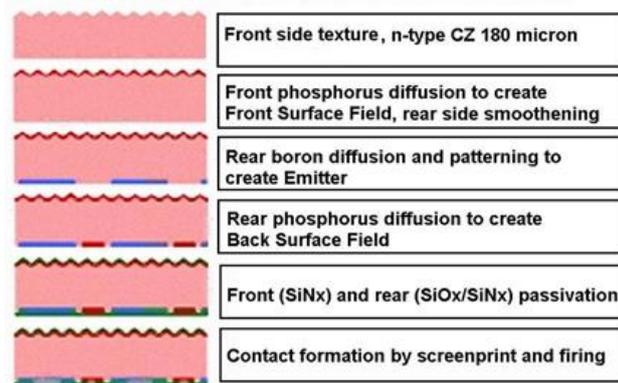


Fig. 4.1.19 Fasi di produzione di una cella IBC SunPower. [29]

Come ultimo step vengono creati dei buchi attraverso lo strato di ossido di silicio alla base per mettere in contatto diretto il contatto metallico e l'emettitore di riferimento, come si può vedere nella figura seguente. [27][28][29][30][31]

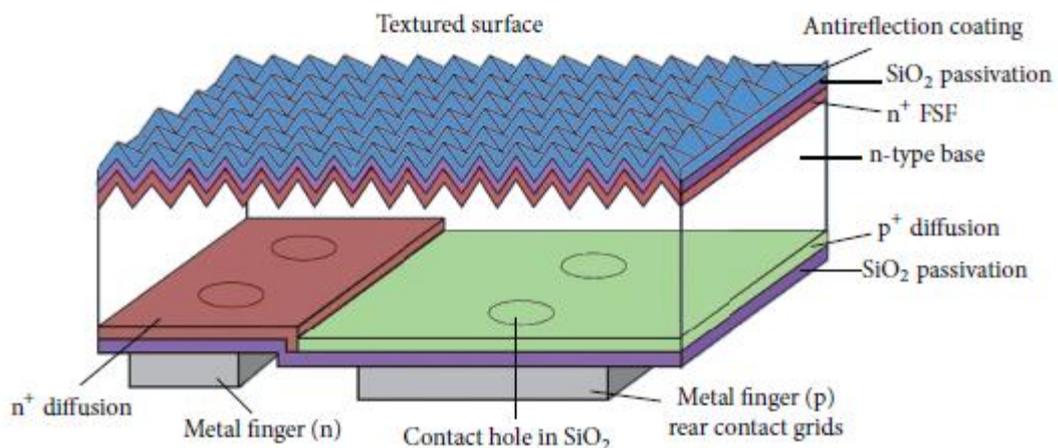


Fig. 4.1.20 Schema tridimensionale della cella IBC prodotta da SunPower, modello A-300. Notare i punti di contatto attraverso l' SiO_2 .

4.2 Descrizione del difetto riscontrato

Le celle SunPower a contatti posteriori sono celle che, come abbiamo visto nella sezione precedente, presentano elevate qualità di resistenza su più fronti, a partire dal fenomeno di LID per esempio. Le possibili modalità di guasto che la stessa SunPower mostra in [32] per moduli costituiti da celle della serie Maxeon riguardano la fessurazione del *back sheet*, la delaminazione e i guasti associati al degrado del giunto di saldatura. Anche il fallimento di diodo viene modellato, anche se esso non rappresenta una modalità di errore significativa.

Questi tipi di difetti sono stati descritti precedentemente nel secondo capitolo di tale lavoro di tesi e non li ripeteremo qui.

La particolarità della situazione sotto esame risiede nel fatto che i difetti che ora andremo a esporre si presentano su moduli appena realizzati, in fase di test. Nessun tipo di degradazione dovuta allo scorrere del tempo o ad agenti esterni, come quelli atmosferici, può essere quindi contemplata, poiché i moduli appena prodotti non potrebbero esservi sottoposti. Il problema diventa quindi più complesso perché si deve andare a ricercare la causa nel processo di produzione del modulo o addirittura nel processo di produzione della cella stessa.

Il difetto è stato visualizzato in fase di test di elettroluminescenza. L'azienda possiede l'attrezzatura necessaria per effettuare questo tipo di test, con una camera buia e una telecamera adatta ad acquisire immagini EL, oltre a un computer e un alimentatore che fa fluire all'interno delle celle sottoposte a test la corrente necessaria a generare l'elettroluminescenza. Di seguito l'attrezzatura è visibile in foto.



Fig. 4.2.1 Test di elettroluminescenza: a sinistra, camera buia con un modulo sotto test; a destra, fotocamera per l'acquisizione di immagini EL.

Il difetto che si riscontra in fase di test di elettroluminescenza è il seguente. Una o più celle del modulo prodotto risultano essere inattive, e quindi buie nell'immagine EL. Ma cosa ancora più particolare è il fatto che si evidenzia sempre una singola linea più scura rispetto al resto della cella inattiva, nella direzione dei contatti interdigitati della cella.

Di seguito, un esempio del fenomeno riscontrato.

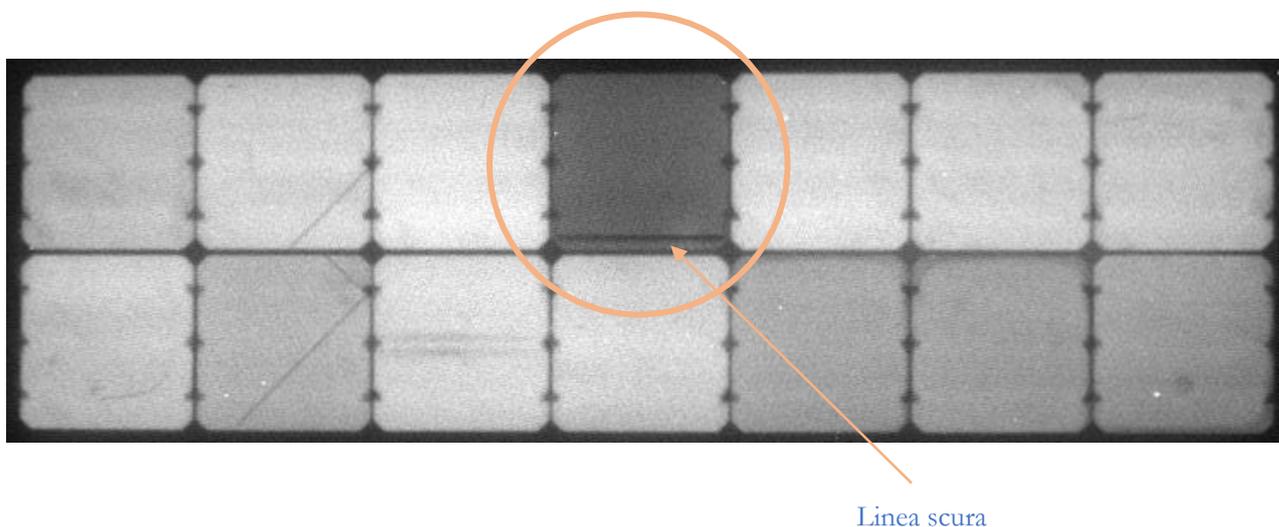


Fig. 4.2.2 Immagine EL di un modulo prodotto con celle SunPower che presenta il difetto in una cella. La cella è più scura perché risulta inattiva, ovvero viene bypassata dalla stringa e non partecipa come le altre celle alla produzione di potenza del pannello. Notare la linea scura. L'immagine è stata acquisita a 2 A e 9,3 V.

Come si può notare nella figura precedente, la cella più scura non produce luce come le altre celle perché in essa la corrente fornita dall'alimentatore non viene assorbita dalla cella per produrre elettroluminescenza ma è come se passasse direttamente da un polo all'altro, bypassandola appunto. In realtà se si nota con attenzione, il colore della cella è sì scuro ma non è nero. Questo vuol dire che la cella in una minima parte produce una leggera elettroluminescenza, ma la maggior parte della corrente non viene utilizzata perché è come se essa trovasse un percorso privilegiato attraverso cui passare, che non è la cella stessa.

La linea scura potrebbe essere la risposta: essa sembra rappresentare proprio il percorso della corrente da un polo ad un altro della cella, una sorta di via preferenziale. Il fatto che questa linea sia parallela ai contatti interdigitati posteriori, e ne copra l'intera lunghezza, porta a pensare che questo percorso preferenziale sia dato proprio dai contatti posteriori.

Come abbiamo visto precedentemente, i contatti positivo e negativo posti sul retro della cella sono uniti a pettine senza mai toccarsi. Essi sono solo in contatto con le zone drogate p+ e n+ della cella, da cui raccolgono *holes* e elettroni. Ma cosa accadrebbe se questi due poli venissero ad unirsi?

L'effetto che si avrebbe sarebbe quello di un cortocircuito in cui le cariche generate continuano a fluire dentro lo strato cellulare senza produrre nessuna corrente utile alla stringa.

Tale fenomeno è meglio visualizzabile nella seguente figura.

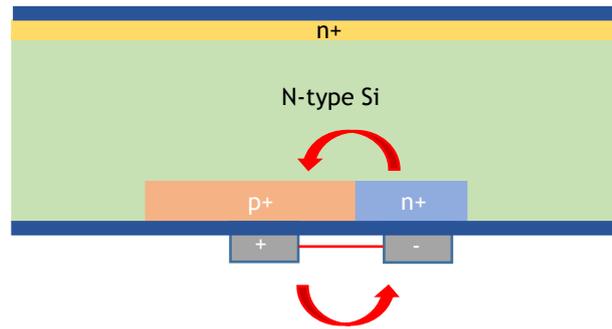


Fig. 4.2.3 Schema rappresentativo del fenomeno di unione (in rosso) dei due contatti + e -, interdigitati e posti sul retro della cella.

Quindi se per qualche motivo i due contatti di polarità opposte vengono ad unirsi, la corrente durante l'elettroluminescenza trova meno resistenza nel passare attraverso questo "ponticello" anziché attraverso la giunzione p-n della cella e di conseguenza la cella viene bypassata, risultando più scura delle altre. La linea nera rappresenta tale percorso e il suo parallelismo con i contatti interdigitati viene così spiegato.

Interessante è notare, oltre l'immagine EL, l'andamento della caratteristica I-V di moduli affetti da questo tipo di difetto. Di seguito vediamo la curva I-V del modulo difettoso di Fig. 4.2.2.

Device ID: S762054319

Device Temperature: 18.57 C

Cell Area: 153.00 cm²

Number of Cells: 15

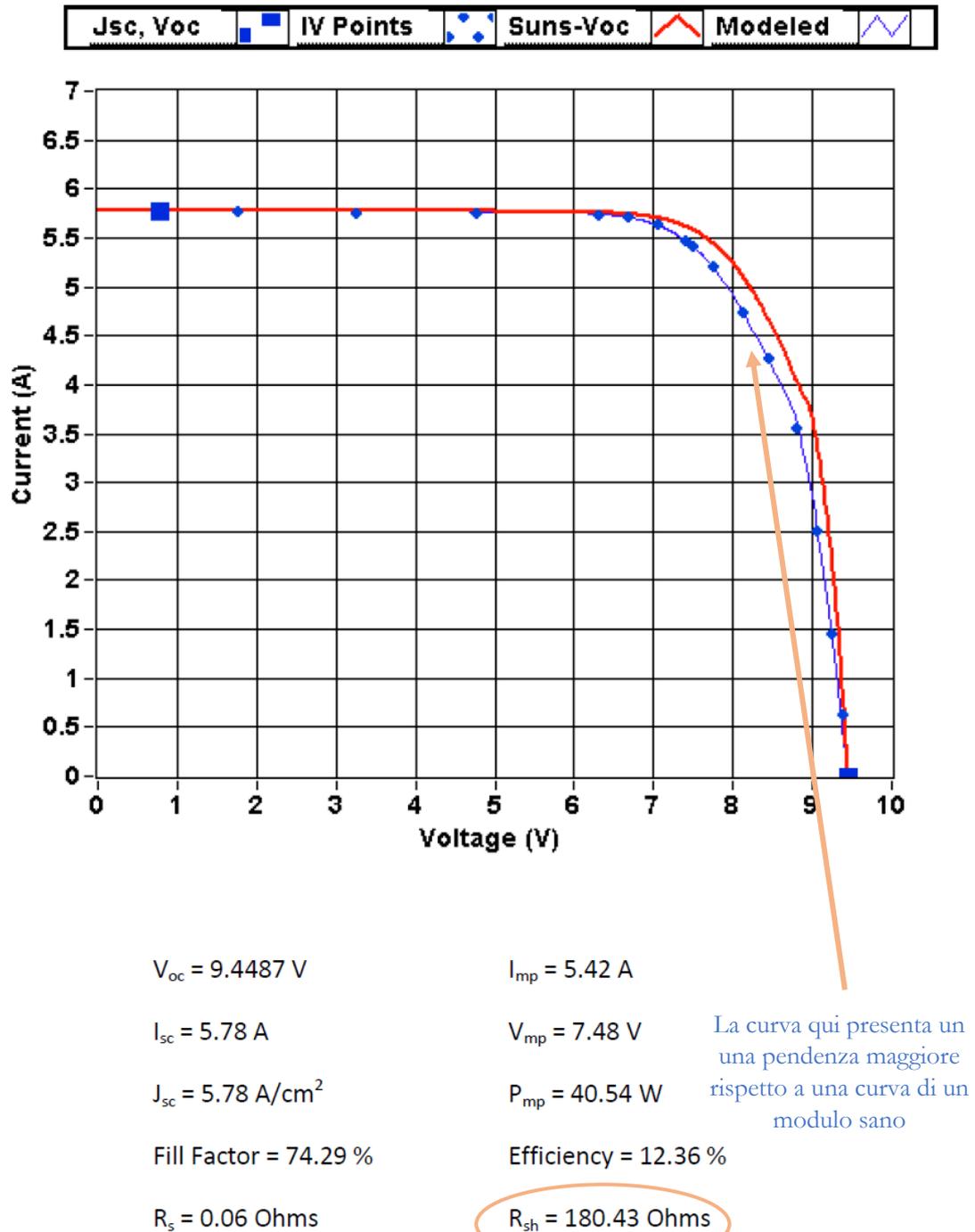


Fig. 4.2.4 Caratteristica I-V del modulo difettoso di fig. 4.2.3

L'azienda possiede anche tutta l'attrezzatura necessaria a misurare la caratteristica I-V, come mostrato in foto. La strumentazione si basa sul metodo capacitivo, come visto nel paragrafo 3.2.2.2.



Fig. 4.2.5 Camera per la misurazione della curva I-V.

Se confrontiamo la caratteristica I-V del modulo difettoso con la curva I-V di un modulo con stesso numero e tipo di celle, stessa laminazione e ciclo produttivo, e privo di tale difetto, notiamo che la resistenza di *shunt* presenta valori completamente diversi, mentre le altre variabili presentano pressoché' gli stessi valori. In particolare la *Rsh* risulta più che raddoppiata nel caso difettoso rispetto al caso sano. Possiamo notare tale andamento nella figura seguente.

La resistenza di *shunt* rappresenta le perdite dovute a tutte le correnti di dispersione che si hanno all'interno della cella. Nel circuito semplificato della cella viene posta in parallelo, come spiegato nel primo capitolo di questo lavoro di tesi.

Poiché si tratta di una resistenza in parallelo, la resistenza di *shunt* del modulo è data dall'inverso della somma dei reciproci delle resistenze di *shunt* delle singole celle che compongono il pannello, come si evince dalla seguente equazione:

$$\frac{1}{R_{sh,mod}} = \sum \frac{1}{R_{sh,cell}} \quad (4.2.1)$$

dove $R_{sh,mod}$ è la resistenza di *shunt* del modulo e $R_{sh,cell}$ la resistenza di *shunt* della singola cella.

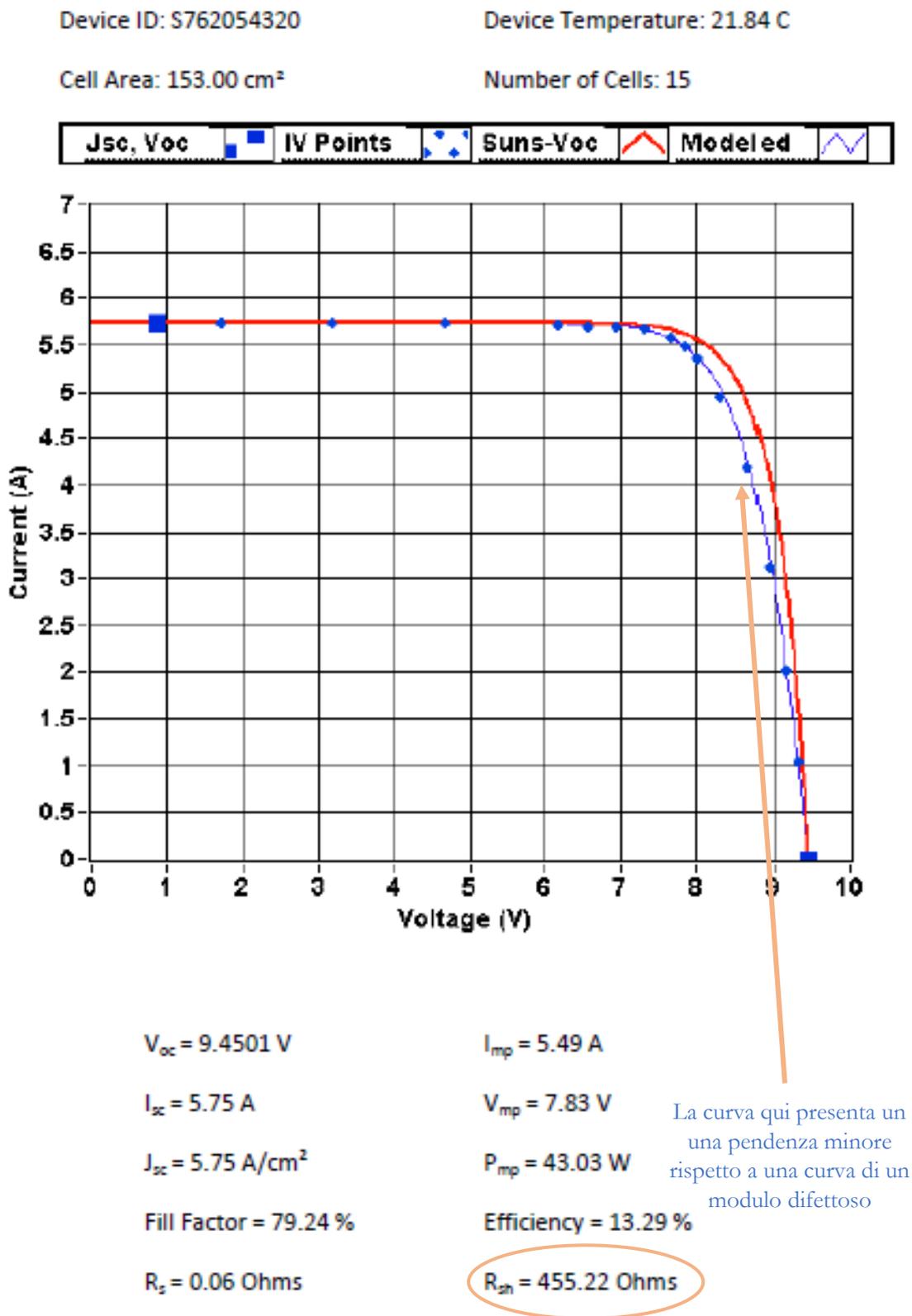


Fig. 4.2.6 Caratteristica I-V di un modulo sano e strutturalmente identico al modulo difettoso di fig. 4.2.3

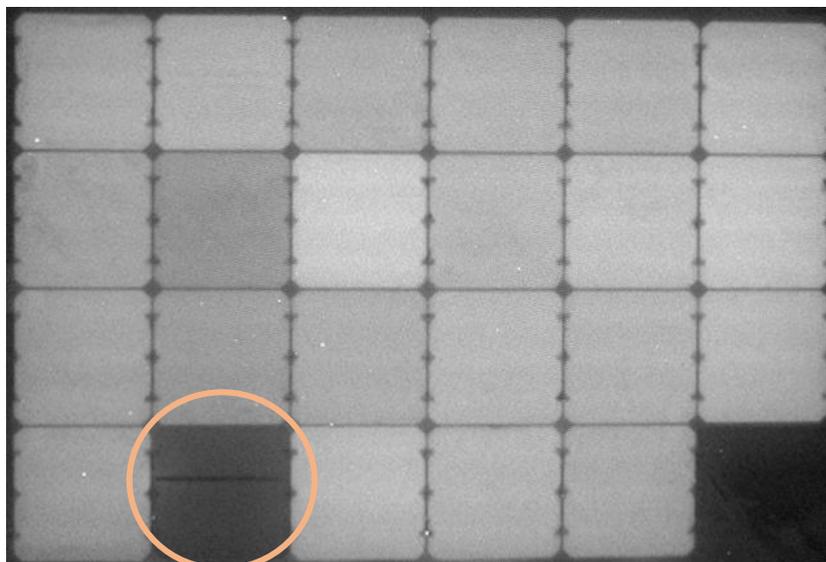
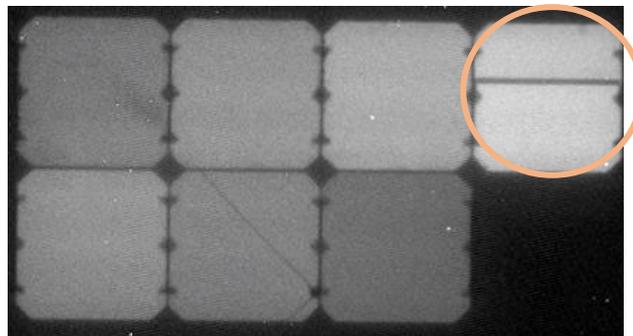
L'equazione (4.2.1) può anche essere riscritta nel seguente modo:

$$R_{sh, mod} = \frac{R_{sh, cell\ dif} \cdot R_{sh, mod-dif}}{R_{sh, cell\ dif} + R_{sh, mod-dif}} \quad (4.2.2)$$

dove $R_{sh, cell\ dif}$ è la resistenza di *shunt* della singola cella difettosa e $R_{sh, mod-dif}$ è la resistenza di *shunt* data dalla somma in parallelo delle altre celle del modulo sane. Come si nota dall'eq., la resistenza di *shunt* dell'intero modulo diminuisce se diminuisce drasticamente la resistenza di *shunt* anche di una singola cella. Infatti nel denominatore dell'eq. 4.2.2 tale diminuzione non influisce più di tanto sulla somma totale, mentre al numeratore che presenta un prodotto tra due fattori, se $R_{sh, cell\ dif}$ è molto piccolo il prodotto finale viene anch'esso molto basso.

Di conseguenza, il passaggio della corrente attraverso i contatti posteriori senza attivare la cella è vista dalla stessa come un percorso preferenziale, che riduce la resistenza di *shunt* perché la corrente che fluisce è vista come una corrente di dispersione che trova meno resistenza a passare dai contatti cortocircuitati che attraverso lo strato cellulare.

Altra caratteristica di tale difetto è il fatto di comparire in diverse parti dei moduli prodotti, senza una precisa logica. Possono trovarsi celle difettose lungo i bordi del pannello oppure verso il centro, anche se è più frequente il caso lungo il bordo. Di solito è presente una cella difettosa per modulo, ma ci sono diversi casi di due o più celle anomale per pannello. L'incidenza del difetto risulta quindi essere del tutto casuale, apparentemente, e ciò rende la causa che lo produce non di facile individuazione. Di seguito alcune immagini EL di pannelli difettosi mostrano la presenza del difetto in diverse parti dei moduli prodotti, di diverse dimensioni ma con le medesime celle SunPower.



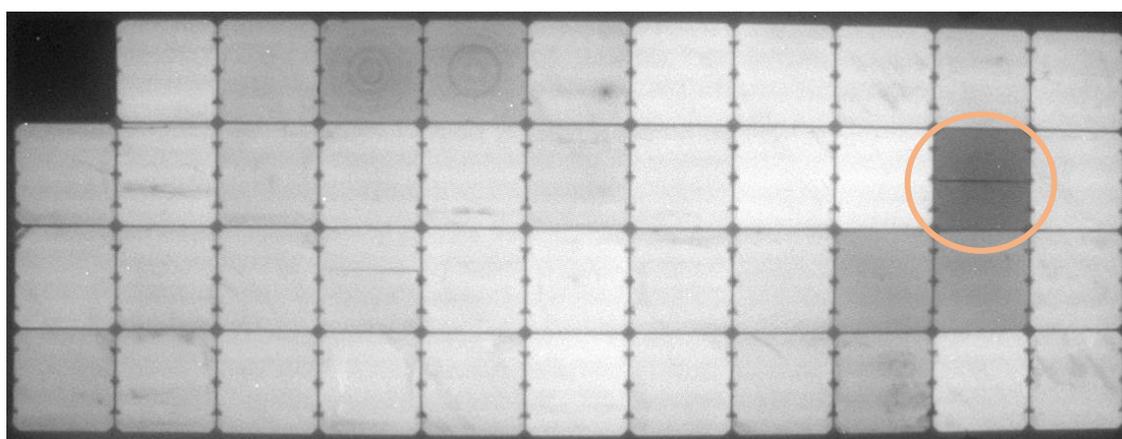
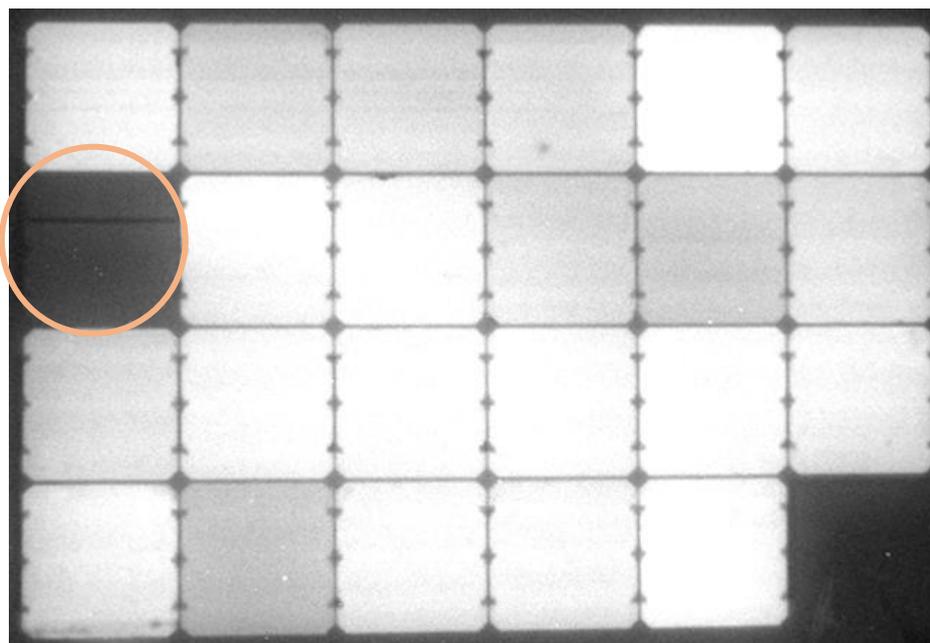


Fig. 4.2.7 Esempi di presenza del difetto descritto in diversi pannelli prodotti con celle SunPower. La cella nera negli angoli dei pannelli non rappresenta un difetto ma è dedicata all'uscita dei connettori dal pannello e non partecipa alla produzione di potenza. Da notare come il difetto si presenta in maniera casuale sui moduli.

Altra particolarità che è stata riscontrata è il fatto che durante il test EL, settando diversi valori di corrente da inviare al modulo per effettuare l'*imaging* si è notato che a volte, non sempre, il difetto scompare per alti valori di corrente o dopo cicli di corrente bassa-alta. Questo fenomeno non sempre si verifica, anzi è molto raro, ma dopo la scomparsa del difetto la cella riprende a funzionare normalmente senza linea scura, come fosse sempre stata sana. Una possibile spiegazione potrebbe essere data dal fatto che, con alti valori di corrente, l'unione anomala tra i due contatti opposti sul retro della cella venga a cessare e la corrente passi attraverso lo strato cellulare come durante il normale funzionamento. Tuttavia si tratta solo di un'ipotesi, in quanto non è stato possibile riscontrare questo fenomeno frequentemente e studiarlo in maniera approfondita.

La cadenza del difetto sul totale dei pezzi prodotti fino all'inizio di questa analisi sperimentale è stata di circa l'8 %. Tra i pannelli difettosi, i pannelli con una sola cella difettosa risultano essere circa il 77 %, quelli con più di una cella difettosa (due o tre) il 23 % circa.

4.3 Identificazione sperimentale delle possibili cause

In questa sezione ci occuperemo di ricercare sperimentalmente le possibili cause che determinano la comparsa del difetto descritto nel paragrafo precedente.

L'individuazione di tale causa non è stata semplice, poiché da come si presentava il difetto e dalla tecnologia impiegata, ovvero celle a contatti posteriori, capire come fosse possibile ottenere un risultato simile non è stato di facile intuizione. Si è proceduto con ipotesi, ovvero si è fatto un elenco di quelle che potevano essere le possibili cause. Poiché, come abbiamo detto precedentemente, i moduli sono nuovi, il difetto deve venire a crearsi in fase di produzione. Il processo produttivo portato avanti dall'azienda consiste nei seguenti passaggi:

- (1) Saldatura delle celle e creazione delle stringhe;
- (2) Composizione del modulo;
- (3) Laminazione.

Le celle SunPower arrivano in azienda chiuse in scatole sigillate. Nessun tipo di contaminazione le compromette e in fase di saldatura le celle rotte o che presentano difetti evidenti vengono scartate. La particolarità delle celle SunPower è il fatto di riuscire a funzionare con discrete prestazioni anche in presenza di crepe più o meno gravi, poiché i contatti posteriori sono flessibili alle rotture e continuano a rimanere uniti anche in presenza di crepe nel silicio. Di seguito viene mostrata una cella rotta.

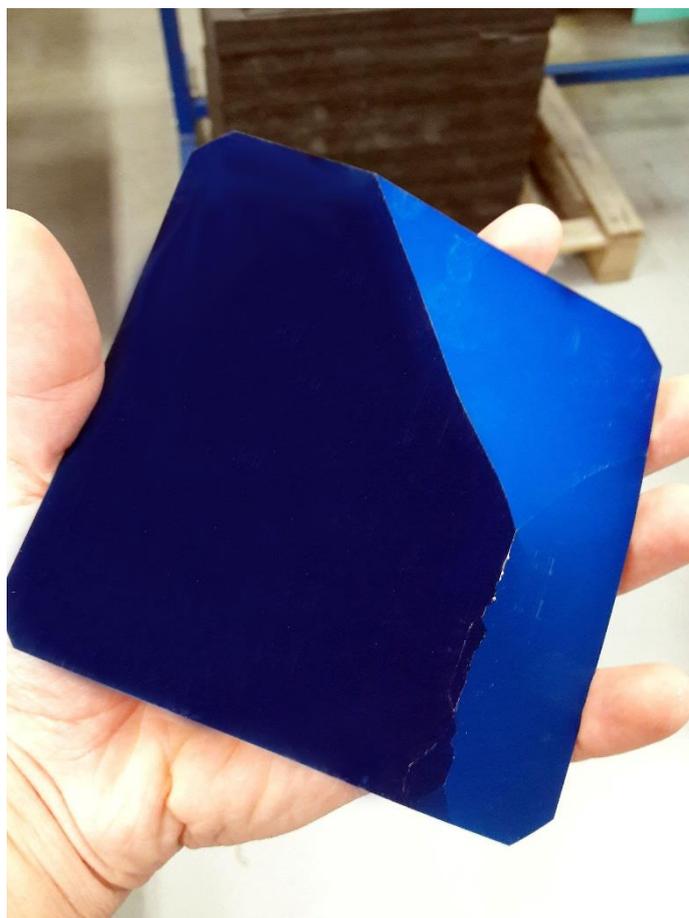


Fig. 4.3.1 Cella SunPower con evidenti crepe lungo la faccia superiore.

Una delle ipotesi che si sono formulate è che la cella, crepandosi durante la fase di laminazione o dopo per qualche motivo, si rompesse anche il materiale riflettente che separa i contatti di polarità opposta (come descritto nel par. 4.2) e si venissero a creare così delle zone di unione tra il contatto positivo e il contatto negativo. Tuttavia, per le caratteristiche di flessibilità della parte posteriore delle celle descritte prima e notando inoltre che il difetto non si presenta in celle crepate, si è scartata tale ipotesi. Infatti in tutti i casi difettosi registrati, non è stata riscontrata nessuna correlazione tra *crack* cellulari e il difetto in questione. Di seguito si può notare come la cella difettosa non presenti crepe.

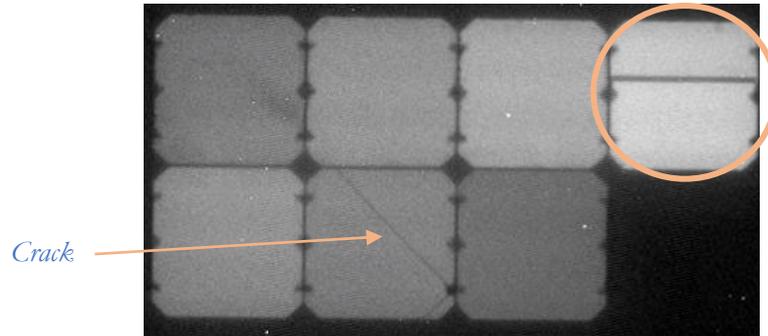


Fig. 4.3.2 Prova che non vi è correlazione tra *crack* cellulari e il difetto sotto esame.

Come seconda ipotesi si è pensato che il difetto fosse legato alla temperatura.

Per verificare l'influenza della temperatura sulle celle si è cercato di surriscaldare la cella per osservarne il comportamento. Si è creata una scatola in cui è stata posta una cella priva di difetti e non in contatto con le pareti della scatola medesima. Si è posta una termocoppia in contatto con la cella per rilevarne la temperatura. Chiusa la scatola si è lasciato aperto un varco dove è stata inserita la punta di una pistola ad aria calda. La temperatura è stata portata fino a valori di 200 °C circa. Da notare che nel processo di laminazione la temperatura di lavoro si attesta su valori di 145-150 °C. La cella surriscaldata è raffigurata in figura seguente.

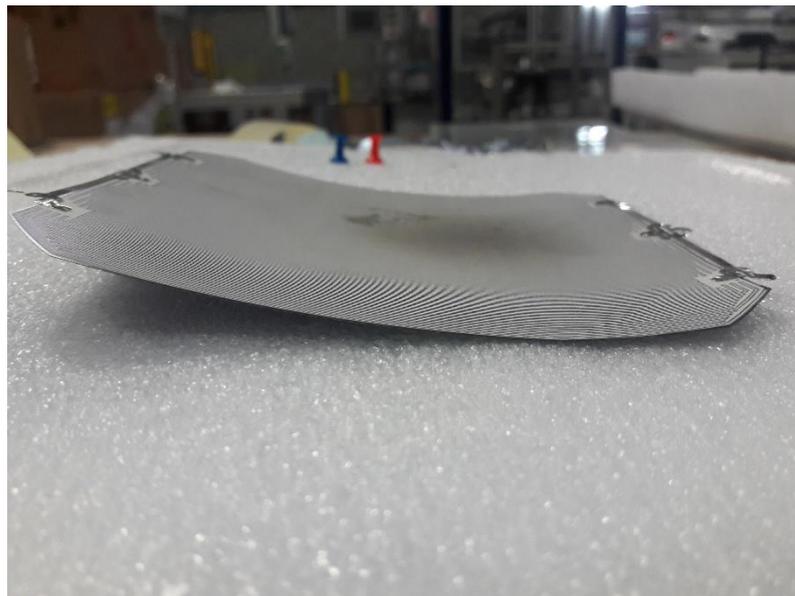


Fig. 4.3.3 Cella campione utilizzata per sperimentare l'effetto della temperatura sui contatti posteriori. Notare la macchia scura al centro e l'incurvamento della cella dovuto al calore.

Una volta raffreddata, la cella, che è porsa infragilita, è stata sottoposta a test di EL senza incapsulamento. Il test ha mostrato una cella sana priva del difetto sotto studio, come si evince dalla figura seguente. Essa presenta solo delle crepe dovute all'infragilimento della stessa come conseguenza del surriscaldamento.

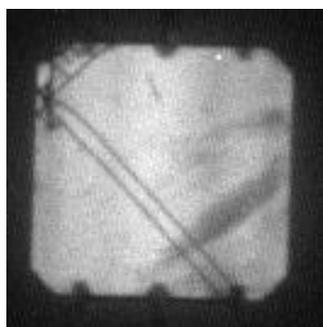


Fig. 4.3.4 Immagine EL della cella surriscaldata di fig. 4.3.3.

Per i risultati ottenuti, l'influenza della temperatura nella comparsa del difetto è stata esclusa. L'esclusione dello sforzo meccanico che produce *crack* e della temperatura dalle possibili cause che determinano il difetto portano a escludere l'ipotesi che il processo di laminazione abbia un ruolo importante in questo fenomeno. La macchina laminatrice infatti opera a caldo e, durante un certo intervallo di tempo, comprime le celle saldate tra i fogli di incapsulante al fine di creare il pannello finale, sigillato alla perfezione. Questa compressione genera sforzo meccanico sulle celle e, anche se il macchinario è calibrato per evitare crepe nelle celle, a volte è possibile che si vengano a creare dei crack involontari. Come abbiamo visto non vi è alcuna correlazione tra crepe e difetto. Così come anche l'alta temperatura a cui opera la macchina laminatrice non concorre nella creazione del difetto come dimostrato precedentemente. Tuttavia il processo di laminazione presenta un ruolo secondario che abbinato alla causa principale genera l'anomalia riscontrata, come vedremo successivamente.

Si è passati quindi ad indagare il processo di saldatura e composizione delle stringhe.

Le celle vengono poste su un bancone non riscaldato con i contatti posteriori verso l'alto e distanziate le une dalle altre attraverso un distanziatore posto sul bancone. Il polo positivo della cella precedente è posto di fronte al polo negativo della cella successiva. Attraverso un'aspirazione d'aria attraverso dei buchi posti sul bancone, le celle vengono fatte aderire perfettamente alla superficie di lavoro. A questo punto gli interconnettori di rame stagnato vengono posti tra una cella e l'altra. Di seguito una foto illustra il bancone di saldatura.

Una volta unite a formare delle stringhe, le celle vengono poste impilate una sull'altra in attesa di essere laminate.

In un primo momento si è pensato che un errore di saldatura potesse creare il difetto in esame. Infatti, se la saldatura nel punto di unione tra interconnettore e polo della cella non è precisa, un eccesso di stagno che copre i contatti può provocare l'unione tra il polo negativo e il polo positivo e bypassare la cella. Nella foto seguente, un esempio di tale difetto.

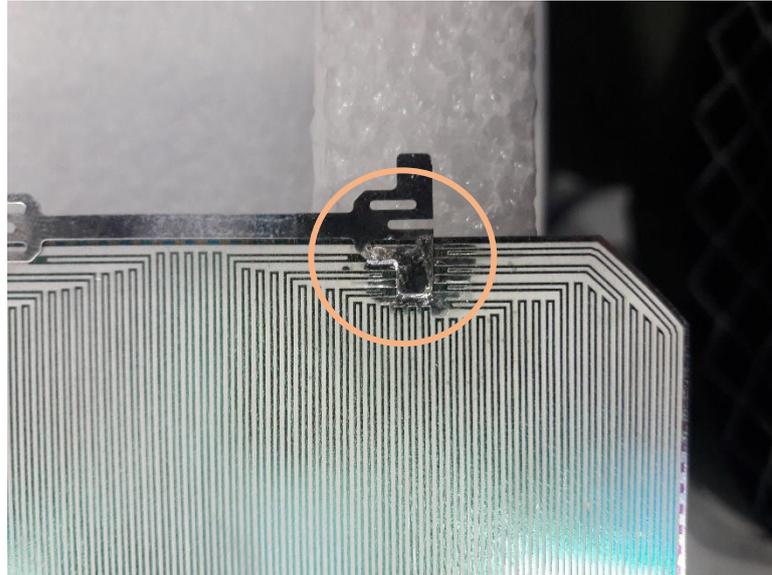


Fig. 4.3.6 Errore di saldatura. Notare la sbavatura di stagno sui contatti.

Tuttavia, l'addetto alla saldatura nel caso si verifichi un evento del genere, scarta immediatamente la cella e la sostituisce con una nuova. Celle con macchie di stagno sui contatti non vengono quindi laminate e non sono la causa del difetto riscontrato.



Fig. 4.3.5 Bancone di saldatura con celle pronte per essere unite in serie. A destra notare i tubi di aspirazione dell'aria.

La saldatura avviene su un bancone non riscaldato. Questo implica che vi sia uno scambio termico tra banco, e quindi cella, freddi, e saldatore, bollente. La punta saldatrice opera in un range di temperature che va dai 350 °C agli oltre 400 °C. Una delle ipotesi fatte è stata che tale differenza di temperatura possa influire sulla comparsa del difetto, in quanto la saldatura risulta più facilitata ed efficiente se effettuata su celle non fredde. Per verificare tale ipotesi sono state saldate quattro stringhe da 8 celle sane ciascuna per formare due moduli separati. La saldatura è avvenuta utilizzando un banco riscaldato questa volta, portato a temperature intorno ai 65 °C. Il pre-riscaldamento del banco ha permesso di abbassare la temperatura del saldatore a 350 °C circa, diminuendo così lo scambio termico tra cella e saldatore. Di seguito, il particolare del controllo di temperatura del bancone.



Fig. 4.3.7 Termostato che regola la temperatura del bancone di saldatura.

Le stringhe prima di essere laminate sono state sottoposte a test EL per verificare che non si fossero creati difetti. Verificato tale requisito, le celle vengono accuratamente pulite e i moduli vengono creati e sottoposti nuovamente a test EL. Di seguito i risultati del test sono rappresentati in figura.

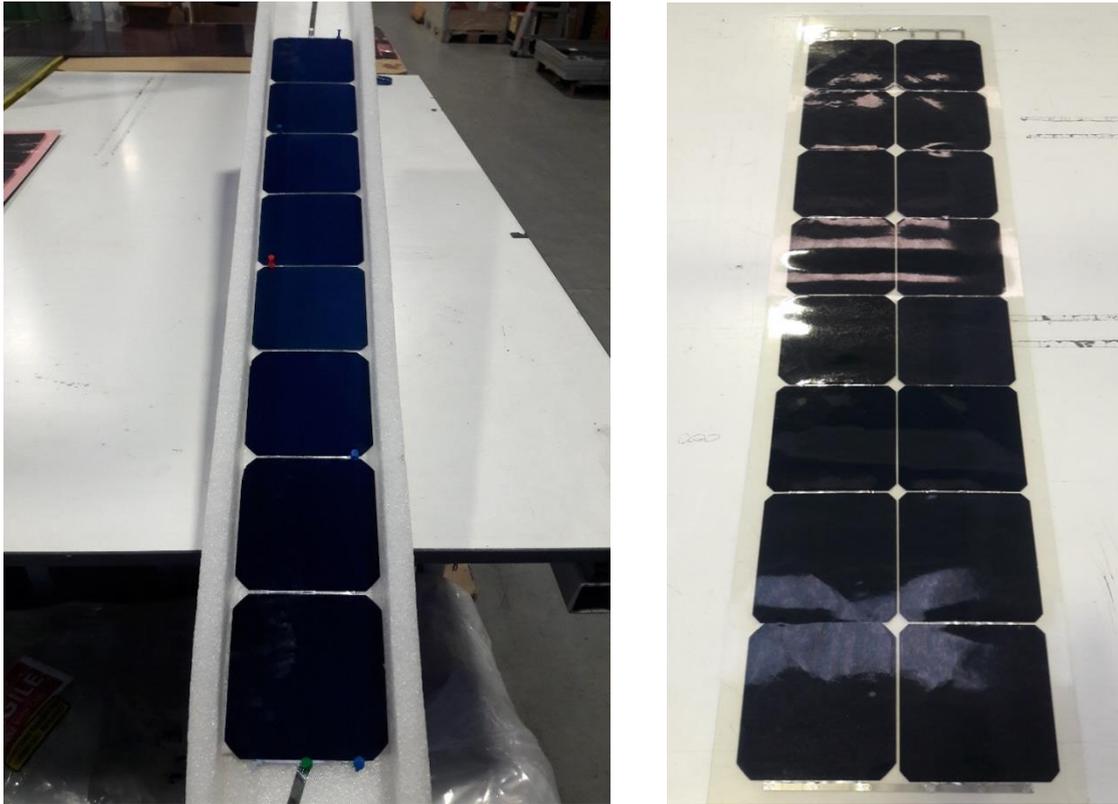


Fig. 4.3.8 A sinistra, una singola stringa posata su un supporto provvisorio per essere testata prima della laminazione. A destra, un modulo con due stringhe dopo la laminazione.

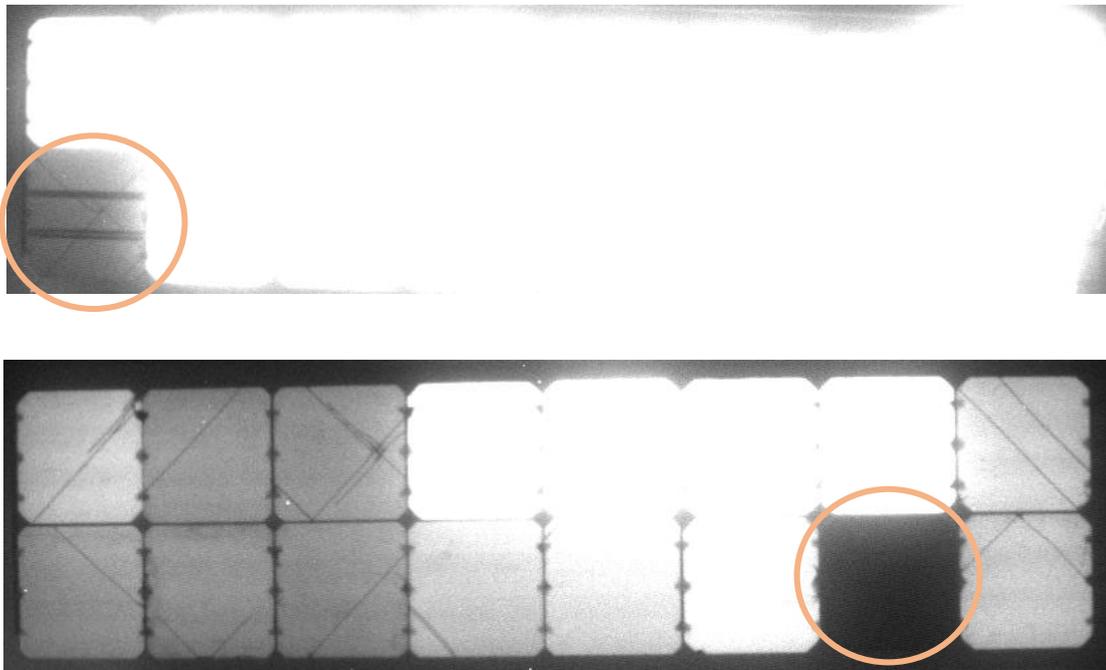


Fig. 4.3.9 Immagini EL dei due moduli con stringhe saldate a caldo. Il modulo in alto presenta due linee scure nella cella difettosa (immagine EL acquisita a 8 A, 11,9 V). Il modulo in basso presenta una linea scura sul bordo della cella difettosa (immagine EL acquisita a 2 A, 10,4 V).

Interessante è notare che nel caso del primo modulo il difetto è dovuto a un errore di saldatura, in quanto due celle successive sono state unite senza un distanziale e l'interconnettore è stato saldato sopra i contatti della seconda, causando l'unione del polo positivo con quello negativo, come si vede nella figura seguente. Ciò causa le due linee scure.

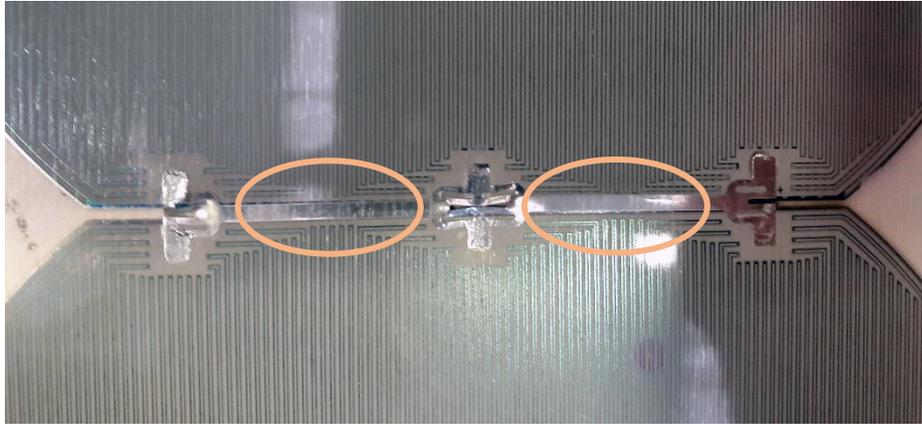


Fig. 4.3.10 Interconnettore che è sovrapposto ai contatti della cella superiore.

Nel caso del secondo modulo invece il difetto è dovuto ad uno sfilciamento del bordo cellulare, che ha portato al contatto tra i due poli opposti, come si vede nella figura che segue.



Fig. 4.3.11 Sfilciamento del bordo cellulare.

I difetti riscontrati sono quindi dati da fenomeni che possono capitare ma non con la cadenza osservata durante la produzione. Tuttavia, il confronto delle stringhe prima e dopo la laminazione mostra che il processo di incapsulamento dei moduli non condiziona la formazione del difetto.

Studiando il processo di saldatura è stato possibile individuare quale fosse la vera causa del problema. Osservando attentamente l'operazione di saldatura abbiamo notato che la punta del saldatore spesso doveva essere pulita per poter effettuare efficacemente la saldatura delle celle. Nella fase di pulitura la punta viene passata su una paglietta metallica, che viene mostrata nella seguente figura.



Fig. 4.3.12 Paglietta metallica utilizzata nella pulitura della punta del saldatore.

Poiché il saldatore è posto sullo stesso bancone dove vengono unite in serie le celle, un misto di polvere più o meno fine di questa paglietta metallica, mista a residui di stagno, si viene a trovare sulla superficie di saldatura. Le celle vengono unite con i contatti posteriori rivolti verso l'alto. In questo modo la polvere metallica tende a volare e ricoprire in maniera del tutto casuale alcune celle della stringa. Quando queste stringhe vengono stoccate prima di essere laminate, questa polvere rimane intrappolata tra una stringa ed un'altra. Senza un adeguato sistema di pulitura, con la laminazione questi frammenti vengono sigillati a contatto della parte posteriore della cella. Più raramente, la punta saldatrice viene pulita su una pietra limatrice, mostrata in figura.



Fig. 4.3.13 Pietra limatrice.

Per verificare la veridicità di questa ipotesi, sono stati creati dei campioni formati da tre celle collegate in serie. Sulla parte posteriore e prima della laminazione è stato spruzzato, sulla prima cella, in maniera casuale della polvere della paglietta metallica prelevata alla base del saldatore, sulla seconda cella della polvere di stagno, sulla terza della polvere della pietra utilizzata per limare la punta. La stringa è stata incapsulata durante la laminazione e testata. Di seguito le figure illustrano il campione utilizzato e il risultato del test EL.

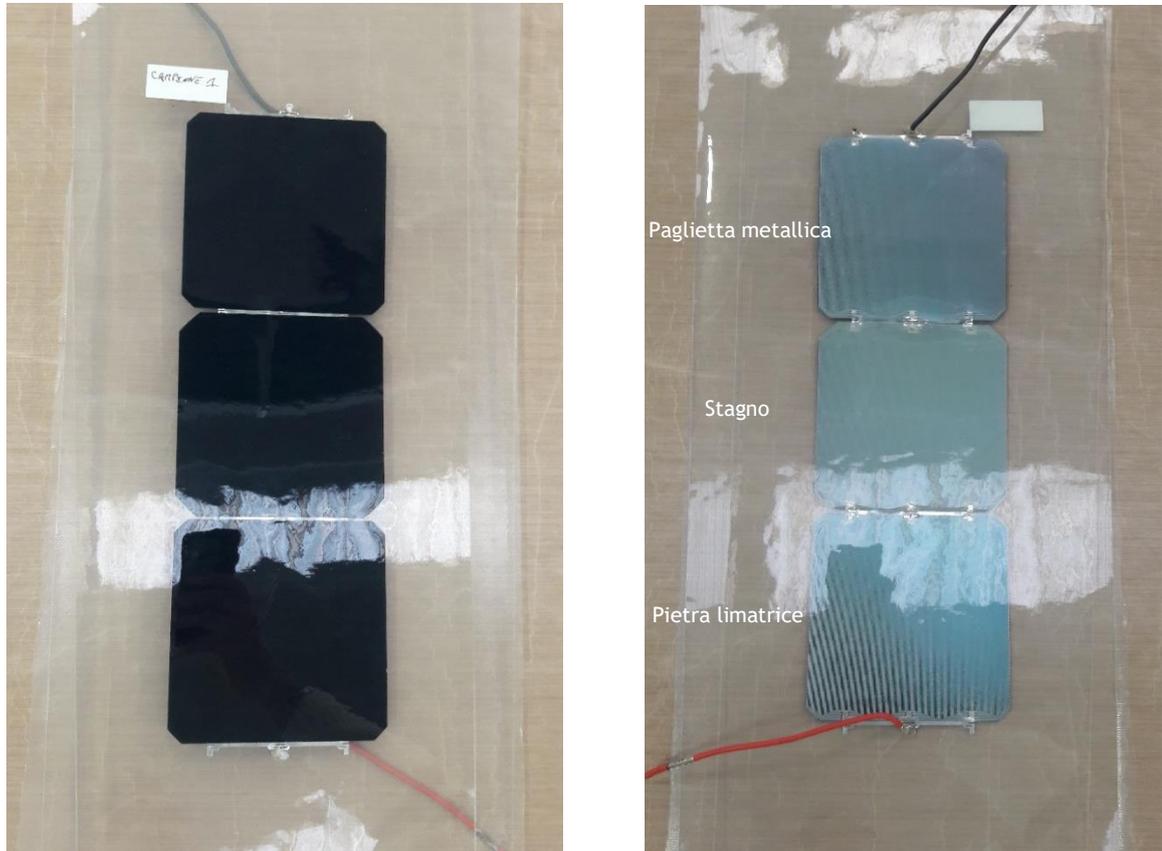


Fig. 4.3.14 Campione di tre celle in serie inquinato sulla parte posteriore con polvere della paglietta metallica sulla prima cella, polvere di stagno sulla seconda, pietra limatrice sulla terza.

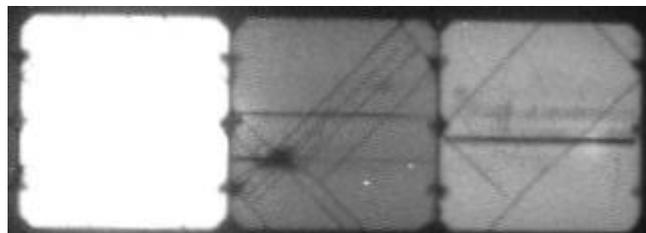


Fig. 4.3.15 Immagine EL del campione di figura 4.3.14. Da sinistra: cella con polvere di pietra, cella con polvere di stagno, cella con polvere di paglietta metallica.

Come si evince dal test di EL si vede come a presentare il difetto siano la cella con i frammenti metallici della paglietta e dello stagno. Di seguito la foto illustra il punto esatto in cui è presente l'impurità nel caso della prima cella che provoca il difetto nella medesima posizione della linea scura nell'immagine EL.

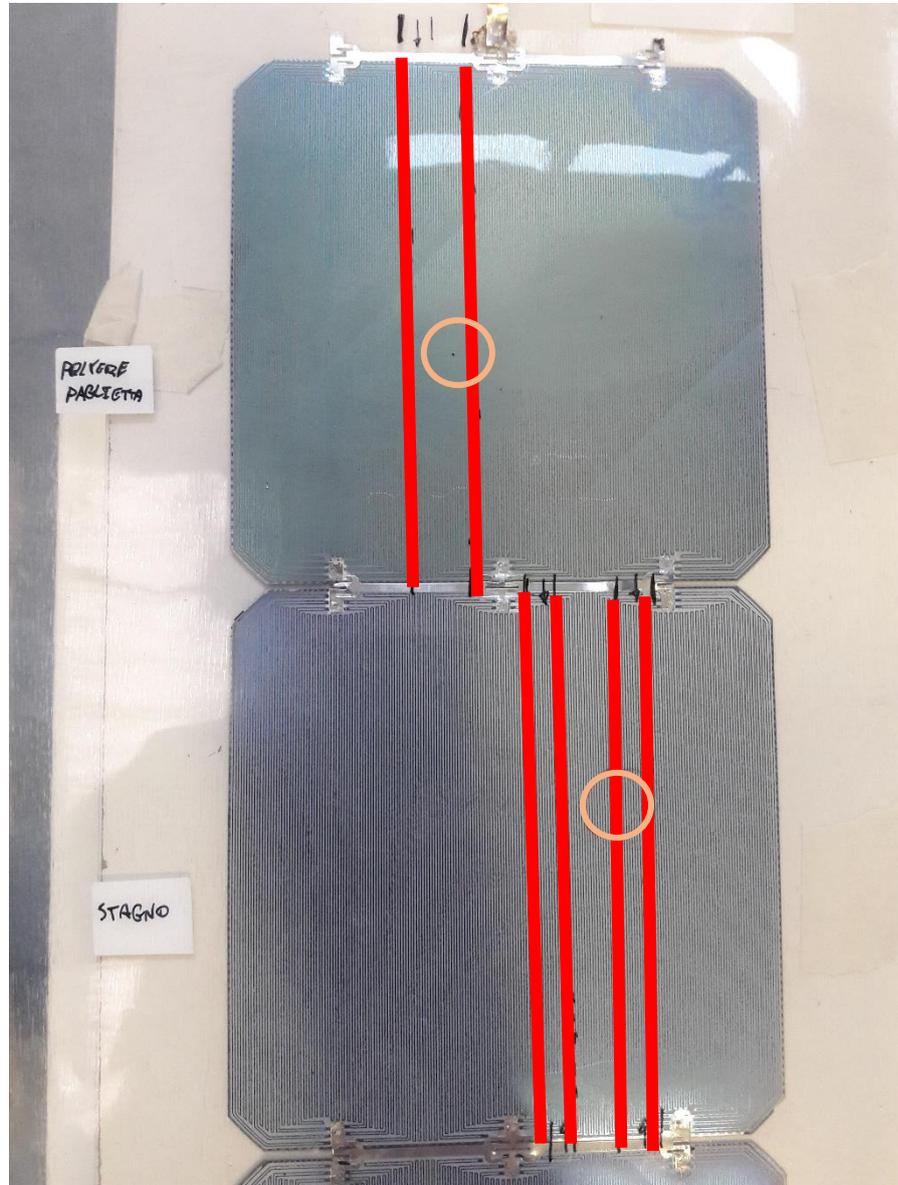


Fig. 4.3.16 Localizzazione delle impurità che provocano il difetto. Le linee verticali evidenziano le bande in cui, dall'immagine EL corrispondente, si presenta la linea scura. Il cerchio identifica l'impurità che ricade dentro la banda e che crea l'unione tra i due contatti di polarità opposta.

Come si può notare dalle figure precedenti, la presenza di impurità metalliche sulle parte posteriore della cella provoca il difetto all'origine di questo studio. Ovviamente nel campione creato tale difetto è presente in diversi punti delle celle per la grande quantità di polvere metallica depositata nell'esperimento. La terza cella con la polvere di pietra non presenta difetti, come ci si poteva aspettare, ed è quindi stata scartata dalle cause possibili. Il fatto interessante che ha portato a considerare la presenza di impurità metalliche come

origine del problema è stato il fatto che il difetto si ripresenta nelle medesime modalità con cui si è sempre presentato, con la presenza della tipica linea scura. Ciò ha portato a credere che l'assenza di pulizia delle celle prima della laminazione e la conseguente laminazione che intrappola i frammenti sui contatti, provochi il fenomeno sotto esame.

Il ruolo chiave delle impurità metalliche è stato supportato da test successivi su pannelli di produzione. In particolare, uno di questi durante il test EL ha presentato il solito difetto. Casualmente, esso presenta *back sheet* trasparente. Grazie a questa proprietà è stato possibile individuare la presenza di un'impurità metallica all'altezza della linea scura nell'immagine EL, come si vede nella figura seguente.

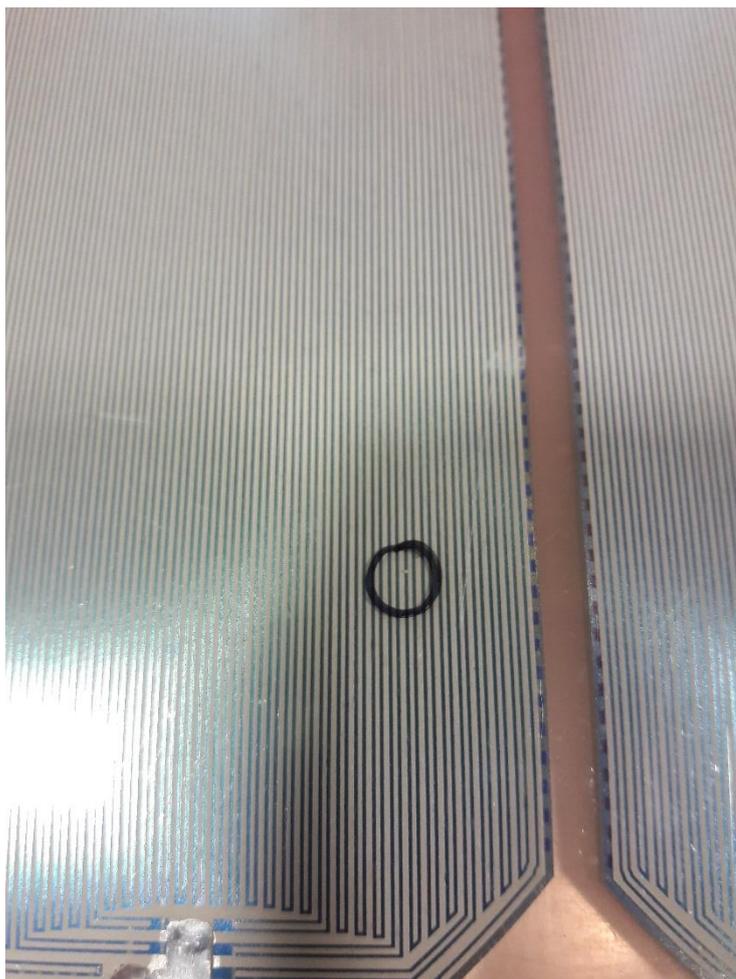


Fig. 4.3.17 Modulo prodotto con *back sheet* trasparente che presenta difetto. Il cerchio nero localizza l'impurità.

Finora non era stato possibile collegare la presenza di impurità metalliche al difetto in quanto normalmente i moduli prodotti presentano tutti *back sheet* opaco. L'azienda non si è mai preoccupata di pulire microscopicamente le celle prima della laminazione in quanto tutti gli altri modelli di cella non SunPower e quindi non a contatti posteriori non presentano la stessa sensibilità alla presenza di inquinanti metallici. La particolarità delle celle a contatti posteriori risiede in questo fitto pettine posteriore, che quindi è molto vulnerabile alla presenza di micro-frammenti ed è per questo che solo i modelli SunPower hanno presentato tale problematica in fase di produzione aziendale.

Per vedere più da vicino le impurità si è utilizzato un microscopio digitale, come mostrato in figura.



Fig. 4.3.18 Reflecta DigiMicrospe LCD.



Fig. 4.3.19 Ingrandimento dell'impurità di fig. 4.3.17. Notare come unisce le due strisce bianche che rappresentano i contatti di polarità opposta.

Come soluzione al problema, si è proposto di cominciare a pulire tramite aria compressa le stringhe appena saldate, prima di essere laminate. Per tale scopo è stato impiegato un ugello a testa piatta e larga, come mostrato in figura.



Fig. 4.3.20 Ugello a testa piatta impiegato per la pulizia delle stringhe prima di essere laminate.

La pressione generata dall'ugello è sufficiente a eliminare qualsiasi impurità presente sul retro delle celle. Le stringhe vengono disposte sui fogli incapsulanti con la faccia posteriore posta verso l'altro, in modo tale che sia possibile effettuare una pulizia accurata prima della sigillatura.

Una settimana dopo l'implementazione di questa soluzione, il difetto finora esposto ha cominciato a manifestarsi con una brusca diminuzione se non annullamento della frequenza. Abbiamo osservato l'evoluzione temporale dell'incidenza del difetto sul totale dei pezzi prodotti per ogni ordine aziendale e si è provveduto a creare un grafico che mostra la tendenza alla diminuzione del difetto dopo l'applicazione della soluzione proposta. Si è cominciato a raccogliere dati a partire dall'inizio del lavoro in azienda, ovvero il 13 novembre 2018. Si sono registrati il numero di pannelli che hanno presentato difetto durante un particolare giorno e il numero di pannelli totali SunPower prodotti sempre in quella data. Si è calcolata poi l'incidenza percentuale del difetto giornaliera, secondo l'equazione:

$$\% \text{ moduli difettosi giornalieri} = \frac{n.\text{moduli difettosi}}{n.\text{moduli prodotti giornalieri}} \cdot 100 \quad (4.3.1)$$

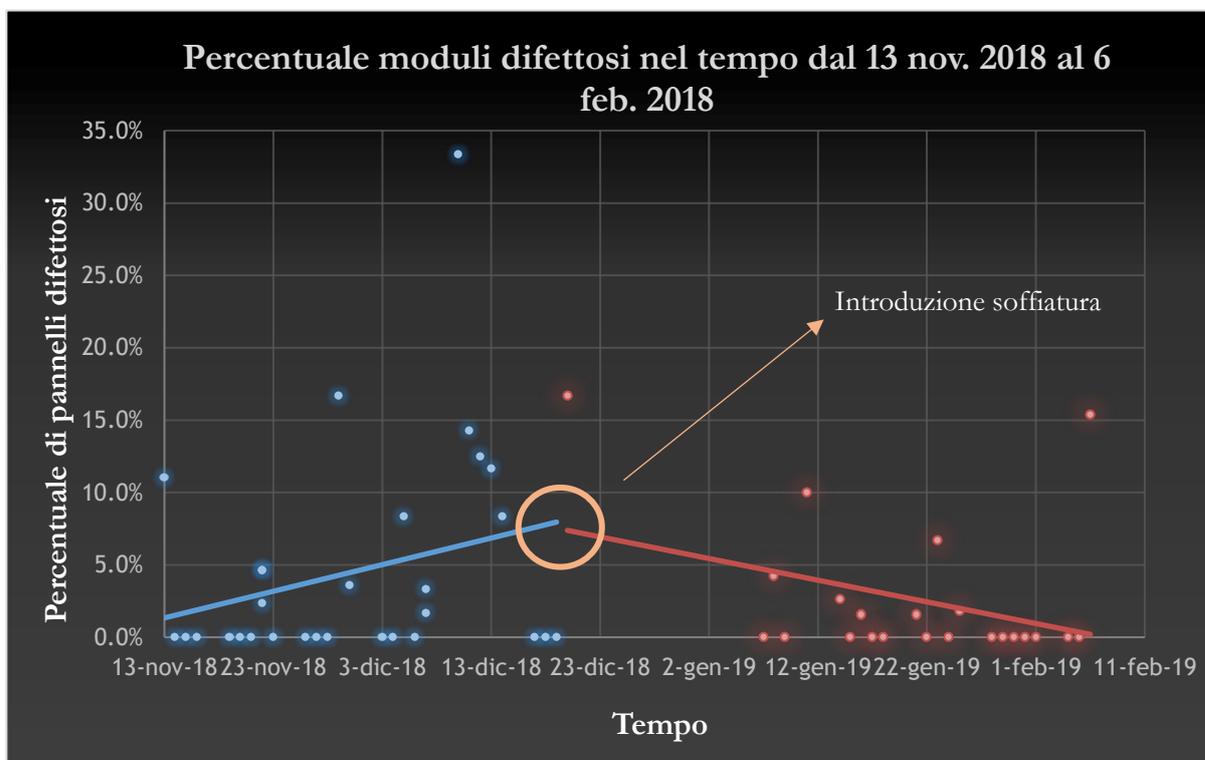
Di seguito riportiamo la tabella riepilogativa dei dati e delle percentuali raccolte. I dati si fermano al 6 febbraio 2018, mentre i buchi temporali sono dovuti a festività (sabati e domeniche comprese) oppure a interruzioni della produzione oppure ancora alla non presenza del difetto nella produzione giornaliera. In quest'ultimo caso, nella costruzione dell'andamento temporale dell'incidenza del difetto, si è associato a questi giorni lo 0 % di presenza del fenomeno. In questo modo è stato possibile costruire una retta di best-fit il più corretta possibile.

Data ordine	N. pannelli difettosi	N. pezzi prodotti giornalieri	Percentuale cadenza difetto
13-nov-18	12	109	11,0
22-nov-18	1	43	2,3
22-nov-18	2	43	4,7
22-nov-18	2	43	4,7
29-nov-18	1	6	16,7
30-nov-18	1	28	3,6
05-dic-18	5	60	8,3
07-dic-18	1	60	1,7
07-dic-18	2	60	3,3
10-dic-18	1	3	33,3
11-dic-18	1	7	14,3
12-dic-18	1	8	12,5
13-dic-18	5	43	11,6
14-dic-18	1	12	8,3
20-dic-18	2	12	16,7
08-gen-19	2	47	4,3
11-gen-19	2	20	10,0
14-gen-19	1	38	2,6
16-gen-19	1	64	1,6
21-gen-19	1	64	1,6
23-gen-19	1	15	6,7
25-gen-19	1	55	1,8
06-feb-19	2	13	15,4

Tab. 4.3.1 Riepilogo del numero di pannelli difettosi in relazione al numero totale di pannelli prodotti giornalmente. In rosa è evidenziato il giorno di introduzione della soffiatura.

Si è deciso di calcolare le percentuali in relazione al numero di pannelli prodotti giornalmente e non in base al singolo ordine giornaliero che presentava difetto in quanto nel caso di ordini con solamente pochi pezzi (2 o 3) le percentuali di incidenza del difetto risultavano disturbanti e non completamente corrispondenti all'andamento generale. Di seguito riportiamo quindi i due grafici che mostrano l'andamento temporale del difetto prima del 20 dicembre 2018 e quindi prima dell'introduzione della soffiatura dei pannelli, e dopo.

Dai grafici precedenti si evince che prima del 20 dicembre il difetto ha avuto un andamento addirittura crescente nel tempo, mentre dopo l'introduzione della pulitura vi è stato un vistoso decremento, che ha portato il manifestarsi del difetto quasi ad azzerarsi. Di seguito riportiamo un grafico completo che mostra bene il cambiamento.



Conclusioni

In questo lavoro di tesi si è proceduto a una prima parte introduttiva alla tecnologia fotovoltaica, necessaria per la comprensione di alcuni concetti espressi nelle pagine successive. Si sono analizzati i diversi tipi di difetti che possono affliggere nel corso della loro vita i moduli fotovoltaici, differenziando in base alla tipologia di tecnologia impiegata (silicio cristallino, *thin-film*, *thin-film* Cd-Te). Si è visto come alcuni difetti possono interessare tutte le tipologie di moduli FV, ovvero delaminazione, rottura del *frame*, *junction box* difettosa, perdita di adesione del *back sheet*. Altri tipi di difetti affliggono moduli in silicio cristallino, come i difetti di natura meccanica (differenziati in base alle diverse fasi di vita del modulo, quali produzione, fabbricazione del modulo, trasporto e installazione, fenomeni atmosferici), la degradazione dello strato di EVA, il fenomeno delle *snail trails* (“bave di lumaca”) di recente trattazione, i *burn marks*, celle disconnesse e nastri di interconnessione delle stringhe danneggiati, diodi di bypass difettosi, il fenomeno del LID, per il quale sono state differenziate le diverse tipologie (BO-LID e Cu-LID), e quello del PID, per il quale si sono proposte delle metodologie di analisi per l’identificazione e l’eliminazione del difetto. Per quanto riguarda i moduli a film sottile, sono stati trattati i difetti di micro-archi ai connettori e *shunt hot spot*, mentre per la tecnologia Cd-Te si è accennato ai fenomeni di rottura del vetro frontale e degradazione dei contatti posteriori. Nella terza parte di questa trattazione ci siamo soffermati sulle diverse tecniche di analisi dei difetti sopracitati, disponibili sul mercato e più affidabili nella ricerca delle imperfezioni. Tra queste abbiamo descritto in maniera dettagliata l’ispezione visiva, il test di isolamento elettrico, l’analisi della curva I-V con le diverse tipologie di tracciamento e le possibili interpretazioni della curva, l’analisi tramite elettroluminescenza, l’analisi tramite termografia (differenziata in termografia stazionaria, *lock-in* e a impulsi), l’analisi tramite fluorescenza, l’analisi tramite STD (trasmissione dei segnali). Tutti questi metodi permettono di identificare in maniera abbastanza efficace i diversi tipi di difetti più comuni nei moduli fotovoltaici. Certamente l’analisi della curva I-V, l’elettroluminescenza e la termografia rimangono gli strumenti più validi per operare una buona analisi dei problemi. Nella quarta e ultima parte del lavoro è stato infine trattato un caso pratico di applicazione dei concetti finora esposti in una realtà aziendale nella provincia di Torino. L’analisi sperimentale del problema riscontrato su alcuni moduli con celle SunPower ha permesso di risolvere il difetto. In particolare, l’azienda ha cambiato il proprio ciclo produttivo permettendo la quasi scomparsa del fenomeno. Le celle SunPower impiegate presentano contatti posteriori molto fitti e le impurità prodotte durante la saldatura creavano contatti tra il polo positivo e il polo negativo, causando il difetto riscontrato. Una pulizia ottimale delle stringhe tramite aria compressa prima della laminazione ha permesso di azzerare quasi la comparsa del difetto e i dati raccolti dimostrano un significativo calo in questo senso. Molto interessante è stato quindi applicare i concetti esposti teoricamente, in particolare l’elettroluminescenza e l’analisi delle curve I-V, ad un caso pratico; ciò ne ha decretato l’efficacia nell’identificazione del difetto e ha dato numerosi spunti di riflessione sulle possibili cause.

Bibliografia

- (1) IEA, *Review of Failures of Photovoltaic Modules Final*, 2014.
- (2) N. Park, C. Han, W. Hong and D. Kim, *The effect of encapsulant delamination on electrical performance of PV module*, 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, WA, 2011, pp. 001113-001115.
- (3) Jordan, D. C., Silverman, T. J., Wohlgemuth, J. H., Kurtz, S. R., and VanSant, K. T. (2017) Photovoltaic failure and degradation modes. *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, 25: 318–326.
- (4) Davide Murgia, *Tesi di laurea - Tecniche per l'identificazione dei difetti e per l'analisi delle performance nei moduli fotovoltaici*, 2018.
- (5) Michele Cândida Carvalho de Oliveira, Antônia Sonia Alves Diniz Cardoso, Marcelo Machado Viana, Vanessa de Freitas Cunha Lins, *The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 81, Part 2, 2018, Pages 2299-2317.
- (6) C. Peike, L. Purschke, K. Weiss, M. Köhl and M. Kempe, *Towards the origin of photochemical EVA discoloration*, 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Tampa, FL, 2013, pp. 1579-1584.
- (7) Guangda Zhou, Xi Xiong, Wei Zhou, Yafeng Liu, Yan Sang and Zhining Kou, *Mechanism analysis of snail trails in photovoltaic modules*, 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), New Orleans, LA, 2015, pp. 1-4.
- (8) Jipeng Chang, H. Yang, He Wang and Dingyue Cao, *The investigation of snail trails in photovoltaic modules*, 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), New Orleans, LA, 2015, pp. 1-5.
- (9) A. Dolara, G. C. Lazaroiu, S. Leva, G. Manzolini and L. Votta, *Snail Trails and Cell Microcrack Impact on PV Module Maximum Power and Energy Production*, in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 6, no. 5, pp. 1269-1277, Sept. 2016
- (10) M. de Biasio, R. Leitner and C. Hirschl, *Detection of snail tracks on photovoltaic modules using a combination of Raman and fluorescence spectroscopy*, 2013 Seventh International Conference on Sensing Technology (ICST), Wellington, 2013, pp. 334-337.
- (11) Jeanette Lindroos, Hele Savin, *Review of light-induced degradation in crystalline silicon solar cells*, Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 147, 2016, Pages 115-126.
- (12) B. Sopori *et al.*, *Understanding light-induced degradation of c-Si solar cells*, 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Austin, TX, 2012, pp. 001115-001120.
- (13) Jan Šlamberger, Michael Schwark, Bas B. Van Aken, Peter Vrtič, *Comparison of potential-induced degradation (PID) of n-type and p-type silicon solar cells*, Energy, Volume 161, 2018, Pages 266-276.
- (14) Wei Luo, Yong Sheng Khoo, Peter Hacke, Volker Naumann, Dominik Lausch, Steven P. Harvey, Jai Prakash Singh, Jing Chai, Yan Wang, Armin G. Aberle and Seeram Ramakrishna, *Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review*, Energy Environ. Sci., 2017.
- (15) Filippo Spertino, Jawad Ahmad, Alessandro Ciocia, Paolo Di Leo, Ali F. Murtaza, Marcello Chiaberge, *Capacitor charging method for I-V curve tracer and MPPT in photovoltaic systems*, Solar Energy, Volume 119, Pages 461-473, 2015.
- (16) E. Duran, M. Piliougine, M. Sidrach-de-Cardona, J. Galan and J. M. Andujar, *Different methods to obtain the I-V curve of PV modules: A review*, 2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference, San Diego, CA, USA, 2008, pp. 1-6.

- (17) Shinichi Takada Toru Takehara, *Measurement of insulation resistance of configurable photovoltaic panels in a photovoltaic array*, Applied Core Tech Inc., 2012.
- (18) G. Nanda, R. Dash, S. C. Swain, G. Jha, R. Kumar and R. Siddiqui, *A review on different types of PV testing and their optimization*, 2016 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT), Nagercoil, 2016, pp. 1-5.
- (19) K. Kijkanjanapaiboon, M. Xie and X. Fan, *Investigation of Geometry, Frequency and Material's Effects in Lock-In Thermography Applications in Semiconductor Packages*, 2016 IEEE 66th Electronic Components and Technology Conference (ECTC), Las Vegas, NV, 2016, pp. 1423-1429.
- (20) ITC e F. systems, *Manuale di termografia ad infrarossi per il mercato delle costruzioni e delle energie rinnovabili*, 2011.
- (21) B. P. Lockridge, O. Lavrova and W. B. Hobbs, *Comparison of electroluminescence image capture methods*, 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Portland, OR, 2016, pp. 0876-0879.
- (22) M. Frazão, J.A. Silva, K. Lobato, J.M. Serra, *Electroluminescence of silicon solar cells using a consumer grade digital camera*, Measurement, Volume 99, 2017, Pages 7-12.
- (23) B. Abdellatif *et al.*, *Experimental Evaluation of Performance Drop for Crystalline Photovoltaic Modules Affected by Snail Trails Defect*, 2018 International Conference on Photovoltaic Science and Technologies (PVCon), Ankara, Turkey, 2018, pp. 1-5.
- (24) J. Oh, S. Dahal, B. Dauksher, S. Bowden, G. Tamizhmani and P. Hacke, *A novel technique for performing PID susceptibility screening during the solar cell fabrication process*, 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Portland, OR, 2016, pp. 0907-0910.
- (25) B. Roeder, J. Schlothauer and M. Koehl, *Fluorescence imaging for analysis of the degradation of PV-modules*, 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, WA, 2011, pp. 003606-003608.
- (26) F. Spertino, *Photovoltaic Power System - short handbook*, Torino, 2016.
- (27) SunPower Corporation, *Maxeon Gen II Solar Cells*.
- (28) P. J. Cousins *et al.*, *Generation 3: Improved performance at lower cost*, 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, HI, 2010, pp. 000275-000278.
- (29) William P. Mulligan, Doug H. Rose, Michael J. Cudzinovic, Denis M. De Ceuster, Keith R. McIntosh, David D. Smith, and Richard M. Swanson, *Manufacture of solar cells with 21% efficiency*, SunPower Corporation, 430 Indio Way, Sunnyvale, CA 94085, USA.
- (30) M.W.P.E. Lamers, A.A. Mewe, I.G. Romijn, E.E. Bende, Y. Komatsu, M. Koppes, D. Morecroft, M. Cascant, F.J. Castano, A.W. Weeber, I. Cesar, *Towards 21% Efficient n-C_z IBC Based on Screen Printing*, 2011.
- (31) M.K. Mat Desa, S. Sapeai, A.W. Azhari, K. Sopian, M.Y. Sulaiman, N. Amin, S.H. Zaidi, *Silicon back contact solar cell configuration: A pathway towards higher efficiency*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 60, 2016.
- (32) Zach Campeau, Michael Anderson Ph.D., Ernest Hasselbrink, Ph.D., David Kavulak Ph.D., Yu-Chen Shen Ph.D., Ryan Lacerda, Akira Terao Ph.D., Sander Caldwell Ph.D., Zoe Defreitas, Lauren Leonard, Mark Mikofski Ph.D., Dave DeGraaff, Ph.D, Arief Budiman Ph.D., *SunPower® Module Degradation Rate*, 2013.
- (33) www.wikipedia.it
- (34) www.solbian.eu
- (35) www.sunpowercorp.it

