POLITECNICO DI TORINO

Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



Tesi di Laurea Magistrale

Studio teorico-sperimentale dell'invecchiamento di moduli fotovoltaici in silicio monocristallino

Relatori: Prof. Filippo Spertino Ing. Gabriele Malgaroli **Candidato**: Edoardo Rinaldi

Dicembre 2021

Anno Accademico 2020/2021

II

Ai miei genitori, a mia sorella, ai miei zii, a mio cugino, ai miei cari nonni: mi avete aiutato a trovare la strada, avete reso meno tortuoso il sentiero e meno ripida la salita.

Questo traguardo è di tutti Voi.

IV

"Hold on If love is the answer You're home"

[Daft Punk, Touch]

"Il male assoluto del nostro tempo è di non credere nei valori. Non ha importanza che siano religiosi oppure laici. I giovani devono credere in qualcosa di positivo e la vita merita di essere vissuta solo se crediamo nei valori, perché questi rimangono anche dopo la nostra morte."

[Rita Levi Montalcini]

Indice

| 1 | La t | a tecnologia fotovoltaica | | | |
|--|---|--|---|-----|--|
| | 1.1 | Caratteristiche della risorsa solare | | | |
| | 1.2 | L'effet | to fotovoltaico | . 5 | |
| | 1.3 | La pro | duzione delle celle in m-Si | .7 | |
| | 1.4 | Il circu | ito equivalente della cella solare | 10 | |
| | 1.5 | 5 Perdite di conversione in una cella solare | | | |
| | 1.6 | La curva I-V ed i parametri caratteristici di una cella fotovoltaica | | 12 | |
| | 1.7 | Il rendimento della cella fotovoltaica | | 16 | |
| 2 | Il m | odulo fo | otovoltaico | 17 | |
| | 2.1 | La stru | ttura del modulo fotovoltaico | 17 | |
| | 2.2 | Misma | .tch | 19 | |
| | 2.2. | 1 M | lismatch in celle collegate in serie | 19 | |
| | 2.2. | 2 M | lismatch in celle collegate in parallelo | 22 | |
| | 2.3 | Rendin | nento di un modulo fotovoltaico | 24 | |
| | 2.4 | Fill Fa | ctor | 26 | |
| | 2.5 | Condiz | zioni di riferimento e parametri nominali di un modulo fotovoltaico | 27 | |
| | 2.5. | 1 Co | orrezione dei parametri in funzione di temperatura e irradianza | 27 | |
| | 2.5. | 2 N | ominal Operating Cell Temperature (NOCT) | 30 | |
| | 2.6 | Il gene | ratore ed il sistema fotovoltaico | 31 | |
| | 2.6. | 1 Co | omponenti di un sistema fotovoltaico | 31 | |
| | 2.6. | 2 Il | Performance Ratio | 32 | |
| | 2.6. | 3 A | ccoppiamento fra generatore fotovoltaico e carico | 34 | |
| | 2.7 | Test e | Certificazioni | 37 | |
| 3 | I co | ncetti di | i "degradation", "ageing" e "failure" | 39 | |
| | 3.1 | Riduzi | one della potenza in uscita | 42 | |
| | 3.2 | Potenti | al Induced Degradation | 44 | |
| 3.3 Invecchiamento della cella solare | | hiamento della cella solare | 46 | | |
| | 3.4 | Corto o | circuito fra celle adiacenti | 46 | |
| 3.5 Circui | | Circuit | to aperto all'interno delle celle | 47 | |
| | 3.6 Circuito aperto nella connessione fra celle | | to aperto nella connessione fra celle | 47 | |
| 3.7 Circuito aperto all'interno del modulo | | | to aperto all'interno del modulo | 48 | |

| | 3.8 | Cort | o circuito all'interno del modulo | 48 | | | |
|--------------|-----------|-------|---|----|--|--|--|
| | 3.9 | Rott | ura del vetro del modulo | 48 | | | |
| | 3.10 | Dela | aminazione del modulo | 48 | | | |
| | 3.11 | Forn | nazione di hot-spot | 49 | | | |
| | 3.12 | Guas | sto dei diodi di bypass | 50 | | | |
| | 3.13 | Dete | erioramento dell'incapsulante | 50 | | | |
| | 3.14 | Perd | lite d'isolamento | 50 | | | |
| 4 | Teci | niche | per l'analisi delle prestazioni dei moduli fotovoltaici | 53 | | | |
| | 4.1 | Dife | tti Elettrici | 53 | | | |
| | 4.1. | 1 | Misura tramite carica del condensatore | 54 | | | |
| | 4.1.2 | 2 | Misura tramite carico elettronico | 55 | | | |
| | 4.1. | 3 | Misura tramite resistenza variabile | 56 | | | |
| | 4.1.4 | 4 | Misura con MPPT | 56 | | | |
| | 4.2 | Dife | tti Meccanici | 56 | | | |
| | 4.2. | 1 | Elettroluminescenza | 57 | | | |
| | 4.3 | Altri | i tipi di difetti | 64 | | | |
| | 4.3. | 1 | Termografia | 64 | | | |
| | 4.3.2 | 2 | Fluorescenza | 66 | | | |
| 5 | Prov | ve Sp | erimentali | 69 | | | |
| | 5.1 | Misı | ura delle curve I-V: set-up sperimentale | 69 | | | |
| | 5.2 | Misı | ura delle curve I-V: risultati delle prove | 79 | | | |
| | 5.2. | 1 | Risultati del modulo con prestazioni peggiori | 80 | | | |
| | 5.2.2 | 2 | Risultati del modulo con prestazioni migliori | 82 | | | |
| | 5.2.3 | 3 | Risultati di un modulo con prestazioni "intermedie" | 84 | | | |
| | 5.2.4 | 4 | Tabella riassuntiva dei risultati | 86 | | | |
| | 5.3 | Prov | e di elettroluminescenza | 92 | | | |
| | 5.3. | 1 | Fotografia del modulo #2 | 92 | | | |
| 5.3. | | 2 | Fotografia del modulo #5 | 93 | | | |
| | 5.3.3 | | Fotografia del modulo #7 | 94 | | | |
| C | | 96 | | | | | |
| Bibliografia | | | | | | | |
| A | Appendice | | | | | | |

Elenco delle figure

| Figura 1-1. Generazione di energia elettrica da solare fotovoltaico 2000-2030. [1] | 3 |
|--|----------|
| Figura 1-2. Aumento di capacità netta del solare fotovoltaico per segmento di applicazione, 201 | 7- |
| 2022. [1] | 5 |
| Figura 1-3. Schema di funzionamento di una giunzione p-n. | 6 |
| Figura 1-4. Lingotti di silicio monocristallino. | 8 |
| Figura 1-5. Cella in silicio monocristallino. | 9 |
| Figura 1-6. Circuito equivalente di una cella solare | 10 |
| Figura 1-7. Curva caratteristica I-V di un modulo fotovoltaico. [5] | 12 |
| Figura 1-8. Caratteristica I-V di un modulo FV con funzionamento da generatore e da carico. [4 | 4] |
| Figura 1-9 Caratteristica I-V di un modulo fotovoltaico al variare dell'irradianza a 25°C | 13 14 |
| Figura 1-10 Caratteristica I-V di un modulo fotovoltaico al variare della temperatura a 1000 | |
| W/m^2 | 15 |
| Figura 2-1. Cella, modulo e stringa fotovoltaica. [6] | 17 |
| Figura 2-2. Struttura di un modulo fotovoltaico. [7] | 18 |
| Figura 2-3. Mismatch nel collegamento in serie. | 20 |
| Figura 2-4. Confronto tra potenza massima di due celle in serie e somma delle potenze delle | |
| singole celle | 20 |
| Figura 2-5. Azione del diodo di bypass in parallelo ad una stringa di celle | 21 |
| Figura 2-6. Mismatch nel collegamento in parallelo. | 22 |
| Figura 2-7. Azione di un diodo di bypass connesso in serie alle celle | 23 |
| Figura 2-8. Rappresentazione grafica di un FF con valore alto (a sinistra) e con valore basso (a | l |
| destra). | 26 |
| Figura 2-9. Curva I-V di un generatore fotovoltaico e intersezioni con varie rette di carico. [9] | 34 |
| Figura 2-10. Funzionamento del MPPT al variare di irradianza e temperatura | 35 |
| Figura 2-11. Esempio di Buck Converter. | 36 |
| Figura 2-12. Simbolo che segnala l'appartenenza alla classe II di isolamento | 38 |
| Figura 3-1. Principali meccanismi di degradazione e grado di severità confrontati su base | |
| temporale per moduli in m-Si e p-Si. [12] | 40 |
| Figura 3-2. Principali meccanismi di degradazione e grado di severità confrontati su base | |
| temporale per moduli a film sottili. [10] | 41 |
| Figura 3-3. Modulo soggetto a "shading" parziale | 42 |
| Figura 3-4. Modulo fotovoltaico soggetto a "soiling". [13] | 43 |
| Figura 3-5. Strati di materiale che compongono un modulo fotovoltaico. [11] | 44 |
| Figura 3-6. Esempio di possibile percorso in cui si verifica una perdita di corrente tra cella e tel | laio |
| in alluminio. [16] | 45 |
| Figura 3-7. Celle adiacenti soggette a corto-circuito di connessione. [11] | 46 |
| | |

| Figura 3-8. Cella fratturata con evidenza dell'importanza dei busbars interconnessi per la | |
|--|------|
| prevenzione del guasto. [11] | 47 |
| Figura 3-9. Moduli fotovoltaici soggetti a delaminazione per varie cause. [10] | . 49 |
| Figura 3-10. Formazione di Hot-spot su un modulo fotovoltaico. [10] | . 49 |
| Figura 4-1. Schema semplificato del circuito con condensatore per la misura delle curve I-V | . 54 |
| Figura 4-2. Profilo corrente-tensione durante il transitorio di carica | . 55 |
| Figura 4-3. Lunghezza d'onda dei segnali di luminescenza del silicio | . 57 |
| Figura 4-4. Ambiente e dispositivi utilizzati durante il test ad elettroluminescenza | . 58 |
| Figura 4-5. Cella con macchia scura in superficie | . 59 |
| Figura 4-6. Cella affetta da "chain pattern" | . 60 |
| Figura 4-7. Cella affetta da fingers difettosi | . 60 |
| Figura 4-8. Cella affetta da busbars difettosi | . 61 |
| Figura 4-9. Cella fratturata a causa di uno stress meccanico | . 62 |
| Figura 4-10. Cella con fingers interrotti | . 62 |
| Figura 4-11. Cella con frattura provocata presumibilmente da grandine | . 63 |
| Figura 4-12. Tabella riassuntiva dei difetti riscontrabili con i test termografici | . 65 |
| Figura 4-13. Corretto posizionamento angolare della termocamera | . 66 |
| Figura 4-14. Schema delle linee di penetrazione dei raggi UV nei vari strati di materiale | |
| incapsulante | . 67 |
| Figura 4-15. Immagini ricavate durante un test di fluorescenza | . 68 |
| Figura 5-1. Box contenente il condensatore elettrolitico. | . 69 |
| Figura 5-2. Sensore di corrente modello Sapphire | . 70 |
| Figura 5-3. Sensore di corrente modello AC LEM-HEME PR 30 | . 70 |
| Figura 5-4. Sonda di temperatura per la misura della temperatura di cella | . 71 |
| Figura 5-5. Piranometro utilizzato per la misura dell'irradianza | . 71 |
| Figura 5-6. Sensore di irradianza collegato al modulo fotovoltaico | . 72 |
| Figura 5-7. Alimentatore utilizzato durante i test al Politecnico di Torino | . 73 |
| Figura 5-8. Modulo fotovoltaico oggetto della prova collegato al sistema di acquisizione dei dat | i.74 |
| Figura 5-9. Impianto fotovoltaico sul tetto del Politecnico di Torino (vista laterale) | . 75 |
| Figura 5-10. Impianto fotovoltaico sul tetto del Politecnico di Torino (vista frontale) | . 75 |
| Figura 5-11. Banco di prova utilizzato durante i test sui moduli fotovoltaici | 76 |
| Figura 5-12. Convertitore A/D DAQ-NI USB-6251 BNC. | . 76 |
| Figura 5-13. Schermata di acquisizione dei dati | . 77 |
| Figura 5-14. Risultati dei test sul modulo #2 resi graficamente | 81 |
| Figura 5-15. Risultati dei test sul modulo #5 resi graficamente | . 83 |
| Figura 5-16. Caratteristica I-V modulo #7 | . 85 |
| Figura 5-17. Istogramma della distribuzione del decremento percentuale di potenza tra i moduli. | . 87 |
| Figura 5-18. Istogramma della distribuzione del decremento percentuale di corrente tra i moduli | i. |
| | . 88 |
| Figura 5-19. Istogramma della distribuzione del decremento percentuale di tensione tra i moduli | i.88 |
| Figura 5-20. Istogramma della distribuzione del Fill Factor tra i moduli | 90 |
| Figura 5-21. Istogramma della distribuzione del rendimento fra i moduli | 91 |

| Figura 5-22. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #2. 92 |
|--|
| Figura 5-23. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #5. 93 |
| Figura 5-24. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #7. 94 |
| Figura 0-1. Caratteristica I-V modulo #1 |
| Figura 0-2. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #1. 102 |
| Figura 0-3. Caratteristica I-V modulo #2104 |
| Figura 0-4. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #2. 105 |
| Figura 0-5. Caratteristica I-V modulo #3 |
| Figura 0-6. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #3. 108 |
| Figura 0-7. Caratteristica I-V modulo #4 |
| Figura 0-8. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #4. 111 |
| Figura 0-9. Caratteristica I-V modulo #5 |
| Figura 0-10. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #5. |
| |
| Figura 0-11. Caratteristica I-V modulo #6 |
| <i>Figura 0-12. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #6.</i> |
| |
| Figura 0-13. Caratteristica I-V modulo #/ |
| Figura 0-14. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #/. |
| |
| Figura 0-15. Caratteristica I-V modulo #8 |
| Figura 0-16. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #8. |
| Eisens 0.17. Counteristics I. V. and J. Le #0. |
| Figura 0-17. Caralleristica I-V moaulo #9123 |
| <i>Figura 0-18. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo</i> #9. |
| $\frac{126}{126}$ |
| Figura 0-19. Caratteristica I-V modulo $\#10$ |
| Figura 0-20. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #10. |
| |

Elenco delle tabelle

| Tabella 1. Dati di targa dei moduli Isophoton sottoposti alle prove | 77 |
|---|-----|
| Tabella 2. Risultati dei test eseguiti sul modulo #2 | 80 |
| Tabella 3. Risultati dei test eseguiti sul modulo #5 | |
| Tabella 4. Risultati dei test eseguiti sul modulo #7 | |
| Tabella 5. Tabella riassuntiva dei risultati delle prove | 86 |
| Tabella 6. Risultati dei test eseguiti sul modulo #1 | |
| Tabella 7. Risultati dei test eseguiti sul modulo #2 | |
| Tabella 8. Risultati dei test eseguiti sul modulo #3 | |
| Tabella 9. Risultati dei test eseguiti sul modulo #4 | 109 |
| Tabella 10. Risultati dei test eseguiti sul modulo #5 | 112 |
| Tabella 11. Risultati dei test eseguiti sul modulo #6 | 115 |
| Tabella 12. Risultati dei test eseguiti sul modulo #7 | 118 |
| Tabella 13. Risultati dei test eseguiti sul modulo #8 | 121 |
| Tabella 14. Risultati dei test eseguiti sul modulo #9 | 124 |
| Tabella 15. Risultati dei test eseguiti sul modulo #10 | 127 |

XII

Introduzione

Negli ultimi anni il crescente interesse a livello mondiale per le fonti rinnovabili ha portato la comunità scientifica a focalizzare l'attenzione sulla ricerca e sull'impiego di tecnologie innovative per la produzione e l'accumulo di energia: sebbene esistano differenze significative tra i vari Paesi, la possibilità di limitare le emissioni (tema su cui negli ultimi anni la comunità scientifica ha ampiamente dibattuto) e di massimizzare il rendimento economico ha convinto gli investitori a concentrare gli sforzi nella progettazione di impianti di produzione "eco-sostenibili".

Uno dei settori di maggiore interesse nell'ambito della ricerca è quello che riguarda la risorsa solare e, di conseguenza, la possibilità di sfruttare gli impianti fotovoltaici per la generazione di energia elettrica.

L'obiettivo di poter disporre di una tecnologia pronta a soddisfare determinati requisiti di producibilità ha portato la comunità scientifica a concentrarsi sull'analisi dell'efficienza dei moduli fotovoltaici, in termini di materiale costruttivo, collegamento agli altri componenti ed integrazione alla rete elettrica: uno degli aspetti più critici riguarda sicuramente lo studio dei difetti e dell'invecchiamento che essi subiscono durante il loro funzionamento e che devono essere adeguatamente prevenuti e contrastati.

Lo studio svolto nel lavoro di tesi mira ad analizzare differenti tecniche di individuazione di difetti e di determinazione delle prestazioni dei moduli fotovoltaici grazie alle prove sperimentali svolte presso il Dipartimento di Energia del Politecnico di Torino: le metodologie di identificazione dello stato di degrado applicate durante i test sperimentali sono il tracciamento delle curve I-V e l'ElettroLuminescenza.

Al fine di definire lo stato di funzionamento di moduli dopo quasi vent'anni di esercizio, gli stessi sono stati sottoposti ad un ciclo di test all'aperto in condizioni di irradianza solare incidente per tracciare la caratteristica I-V ed estrapolare i parametri elettrici caratteristici e successivamente sono stati analizzati tramite le fotografie ricavate dalle prove di ElettroLuminescenza con modulo completamente ombreggiato ed alimentato come carico.

In conclusione, verranno illustrati i risultati dei due tipi di test effettuati e confrontati per determinare lo stato di degrado dei moduli presi in esame, ponendo l'accento sulle differenze tra il modulo con le migliori prestazioni e quello in più avanzato stato di invecchiamento.

Capitolo 1

1 La tecnologia fotovoltaica

1.1 Caratteristiche della risorsa solare

Gli impianti fotovoltaici rappresentano sicuramente una delle tecnologie attualmente più diffuse ed utilizzate: il costante aumento della quota globale di generazione di energia elettrica dovuta al solare fotovoltaico è mostrato nella Figura 1-1. Numericamente, appare chiaro come entro il 2030 tale valore sarà, almeno ipoteticamente, più che triplicato (quasi 3500 TWh), a fronte di una crescita annuale media stimata del 15% a partire dal 2019. [1]



IEA. All Rights Reserved

Figura 1-1. Generazione di energia elettrica da solare fotovoltaico 2000-2030. [1]

L'attenzione rivolta all'utilizzo della risorsa è giustificata da una serie di considerazioni:

- l'energia proveniente dal sole è di diversi ordini di grandezza superiore al consumo collegato alle attività antropiche, per cui è potenzialmente disponibile una cospicua quantità di risorsa non ancora utilizzata per la generazione di energia;
- è largamente diffusa a livello globale e, nonostante variazioni giornaliere e mensili, si può considerare costante su base annuale.

L'energia solare viene sfruttata principalmente in tre applicazioni:

- il solare termico, in cui i raggi del sole vengono utilizzati per riscaldare l'acqua contenuta in un serbatoio d'accumulo;
- il solare fotovoltaico, in cui tale energia viene convertita in elettricità;
- il solare a concentrazione, che sfrutta un sistema di specchi parabolici per produrre elettricità dai raggi solari e fornire calore a temperature elevate.

A livello impiantistico, l'impiego della risorsa solare porta alcuni vantaggi considerevoli, soprattutto per quanto riguarda l'applicazione fotovoltaica: tali sistemi infatti convertono l'energia solare in maniera diretta in elettricità (con efficienza tra il 6% ed il 22%), non passando quindi per la trasformazione del calore in energia elettrica come avviene negli impianti solari a concentrazione; inoltre, non richiedono acqua per il raffreddamento come invece avviene negli impianti a combustibile fossile o nucleare. [2]

Altri vantaggi piuttosto evidenti sono la lunga vita e l'alta affidabilità degli impianti (in media, più di 25 anni di funzionamento con EPBT – Expected Pay Back Time - di circa 2 anni), il basso costo di manutenzione, l'assenza di rumore ed inquinamento durante le fasi operative, la possibilità di riciclare il materiale senza produzione di rifiuti alla fine della vita dell'impianto. [2]

È tuttavia necessario segnalare come ci siano ancora degli aspetti che limitano il potenziale della risorsa: la produzione di energia è soggetta ad importanti fluttuazioni, gli impianti necessitano di molti componenti ausiliari ed il costo d'installazione è particolarmente oneroso (1000-2000 \in/kW_p).

Una delle applicazioni più diffuse della risorsa solare è quella degli impianti fotovoltaici. Secondo uno studio dell'IEA, nei prossimi anni il solare fotovoltaico si consoliderà come tecnologia predominate nel mercato e occuperà una quota sempre più significativa della capacità produttiva delle fonti rinnovabili di energia: si stima infatti un aumento della capacità di circa 125 GW all'anno nel periodo tra il 2021 e il 2025. [1]

La Figura 1-2 mostra in maniera sintetica l'aumento annuale, storico e previsto, della capacità produttiva netta di energia elettrica da solare fotovoltaico, confermando in maniera diretta la grande importanza della tecnologia negli anni futuri.



Figura 1-2. Aumento di capacità netta del solare fotovoltaico per segmento di applicazione, 2017-2022. [1]

1.2 L'effetto fotovoltaico

Come detto, le celle fotovoltaiche sono in grado di generare tensione e corrente elettrica quando esse sono esposte alla luce solare. Le celle sono composte da un materiale semiconduttore (che solitamente è il silicio), il cui "energy gap" (o "bandgap", termine con cui si intende il salto energetico tra la banda di conduzione e la banda di valenza) è sufficientemente ampio per produrre sia tensione che corrente.

La cella è costruita unendo due strati di silicio per formare la "giunzione p-n": uno strato ha un drogaggio di tipo "p" (ottenuto con l'aggiunta di un atomo trivalente, come quello del boro) e quindi

un eccesso di vacanze nel reticolo cristallino, l'altro strato è invece drogato con un atomo pentavalente come il fosforo (tipo "n") ed ha un eccesso di elettroni.



Figura 1-3. Schema di funzionamento di una giunzione p-n.

In questo modo si ottiene un funzionamento "a diodo", ovvero un componente la cui caratteristica principale è di permettere il flusso di corrente elettrica in un senso bloccandolo quasi completamente nell'altro.

La cella è così in grado di produrre elettricità sfruttando i fotoni della radiazione solare: tale meccanismo è chiamato "effetto fotovoltaico" e si realizza solo quando i fotoni hanno sufficiente energia per creare le coppie elettrone-vacanza.

In presenza di un campo elettrico all'interfaccia della giunzione p-n, gli elettroni sono attratti verso l'area N (con drogaggio di tipo "n", a carica positiva) mentre le vacanze verso l'area P (a carica negativa).

Questo movimento di cariche dà origine alla corrente fotovoltaica (I_{ph}) e, di conseguenza, permette alla cella di produrre energia elettrica.

1.3 La produzione delle celle in m-Si

La maggior parte delle celle solari attualmente in commercio è in silicio mono (m-Si) o policristallino (p-Si), ma negli ultimi anni il mercato è stato caratterizzato dalla diffusione di tecnologie innovative come i film sottili (o "thin film") e le celle multi-giunzione: i moduli fotovoltaici oggetto dei test descritti successivamente nel lavoro di tesi sono anch'essi in silicio, del tipo m-Si, di cui di seguito vengono descritte le fasi di produzione.

Il primo passo per ottenere il materiale finale di cui sono composte le celle è la produzione del cosiddetto "Metallurgical Grade Silicon" (MG-Si), derivante dal quarzo trattato in un crogiolo di grafite e sottoposto ad un arco elettrico tra temperature di 1800 e 2000°C. [3]

In questa fase avviene la seguente reazione chimica:

Equazione 1. Reazione chimica con cui si produce il silicio.

 $SiO_2 + 2C \rightarrow Si + 2CO$

L'Equazione 1 mostra come viene prodotto nel crogiolo il silicio, avente un grado di purezza di 98-99%: la produzione annuale di MG-Si supera i 7 milioni di tonnellate ed è particolarmente utilizzato nell'industria, grazie al basso costo (1-2 \$/kg). Il processo è caratterizzato da un consumo di energia elettrica di 50 kWh/kg, ma la CO₂ generata dal monossido di carbonio è di basso impatto (meno di 0,3 g/kWh).

Il secondo step della produzione è l'estrema purificazione del silicio, fino ad una concentrazione di impurità di $10^{-7} - 10^{-9}$: alla fine del processo si ottiene il "Solar Grade Silicon" (SG-Si), comune nell'industria elettronica e fotovoltaica, prodotto per più di 300.000 tonnellate all'anno e con un costo di 10-15 \$/kg.

La produzione del SG-Si si può dividere in tre fasi:

- Il MG-Si, ridotto a polvere, viene posto con dell'acido cloridrico in fase gassosa in un reattore a letto fluido in cui avviene una reazione esotermica con rilascio di triclorosilano (SiHCl₃) ed idrogeno H₂;
- Il triclorosilano è purificato da cloruri attraverso un processo di distillazione frazionata: il triclorosilano è in stato liquido a temperature inferiori a 30°C, in modo che sia semplice separarlo dall'idrogeno;
- Il silicio ad alto grado di purezza viene infine prodotto attraverso una "Chemical Vapour Deposition" (CVD) in un reattore Siemens (a temperature tra 1100 e 1300 °C e grande consumo di elettricità – circa 200 kWh/kg);

Il silicio puro rilasciato dal triclorosilano viene raccolto in una barra ad U: alla fine della deposizione (che dura dieci giorni per ogni tonnellata), il silicio viene estratto in forma di frammenti irregolari (chiamati "chunks") rompendo la barra.

Un'altra strada è la produzione di silicio granulare, che si ottiene rimpiazzando la terza fase nel reattore Siemens con una reazione a temperature minori (800°C) in un processo continuo in un reattore a letto fluido, in cui vengono introdotti particelle di Si, SiHCl₃ e idrogeno gassoso: il silicio puro in questo modo si deposita sulla superficie delle particelle, formando i granuli.

Il silicio così ottenuto ha ancora una struttura policristallina: per ottenere la struttura monocristallina (più ordinata), si utilizza il processo Czochralski, da cui si ricava una barra circolare di silicio (chiamato "ingot", traducibile con "lingotto"), che può essere lunga diversi metri ed avere un diametro fino a 450 mm: questa barra viene sottoposta ad un taglio, dal quale vengono ricavati i waferi di m-Si (in questa fase circa il 40-50% di materiale viene perso). [4]



Figura 1-4. Lingotti di silicio monocristallino.

La tecnologia m-Si (che ha un'efficienza di circa il 15%) è sicuramente una delle più diffuse a livello mondiale ed è la prima ad essere nata. Oltre a quella convenzionale, esistono due nuove tecnologie che mirano ad aumentare l'efficienza:

- Etero-giunzione m-Si/a-Si, con efficienze nell'ordine del 19-20%;
- Tecnologia "All back surface contacts", nel quale entrambi i contatti sono localizzati nella parte posteriore (efficienza del 20-21%).



Figura 1-5. Cella in silicio monocristallino.

1.4 Il circuito equivalente della cella solare

In prima approssimazione, il comportamento elettrico di una cella solare è descritto da un generatore di corrente ideale, proporzionale all'irradianza, e da un diodo connesso in antiparallelo.

Un circuito equivalente di una cella reale, come mostrato in Figura 1-6, tiene conto dei principali parametri che caratterizzano la cella solare: la corrente fotovoltaica I_{ph} descritta nel paragrafo 2.1, la corrente di giunzione I_j e la tensione V_j relativi al diodo D.



Figura 1-6. Circuito equivalente di una cella solare.

Il circuito presenta anche due ulteriori elementi dissipativi: una resistenza di "shunt" R_{Sh} e una resistenza in serie R_{S} .

La resistenza di "shunt" corrisponde alle perdite dalle superfici laterali della cella, nonostante esse in sede di fabbricazione siano, per quanto possibili, rese isolanti ("edge insulation").

La resistenza R_s invece è la somma della resistenza volumetrica del semiconduttore, delle resistenze degli elettrodi e di quelle dei loro contatti. Il contributo maggiore è dato, nella pratica, dall'elettrodo frontale, che ha una forma "a griglia", che consiste in "busbars" e "fingers" ortogonali tra di loro: essi servono per le connessioni saldate tra una cella e quella ad essa adiacente.

I "fingers", inoltre, raccolgono il contributo di corrente fotovoltaica prodotta sull'intera superficie della cella esposta alla luce solare.

Per calcolare la tensione e la corrente ai terminali del carico, è possibile applicare le leggi di Kirchoff presentate nell'Equazione 2 e nell'Equazione 3.

Equazione 2. Legge di Kirchoff della corrente.

 $I = I_{ph} - I_j - V_j / R_{Sh}$

Equazione 3. Legge di Kirchoff della tensione.

$$V = V_i - R_s \cdot I$$

1.5 Perdite di conversione in una cella solare

La conversione dell'energia solare in energia elettrica comporta una serie di perdite in gran parte inevitabili, di cui bisogna tenere conto per effettuare correttamente l'analisi delle prestazioni di un modulo. [3]

I principali fattori di perdita sono elencati di seguito:

- Riflessione della copertura superficiale della cella (≈10%): per evitare che una cospicua parte della radiazione solare venga riflessa, viene solitamente applicato un rivestimento antiriflesso.
- Surplus di energia dei fotoni incidenti (≈25%): una parte dei fotoni assorbiti ha un'energia molto maggiore di quella necessaria per generare le coppie elettrone-lacuna. Il surplus energetico si trasforma quindi in calore e diventa indisponibile per successive conversioni.
- Deficit di energia dei fotoni incidenti (≈20%): alcuni fotoni incidenti sul modulo non hanno sufficiente energia per creare coppie elettrone-lacuna. Sotto una certa soglia energetica, questi fotoni vengono quindi assorbiti sotto forma di energia termica.
- Fattore di ricombinazione (≈2%): non tutte le coppie elettrone-lacuna sono tenute separate dal campo elettrico di giunzione, ma una parte di esse si ricombina e la loro energia viene assorbita sotto forma di calore. La perdita si quantifica in base alle impurità e ai difetti del materiale.
- Fill Factor (≈20%): non tutta l'energia prodotta è trasferita al circuito esterno ma, in parte, viene dissipata nel diodo e nelle resistenze R_s e R_{sh}. Questo effetto determina la tipica "distorsione" della curva caratteristica della cella (come descritta nel successivo paragrafo) rispetto alla forma rettangolare "ideale".

Le celle fotovoltaiche in commercio raggiungono un'efficienza di conversione fino al $\approx 23\%$, dove per "efficienza di conversione" si intende il rapporto tra la massima potenza in uscita ($P_{max} \circ P_{u}$, misurata in Watt) e la potenza incidente $P_i = G \cdot A$ sulla superficie A (misurata in m²) della cella.

1.6 La curva I-V ed i parametri caratteristici di una cella fotovoltaica

Lo strumento più affidabile e completo per valutare le grandezze caratteristiche di un modulo fotovoltaico è rappresentato dalla cosiddetta "curva caratteristica I-V": si tratta di un diagramma in cui è riportata la tensione del modulo sull'asse delle ascisse e la corrente e la potenza sui due assi delle ordinate, esattamente come mostrato in Figura 1-7.



Figura 1-7. Curva caratteristica I-V di un modulo fotovoltaico. [5]

Tale caratteristica è particolarmente utile perché, mostrando le curve di corrente e potenza in funzione della tensione, permette di ricavare alcune grandezze fondamentali per gli studi di efficienza dei moduli.

Come mostrato in Figura 1-7, i punti più significativi del grafico sono:

- P_{max} (o P_{mpp}): punto in cui si raggiunge la massima potenza producibile dal modulo;
- I_{SC} ("corrente di corto circuito"): è l'intersezione tra la curva della corrente e l'asse delle ordinate ed è il valore che si raggiunge quando la tensione vale zero. Rappresenta il massimo valore di corrente teoricamente raggiungibile.
- I_{mpp} ("corrente nel punto di massima potenza"): proiezione sull'asse delle ordinate del punto di potenza massima;
- V_{OC} ("tensione di circuito aperto"): è l'intersezione tra la curva della corrente e l'asse delle ascisse ed è il valore che si ottiene quando la corrente vale zero. Rappresenta il massimo valore di tensione teoricamente raggiungibile.
- V_{mpp} ("tensione nel punto di massima potenza"): proiezione sull'asse delle ascisse del punto di potenza massima.

Lo studio può essere esteso osservando l'andamento di tale curva anche negli altri quadranti del diagramma: come si evince dalla Figura 1-8, nel II° e IV° quadrante assumono valori negativi, rispettivamente, la tensione e la corrente. In queste due aree la potenza è negativa (essendo data dal prodotto di tensione e corrente, seguendo l'Equazione 4) e viene quindi assorbita dalle celle: tale situazione è particolarmente delicata, in quanto il modulo opera come un carico (mentre in condizioni ordinarie funziona come generatore).

Equazione 4. Legge di Ohm per il calcolo della potenza.

 $P = V \cdot I$



Figura 1-8. Caratteristica I-V di un modulo FV con funzionamento da generatore e da carico. [3]

In questo caso, i due parametri da tenere sotto controllo nel IIº e IVº quadrante sono:

- P_{dM}, che segnala i limiti termici (>85°C) raggiunti dopo un certo tempo di funzionamento e che possono causare danni alle celle se superati;
- V_b ("Breakdown voltage"), che provoca, se superata, il guasto immediato della cella.

Questi parametri sono di cruciale importanza per valutare come variano nel tempo le prestazioni dei moduli: confrontandoli in momenti diversi della vita del dispositivo, è possibile infatti ricavare delle informazioni riguardanti lo stato di degradazione o di "ageing" (invecchiamento) del modulo.

È importante notare come la caratteristica I-V riportata in Figura 1-8 sia tracciata per condizioni standard di irradianza e temperatura ("Standard test conditions" o STC, a 1000 W/m² e 25 °C); nella pratica, tuttavia, è facilmente verificabile come la curva, e quindi i parametri caratteristici del modulo, varino in maniera più o meno significativa in funzione delle condizioni esterne.

L'influenza dell'irradianza (che indichiamo con G), per un valore standard di temperatura del modulo di 25°C, è mostrata in Figura 1-9: il primo importante risultato che si può ricavare dal grafico è che, al diminuire di G, le correnti I_{SC} ed I_{mpp} decrescono proporzionalmente ad essa.



Figura 1-9. Caratteristica I-V di un modulo fotovoltaico al variare dell'irradianza a 25°C.

Per quanto riguarda le tensioni $V_{OC} e V_{mpp}$, esse decrescono in maniera più contenuta al diminuire dell'irradianza, a causa della legge logaritmica che caratterizza la relazione esistente tra tensione e corrente nell'ambito del circuito equivalente e che viene indicata nell'Equazione 5.

Equazione 5. Legge logaritmica della tensione nel circuito equivalente.

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

Nell'equazione, V è la tensione ai terminali del carico mentre I è la corrente che scorre nel carico, I_{ph} è la corrente fotovoltaica, m è il fattore di qualità della giunzione (1÷2), k è la costante di Boltzmann (8,617333262 x 10⁻⁵ ev/K), I₀ è la corrente di saturazione, q è la carica dell'elettrone, T la temperatura assoluta, R_s e R_{Sh} sono rispettivamente la resistenza in serie e di "shunt".

Per quanto riguarda la dipendenza della curva I-V dalla temperatura, in Figura 1-10 sono mostrate le variazioni dei parametri a diverse T per un valore standard di G (1000 W/m^2).



Figura 1-10. Caratteristica I-V di un modulo fotovoltaico al variare della temperatura a 1000 W/m².

Come si evince chiaramente dal grafico, per un valore di irradianza costante, l'aumento di temperatura causa una crescita piuttosto contenuta della corrente fotovoltaica I_{ph} e di conseguenza di I_{sc} (o della densità di corrente J_{sc}) mentre I_{mpp} diminuisce, principalmente a causa dell'incremento del "bandgap"; di contro, le tensioni V_{mpp} e V_{OC} diminuiscono sensibilmente a causa dell'incremento di I_0 , come si può notare anche dall'.

Equazione 6, che descrive l'andamento di V_{OC} in relazione ad I_{ph} ed I_0 riprendendo l'andamento logaritmico presentato nell'Equazione 5.

Equazione 6. Andamento della tensione V_{OC} in funzione di I_{ph} e I_0 secondo la legge logaritmica.

$$V_{OC} \sim m \cdot V_T \cdot (I_{ph}/I_0) = m \cdot 0.0257 \cdot \ln((I_{ph}) - \ln(I_0))$$

1.7 Il rendimento della cella fotovoltaica

Come visto in Figura 1-7, la curva della potenza di una cella fotovoltaica segue un andamento quasi "a campana", con un punto in cui raggiunge il massimo valore (P_{max} in corrispondenza della tensione V_{mpp} e della corrente I_{mpp}) e due punti in cui si annulla: quello di corto circuito (V=0) e di circuito aperto (I=0).

Il rendimento di una cella può essere definito dalla seguente formula:

Equazione 7. Rendimento di una cella fotovoltaica.

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

Con:

- η = rendimento della cella fotovoltaica;
- P_u = potenza elettrica prodotta dalla cella, solitamente in W;
- P_i =potenza incidente sulla cella, data dal prodotto tra irradianza solare e area della cella, solitamente in W.

Capitolo 2

2 Il modulo fotovoltaico

2.1 La struttura del modulo fotovoltaico

La cella è l'elemento basilare di ogni impianto fotovoltaico: un insieme di celle forma un modulo, più moduli, collegati in serie oppure in parallelo, formano una stringa fotovoltaica.



Figura 2-1. Cella, modulo e stringa fotovoltaica. [6]

A loro volta, un insieme di stringhe forma il cosiddetto "array fotovoltaico" e, per estensione, il campo fotovoltaico.

Il materiale che compone la cella è comunemente m-Si o p-Si, rispettivamente silicio monocristallino e silicio policristallino: la differenza risiede nel fatto che le celle in m-Si sono prodotte dal taglio di un lingotto cilindrico di silicio (chiamato "wafer"), mentre le celle in p-Si derivano dalla fusione e dalla successiva solidificazione del silicio in un crogiolo di grafite.

La struttura del modulo fotovoltaico è rappresentata in Figura 2-2, in cui si possono riconoscere gli strati (o "layer") che coprono la cella solare, nella seguente successione:

- Telaio in alluminio
- Vetro temperato
- Incapsulante (EVA, Ethyl Vinyl Acetate)
- Cella solare
- Incapsulante (EVA, Ethyl Vinyl Acetate)
- Copertura inferiore
- Junction box (che protegge i diodi di bypass ed i collegamenti elettrici in esso contenuti)



Figura 2-2. Struttura di un modulo fotovoltaico. [7]

Il "layer" frontale deve essere trasparente alla luce solare: per questo motivo viene utilizzato un vetro temperato dotato di grande trasmittanza. [3]

L'EVA (o "etilene vinil acetato") è un polimero termoplastico, trasparente alla luce ed inalterabile nel tempo, che viene applicato alla cella per sigillarne i due lati attraverso un processo di laminazione in condizioni di vuoto a 140-150 °C, rendendo la struttura compatta ed impermeabile. L'EVA inoltre garantisce isolamento elettrico tra le celle e previene infiltrazioni di umidità (che hanno effetto corrosivo), ma non conserva le sue proprietà ad alte temperature (>85 °C). [3]

Il retro della copertura consiste invece in un pannello di vetro o uno strato sottile di Mylar (Polietilene tereftalato), Tedlar (film di polivinilfluoruro) o PET. [3]

È di grande importanza conoscere e saper distinguere i vari strati per analizzare in maniera corretta i meccanismi di degradazione della cella, in quanto essi agiscono in maniera differente a seconda del materiale e della tecnologia costruttiva.

2.2 Mismatch

Un impianto fotovoltaico è costituito da un certo numero di moduli (e quindi di celle), collegati in serie o in parallelo. La connessione è necessaria in quanto i carichi richiedono una potenza, e quindi una tensione ed una corrente, molto più alte di quelle garantite da una singola cella.

Se però almeno una delle celle interconnesse presenta una caratteristica I-V diversa dalle altre, nasce un fenomeno chiamato "mismatch": si realizza cioè un collegamento non perfetto tra due celle o moduli appartenenti alla stessa stringa.

Il "mismatch" può essere provocato da una tolleranza di fabbricazione, da difetti generici o da "shading" (ombreggiamento) parziale.

Gli effetti del "mismatch" sono diversi a seconda del tipo di connessione tra le celle o i moduli, che sia quindi serie o parallelo.

2.2.1 Mismatch in celle collegate in serie

La Figura 2-3 mostra la situazione relativa al mismatch in una stringa di N_S celle collegate in serie: se una di esse ha una caratteristica I-V "peggiore" delle altre, a causa di difetti di fabbricazione (curva **a**) o "shading" (curva **a**'), la curva equivalente, dovuta alla somma, per una certa corrente, della tensione (N_S -1)·V delle N_S -1 celle normalmente funzionanti (curva **b**) con quella della cella difettosa, ha il profilo della curva **c** (relativa alla curva **a**) o **c**' (relativa alla curva a').



Figura 2-3. Mismatch nel collegamento in serie.

Come si evince dal diagramma, la curva equivalente è caratterizzata da una potenza molto più bassa e, in ogni caso, la potenza massima della stringa è sempre minore della somma delle potenze massime delle singole celle, come si evince dalla Figura 2-4. [3]



Figura 2-4. Confronto tra potenza massima di due celle in serie e somma delle potenze delle singole celle.

È da notare come la curva equivalente abbia una tensione di circuito aperto V_{OC} uguale alla somma delle V_{OC} delle singole celle e una corrente di corto circuito I_{SC} circa uguale alla I_{SC} della cella con la corrente più bassa.

Se la corrente richiesta dal carico esterno alle celle è più alta della I_{SC} della cella difettosa, essa opera come un carico con tensione inversa ("reverse voltage").

In questo caso il rischio maggiore è che ai terminali delle N_S celle in serie avvenga un corto circuito, poiché ai terminali della cella difettosa viene applicata la somma delle tensioni delle celle "normali" V·(N_S -1) (situazione segnalata dal punto P' in Figura 2-3).

Questo porta la cella difettosa ad assorbire una potenza di molto superiore al suo limite termico, con conseguente formazione di "hot spots" (punti della cella in cui si registra un aumento anomalo della temperatura, in alcuni casi superiore ai 100°C), che possono causare danni considerevoli; inoltre, nel caso in cui la tensione V·(N_S-1) superi il valore di breakdown V_b (-20 \div -30 V), avviene la rottura immediata della cella. [3]

La soluzione costruttiva che si può utilizzare è l'installazione di diodi di bypass in parallelo ad un gruppo di celle in serie (solitamente 18, 24 o 36 celle), che permettono di recuperare la corrente delle celle correttamente funzionanti, come mostrato in Figura 2-5.



Figura 2-5. Azione del diodo di bypass in parallelo ad una stringa di celle.

2.2.2 Mismatch in celle collegate in parallelo

Per il collegamento di celle in parallelo si può affrontare un discorso simile a quello fatto per le celle in serie: se una delle N_P celle in parallelo possiede una caratteristica I-V difettosa (curva **a**), la curva equivalente **c** è data dalla somma, per ciascun valore di tensione, delle correnti I·(N_P-1) delle celle funzionanti (rappresentate dalla curva **b**) con la corrente della cella difettosa.

La situazione appena descritta è rappresentata in Figura 2-6: si può notare come nella cella difettosa (curva **a**, punto P') nasca una corrente inversa (negativa) e che la tensione V_{OC} della cella difettosa limita la V_{OC} equivalente della curva **c**.



Figura 2-6. Mismatch nel collegamento in parallelo.

La condizione peggiore per la cella ombreggiata è quella di circuito aperto, perché quest'ultima deve assorbire la corrente delle celle irraggiate.

La conseguente sovra-temperatura può causare la rottura della cella, che quindi si comporta come una resistenza. [3]

Per prevenire questa situazione, spesso sono impiegati diodi di bypass connessi in serie a paralleli di stringhe, per recuperare il valore di V_{OC} delle celle funzionanti (come mostrato in Figura 2-6) ed evitare che esse lavorino come carichi con corrente inversa.



Figura 2-7. Azione di un diodo di bypass connesso in serie alle celle.

2.3 Rendimento di un modulo fotovoltaico

Come visto prima per la cella, anche per il modulo il fattore che meglio caratterizza le prestazioni è il rendimento.

Nel caso dei moduli fotovoltaici la formula per il calcolo del rendimento è mostrata nell'Equazione 8:

Equazione 8. Rendimento di un modulo fotovoltaico.

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

Con:

- η = rendimento del modulo;
- P_u = potenza massima producibile dal modulo, in kW;
- P_i = potenza radiativa incidente, in kW.

La potenza incidente in arrivo dal Sole è calcolata con l'Equazione 9:

Equazione 9. Potenza incidente sul modulo fotovoltaico.

$$P_i = G \cdot A$$

Con:

- G = irradianza solare (localizzata nel punto di installazione del modulo), in kW/m²;
- $A = area del modulo fotovoltaico in m^2$.
In alternativa, è possibile utilizzare una formula che tenga in conto i fattori che influenzano il rendimento del modulo, come mostrato nell'Equazione 10.

Equazione 10. Formula per il calcolo del rendimento globale del modulo.

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

Dove:

- η_M = rendimento globale del modulo;
- η_P = rendimento di riempimento, il cui valore si attesta intorno all'85% e tiene conto del fatto che parte dell'area del modulo non è attiva ma occupata dai contatti elettrici, non partecipando quindi alla conversione dei fotoni in corrente elettrica;
- η_{IM} = rendimento di irradianza disuniforme (circa 98%), che tiene in conto che le singole celle che compongono il modulo possono non essere irraggiate in maniera omogenea fra loro;
- η_{EC} = rendimento di incapsulamento, che si può esprimere tramite l'Equazione 11:

Equazione 11. Formula per il calcolo del rendimento di incapsulamento.

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

In cui:

- η_C = rendimento di conversione della cella, che non tiene in conto dello strato di EVA e del vetro protettivo;
- η_T = rendimento ottico del vetro e dello strato di EVA (circa 95%);
- η_{MIS} = rendimento che tiene conto, a parità di irradianza, del mismatch tra le celle e delle perdite joule dovute alle resistenze create dai contatti elettrici che collegano le celle tra loro (vale circa 95%).

A causa di tutti i fattori sopra elencati, il rendimento complessivo del modulo è leggermente inferiore a quello delle singole celle che lo compongono. [8]

2.4 Fill Factor

Un altro parametro molto utilizzato come riferimento per l'analisi delle prestazioni dei moduli fotovoltaico è chiamato Fill Factor ed è definito dall'Equazione 12:

Equazione 12. Formula per il calcolo del Fill Factor.

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{OC} \cdot I_{SC}}$$

In cui:

- V_{mpp} = tensione nel punto di massima potenza, in V;
- I_{mpp} = corrente nel punto di massima potenza, in A;
- V_{OC} = tensione di circuito aperto, in V;
- I_{SC} = corrente di corto circuito, in A.

Come visto, la corrente di corto circuito e la tensione di circuito aperto sono i valori massimi di corrente e tensione rispettivamente ottenibili in una cella solare, nonostante in concomitanza di questi due punti di funzionamento la potenza sia pari a zero.

Il Fill Factor (FF) è definito come il rapporto della massima potenza ottenibile da una cella solare e il prodotto di V_{OC} e I_{SC} ed è una misura dell'efficienza e della qualità del modulo.

Graficamente, si può vedere il Fill Factor come il rapporto tra due differenti aree rettangolari, come si evince in Figura 2-8. Più alto è il Fill Factor, più grande è l'area "A" e quindi la massima potenza estraibile dalla cella, che si avvicina al massimo teorico (data dal prodotto tra V_{OC} e I_{SC}).



Figura 2-8. Rappresentazione grafica di un FF con valore alto (a sinistra) e con valore basso (a destra).

2.5 Condizioni di riferimento e parametri nominali di un modulo fotovoltaico

Per attuare un confronto tra moduli diversi oppure tra due diverse condizioni dello stesso modulo, è importante definire dei parametri di riferimento che tengano conto dei fattori che differenziano le località di installazione dei moduli.

La norma CEI EN IEC 60904-3 definisce le condizioni di prova normalizzate "Standard Test Conditions" (STC) come segue:

- Irradianza G_{STC} pari a 1000 W/m²;
- Temperatura ambiente T_a pari a 25 °C;
- Indice di massa d'aria AM pari a 1,5.

Queste condizioni devono essere rispettate durante i test di caratterizzazione dei parametri elettrici e di performance del modulo, in maniera da uniformare i risultati. [9]

2.5.1 Correzione dei parametri in funzione di temperatura e irradianza

Come spiegato nel Paragrafo 2.4, i parametri caratteristici di un modulo fotovoltaico dipendono dalla temperatura e dall'irradianza del luogo in cui sono installati.

È quindi necessario utilizzare una formula che possa riportare il valore di corrente di corto circuito e di tensione di circuito aperto alle condizioni di riferimento sopracitate: tra le tante disponibili in letteratura, si riporta l'Equazione 13.

Equazione 13. Formula per il calcolo della corrente di corto circuito in condizioni differenti da quelle STC.

$$I_{SC}(G,T_C) = I_{SC}(STC) \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \left(1 + \alpha_{I_{SC\%}} \cdot \Delta T\right)$$

Dove:

- I_{SC} (G,T_C) = corrente di corto circuito riferita ai reali valori di irradianza e temperatura di cella, misurata in A;
- I_{SC} (STC) = corrente di corto circuito misurata nelle condizioni di riferimento STC in A;
- G = irradianza misurata nel luogo d'installazione del modulo, misurata in W/m²;
- G_{STC} = irradianza in condizioni STC, in W/m²;
- $\alpha_{ISC\%}$ = coefficiente di temperatura percentuale fornito dal costruttore, che tiene conto della variazione della corrente di corto circuito provocata dalla differenza di temperatura tra quella di riferimento e quella ambientale, misurata in %/°C;
- T_C = temperatura operativa della cella, in °C;
- $\Delta T = T_C 25^{\circ}C.$

Il coefficiente di temperatura può anche non essere espresso in termini percentuali ma come rapporto tra la corrente e la temperatura: per passare da un'unità all'altra, è possibile utilizzare l'Equazione 14.

Equazione 14. Formula per il passaggio fra unità di misura del coefficiente termico della corrente.

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

Ovviamente, è possibile applicare la stessa logica alla tensione di circuito aperto, ricavando l'Equazione 15.

Equazione 15. Formula per il calcolo della tensione di circuito aperto in condizioni differenti da quelle STC.

$$V_{OC}(T_c) = V_{OC}(STC) \cdot \left(1 - \beta_{U_{OC\%}} \cdot \Delta T\right)$$

Con:

- $V_{OC}(T_C)$ = tensione di circuito aperto alla temperatura di cella, in V;
- V_{OC} (STC) = tensione di circuito aperto in STC, misurata in V;
- β_{UOC%} = coefficiente termico fornito dal costruttore che tiene conto della variazione di tensione al variare della temperatura di cella, in %/°C;

Anche in questo caso è possibile ricavare un coefficiente con una diversa unità di misura, applicando l'Equazione 16.

Equazione 16. Formula per il passaggio fra unità di misura del coefficiente termico della tensione.

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

È possibile correggere in maniera diretta anche la potenza, seguendo l'Equazione 17.

Equazione 17. Formula per il calcolo della potenza in condizioni differenti da quelle STC.

$$P_m(G,T_C) = P_m(STC) \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \left(1 + \gamma_{P_{m\%}} \cdot \Delta T\right)$$

Dove:

- P_m(G,T_C) = potenza elettrica massima riferita alle condizioni metereologiche in cui lavora la cella, in W;
- $P_m(STC) = potenza elettrica massima riferita alle STC, in W;$
- $\gamma_{Pm\%} =$ coefficiente termico che tiene conto della variazione della potenza prodotta in funzione della temperatura operativa della cella, misurata in %/°C.

Il coefficiente termico può essere convertito in un'altra unità di misura, come si evince dall'Equazione 18.

Equazione 18. Formula per il passaggio fra unità di misura del coefficiente termico della potenza.

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

Infine, una formula simile a quelle viste in precedenza è applicabile anche per il rendimento, come mostra l'Equazione 19.

Equazione 19. Formula per il calcolo del rendimento in condizioni differenti da quelle STC.

$$\eta (T_C) = \frac{P_m}{G \cdot A} = \frac{P_m}{A} \left(1 + \gamma_{P_m\%} \cdot \Delta T \right)$$

In cui:

- $\eta(T_C)$ = rendimento corretto secondo il reale valore della temperatura di cella;
- γ_{Pm%} = coefficiente termico che tiene conto del variare del rendimento al variare della temperatura, in %/°C;
- $P_m = potenza massima misurata in STC, in W.$

2.5.2 Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

La Nominal Operating Cell Temperature è la temperatura di equilibrio delle celle solari all'interno di un modulo, esposto al sole, in condizioni standard (CEI EN 60904-3) descritte dai seguenti parametri [9]:

- Irradianza 800 W/m²;
- Velocità del vento 1 m/s;
- Temperatura ambiente 20 °C.

La temperatura nominale di funzionamento, rappresentando un valore di riferimento, può essere utilizzata per il calcolo della temperatura della cella, secondo l'Equazione 20.

Equazione 20. Calcolo della temperatura della cella utilizzando la NOCT.

$$T_C = T_a + \frac{NOCT - 20^{\circ}C}{800\frac{W}{m_2}} \cdot G\left(\frac{W}{m_2}\right)$$

Tipicamente la NOCT si attesta tra i 43°C ed i 48 °C per le installazioni "stand-alone" (o indipendenti), mentre per i sistemi integrati sugli edifici tale valore è più alto.

2.6 Il generatore ed il sistema fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico è inserito in un impianto che ha lo scopo di soddisfare la domanda energetica di un carico con la potenza elettrica che esso riesce a produrre: dal momento che la potenza di un singolo modulo varia, approssimativamente, da 10 a 350 W_P, per soddisfare domande di energia maggiori (per esempio il fabbisogno di un'abitazione privata) è necessario collegare più moduli o stringhe tra loro e formare in questo modo un generatore fotovoltaico correttamente dimensionato per l'accoppiamento con il carico. [3]

I sistemi fotovoltaici si dividono in due categorie:

- "stand-alone", non connessi alla rete elettrica e che possono prevedere l'utilizzo di batterie;
- "grid connected", ovvero connessi alla rete come generatori centralizzati o distribuiti.

2.6.1 Componenti di un sistema fotovoltaico

La necessità di soddisfare il carico elettrico in ogni momento rende necessario l'adozione di sistemi di immagazzinamento dell'energia: a causa delle fluttuazioni giornaliere e stagionali dell'irradianza solare, negli impianti fotovoltaici si fa largo utilizzo di sistemi di accumulo elettrochimico (batterie) per garantire l'approvvigionamento di energia elettrica senza interruzioni, in modo da coprire eventuali periodi di scarsa produzione.

Il generatore fotovoltaico inoltre produce energia elettrica in corrente continua (DC), mentre la maggior parte delle utenze è alimentata da energia in corrente alternata (AC): per permettere un corretto funzionamento, è necessario utilizzare un convertitore DC/AC (anche chiamato "inverter").

Un altro convertitore, questa volta DC/DC, è invece utilizzato per estrarre la massima potenza dal generatore, dal momento che esso opera con una potenza che è imposta dalle condizioni di irradianza solare: il dispositivo è anche chiamato Maximum Power Point Tracker (MPPT) per la sua capacità di intercettare le migliori condizioni di funzionamento ed estrarre la maggiore quantità di potenza disponibile.

Un ruolo fondamentale è occupato dai dispositivi di sicurezza, necessari per far fronte ad un eventuale comportamento anomalo o non convenzionale del generatore fotovoltaico oppure dei sistemi di monitoraggio.

È importante far notare come, durante la fase operativa dei sistemi fotovoltaici, gran parte dei guasti non siano causati dal generatore, ma dai componenti addizionali (spesso chiamati "balance of system" o "BOS"): infatti, nonostante tali componenti siano tecnologicamente validi, essi lavorano in condizioni non ordinarie proprio per la presenza del generatore fotovoltaico, che ha caratteristiche non convenzionali rispetto ai classici generatori di energia elettrica.

2.6.2 Il Performance Ratio

La presenza dei componenti aggiuntivi determina una diminuzione del rendimento complessivo del sistema fotovoltaico: per tenere in conto i vari fattori di perdita, si può usare una formula che descrive il rendimento in funzione di un parametro chiamato "Performance Ratio" (abbreviato PR), che definisce il rapporto tra il rendimento energetico effettivo e il possibile rendimento teorico di un modulo fotovoltaico.

Un valore accettabile di tale rendimento si attesta intorno a 0,75-0,8 e tipicamente è maggiore nei periodi freddi (in cui la temperatura del modulo è minore e quindi quest'ultimo è più efficiente): ovviamente, il PR è un parametro da tenere in grande considerazione perché la progressiva diminuzione del suo valore può indicare un permanente deterioramento delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico. Infine, è da sottolineare come sia una delle grandezze di riferimento per attuare un confronto tra differenti sistemi fotovoltaici.

La definizione standard prevede l'adozione dell'Equazione 21.

Equazione 21. Formula per il calcolo del Performance Ratio.

$$PR = \frac{E}{\eta_{PV} \cdot A \cdot G}$$

Dove:

- PR = Performance Ratio;
- $\eta_{PV} =$ efficienza del modulo fotovoltaico;
- $A = area attiva del modulo, in m^2;$
- G = irradianza sul piano del modulo, in kWh/m²;
- E = energia misurata, in kWh.

È possibile utilizzare un'altra formula in cui vengono esplicitati i vari termini di perdita, come mostrato dall'Equazione 22.

Equazione 22. Formula alternativa per il calcolo del Performance Ratio.

 $PR = \eta_{mis} \cdot \eta_{d-r} \cdot \eta_{spec} \cdot \eta_{wir} \cdot \eta_{temp} \cdot \eta_{shad} \cdot \eta_{PCU}$

I fattori di perdita sono segnalati dai seguenti rendimenti:

- η_{mis}, che tiene conto della tolleranza rispetto ai dati ottenuti in STC e al mismatch intrinseco delle curve I-V dei moduli;
- η_{d-r}, per la sporcizia e la riflessione sul vetro frontale;
- η_{spec}, per tenere in conto le differenze di spettro solare rispetto a quello di riferimento (AM=1,5);
- η_{wir}, che tiene conto delle perdite dei cavi, dei diodi di blocco, dei fusibili e degli interruttori;
- η_{temp}, che considera la sovra-temperatura (o sotto-temperatura) rispetto a quella standard di 25°C;
- η_{shad}, riguardante lo "shading effect" (non omogenea illuminazione di tutti i moduli);
- η_{PCU} , che tiene conto del MPPT e della conversione DC-AC dell'inverter.

2.6.3 Accoppiamento fra generatore fotovoltaico e carico

Come detto in precedenza, il generatore fotovoltaico deve soddisfare la domanda di un carico elettrico e per questo motivo è di cruciale importanza studiare l'accoppiamento tra i due componenti: quando un generatore viene collegato ad un carico, il punto di lavoro sarà l'intersezione tra la caratteristica I-V del generatore e la retta di carico.



Figura 2-9. Curva I-V di un generatore fotovoltaico e intersezioni con varie rette di carico. [10]

Come si evince dalla Figura 2-9, la curva blu indica la caratteristica I-V del generatore, mentre le rette rappresentano le resistenze del carico: le intersezioni rappresentano quindi il punto di funzionamento del sistema.

Se l'intersezione è tra il MPP ("Maximum Power Point") e la corrente I_{SC} , il comportamento sarà quello di un generatore di corrente ideale; viceversa, se il punto di lavoro cade nel tratto di curva compreso tra il MPP e V_{OC} , il comportamento sarà quello di un generatore di tensione ideale: è ovvio notare come il punto di lavoro migliore sia localizzato nel MPP, in cui si realizza la potenza massima.

Il carico descritto in Figura 2-9 è di tipo resistivo, per cui la pendenza della retta che lo rappresenta è pari all'inverso della sua resistenza (R_L): quando il carico resistivo interseca il generatore nel suo punto di massima potenza, l'Equazione 23 è verificata.

Equazione 23. Equazione di verifica per il carico resistivo.

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

Per sfruttare in maniera ottimale un generatore fotovoltaico, la cui potenza prodotta è proporzionale alla radiazione solare incidente, è necessario adattare il carico ad esso, contrariamente a ciò che viene fatto abitualmente.

Questa dinamica è da tenere in considerazione soprattutto quando variano le condizioni di irradianza e temperatura, che possono influire in maniera significativa, come visto in precedenza, sui parametri caratteristici di un modulo fotovoltaico.

Come mostrato in Figura 2-10, nel caso in cui l'irradianza diminuisca drasticamente (da G' a G), la potenza del generatore nel punto di intersezione con la retta di carico (P_G) risulta inferiore al valore della potenza massima raggiungibile a quel valore di irradianza (P_M). Per la temperatura possono essere fatte considerazioni simili, dal momento che ogni variazione delle condizioni esterne provoca uno spostamento del punto di funzionamento lontano da quello ottimale.



Figura 2-10. Funzionamento del MPPT al variare di irradianza e temperatura.

Questo comportamento giustifica l'adozione di un sistema di accoppiamento "dinamico" tra generatore e carico: facendo sempre riferimento alla Figura 2-10, nel caso di un cambiamento di irradianza da G' a G, l'obiettivo del sistema deve essere quello di raggiungere il punto M, e per far ciò l'unica strada percorribile è portare la resistenza del carico ad un valore maggiore.

Come detto prima, viene spesso utilizzato un dispositivo chiamato MPPT ("Maximum Power Point Tracker"), che è la combinazione di un convertitore DC/DC e di un'appropriata tecnica di controllo: la funzione di tale componente è quindi quella di "inseguire" il punto di massima potenza, adattando la resistenza del carico nel caso in cui cambino le condizioni esterne e la situazione ottimale non sia più raggiungibile.

Il convertitore può essere di tipo "buck" (o "step down", viene riportato un esempio in Figura 2-11), "boost" (o "step up") oppure "buck/boost" ("step down/step up").



Figura 2-11. Esempio di Buck Converter.

La tecnica di controllo più utilizzata è invece la "Perturbe & Observe", che rappresenta un buon compromesso tra costi ed efficacia: nella pratica si impone un aumento o un decremento della tensione verificando se la potenza cresce o diminuisce. Nel caso in cui diminuisca, l'algoritmo imposta la tensione nella stessa direzione, mentre nel caso contrario la tensione viene aggiustata in direzione opposta.

Le caratteristiche principali del MPPT sono:

- Efficienza superiore al 98% per un ampio intervallo di irradianza (da 50 a 1000 W/m²) e tensione (da 200 a 600 V);
- Sensibilità a rapide variazioni di irradianza (es. presenza di corpi nuvolosi) che possono creare instabilità;
- Dispositivo integrato in un inverter connesso alla rete elettrica nazionale.

2.7 Test e Certificazioni

Per valutare le prestazioni dei moduli fotovoltaici nell'arco della loro vita (25 anni circa), sono stati codificati una serie di test che possono essere effettuati su di essi simulandone l'invecchiamento in ambienti controllati.

Le norme che regolano questi test sono la IEC EN 61215 (per i moduli in silicio mono e policristallino) e la IEC EN 61646 ("thin film") e comprendono [11] [12]:

- Ispezione visiva
- Determinazione delle prestazioni in STC ("Standard Test Conditions")
- Prova d'isolamento con (con R_{ISO}= 1 kV)
- Misura dei coefficienti di temperatura α , $\beta \in \gamma$
- Misura NOCT
- Determinazione delle prestazioni in condizioni di NOCT
- Determinazione delle prestazioni a bassa irradianza
- Test di esposizione all'ambiente esterno
- Prove in condizioni di surriscaldamento localizzato ("hot spots test")
- Test con l'utilizzo di raggi UV
- Imposizione di cicli termici (-40°C ÷ +85°C, 200 cicli)
- Prove in condizioni di umidità e congelamento
- Imposizione di cicli caldo-umido ("damp-heat test")
- Prova di robustezza dei terminali
- Test con imposizione di carichi meccanici (es. 5400 Pa)
- Prova con grandine
- Test con differente grado di inclinazione del modulo

Esistono inoltre dei test specifici per i moduli a film sottili:

- Prova di esposizione prolungata alla luce
- Ricottura
- Simulazione di perdita di corrente in presenza d'umidità

È molto importante che i costruttori garantiscano un mantenimento delle prestazioni del modulo per un lasso di tempo abbastanza prolungato. A tal proposito, la garanzia sui moduli può essere di due tipi:

- Garanzia sulla lavorazione del prodotto, per eventuali difetti costruttivi o del materiale utilizzato: deve durare almeno 2 anni, spesso viene assicurata per 10 anni.
- Garanzia sulle prestazioni, per la quale la potenza misurata in STC deve essere non meno del 90% della potenza minima dopo 10 anni e non meno dell'80% della potenza minima dopo 25 anni.

Un modulo fotovoltaico, infine, deve ovviamente operare in condizioni di sicurezza: tutti i suoi componenti attivi (il modulo stesso, i cavi e gli involucri) devono essere infatti dotati di isolamento in classe II (condizione che previene sia guasti a terra sia guasti in corto circuito).

Tale condizione è segnalata dal simbolo presentato in Figura 2-12.

Figura 2-12. Simbolo che segnala l'appartenenza alla classe II di isolamento.

Capitolo 3

3 I concetti di "degradation", "ageing" e "failure"

Ogni impianto fotovoltaico, durante il suo ciclo di vita, è soggetto a malfunzionamenti, guasti ed in generale ad un impoverimento delle prestazioni, dovuto sia ad un naturale degrado dei componenti, sia ad eventuali cause esterne.

In tal senso è necessario fare una distinzione tra due diversi meccanismi: "degradation" ed "ageing".

La "degradation" (traducibile semplicemente con "degradazione") consiste in un peggioramento delle performance di un modulo fotovoltaico dovuto a cause esterne, come l'accumulo di sporcizia o una rottura parziale dovuta all'azione di agenti atmosferici.

Il termine "ageing" invece indica l'invecchiamento del modulo, quindi il naturale peggioramento delle prestazioni dovuto all'azione del tempo, che progressivamente riduce la capacità dei dispositivi di svolgere correttamente la loro funzione.

La distinzione permette di comprendere meglio i meccanismi di degradazione che intervengono durante il periodo di funzionamento dei vari componenti: tramite modelli matematici e statistici, è possibile prevedere l'impatto di tali eventi sulla vita dell'impianto.

È anche importante comprendere come in letteratura sia definito il termine "failure", che spesso viene associato ai medesimi meccanismi che riguardano la "degradation": secondo la norma IEC 60050-191 un "failure" (che si può tradurre in italiano con "guasto") è "un evento che pone fine all'abilità di un componente di svolgere la propria funzione", mentre l'IEA ("International Energy Agency") lo associa ad un modulo che progressivamente ed irreversibilmente perde potenza o crea un problema di sicurezza. [13] [14]

Lo studio di tali meccanismi è stato il tema principale delle ricerche condotte durante lo stage curricolare svolto presso Enel Green Power e delle campagne di prova al Politecnico di Torino: nelle prossime sezioni del documento verranno descritti i principali meccanismi studiati ed i risultati sperimentali ottenuti.

Dal momento che in un sistema fotovoltaico non ci sono parti mobili (che sono la fonte principale di problemi di affidabilità negli altri tipi di sistemi di generazione di energia elettrica), la vita utile di un pannello fotovoltaico è principalmente determinata dalla stabilità e dalla resistenza alla corrosione dei materiali di cui è costruita.

Nonostante la garanzia, sono numerose le cause che possono provocare l'impoverimento delle prestazioni di un modulo, sia che si tratti di una riduzione della potenza prodotta o il guasto parziale o totale del modulo stesso: gran parte di questi meccanismi riguardano le infiltrazioni di acqua o stress termici e meccanici causati soprattutto dagli agenti atmosferici. [15]

In Figura 3-1 è possibile osservare un confronto su base temporale dei principali meccanismi di degradazione (periodo complessivo dall'entrata in commercio dei moduli fotovoltaici e negli ultimi dieci anni) del grado di severità ad essi attribuito: è piuttosto chiaro come le nuove tecnologie abbiano ridotto sensibilmente i problemi legati al deterioramento del materiale incapsulante, mentre più recentemente la formazione di hot-spot occupa un ruolo di primo piano nell'analisi del rischio.



Figura 3-1. Principali meccanismi di degradazione e grado di severità confrontati su base temporale per moduli in m-Si e p-Si. [16]

La Figura 3-1 fa riferimento ai moduli in silicio mono e poli-cristallino, mentre in Figura 3-2 è mostrata, con la stessa logica sul grado di severità, la situazione allo stato dell'arte attuale per i moduli a film sottili: l'evento più grave in questo caso è la rottura del vetro del modulo



Figura 3-2. Principali meccanismi di degradazione e grado di severità confrontati su base temporale per moduli a film sottili. [13]

Una descrizione sintetica di tali meccanismi è fornita nelle sezioni successive.

3.1 Riduzione della potenza in uscita

Le cause che possono portare ad una riduzione della potenza in uscita di un modulo fotovoltaico sono molte, di seguito si riporta qualche esempio:

"Shading", quindi l'ombreggiamento della superficie del modulo dovuto a una non corretta progettazione di un campo solare (un modulo può, in alcuni casi, coprire parzialmente la superficie di quello ad esso adiacente) oppure a fattori esterni (es. la crescita non preventivata di un albero nelle immediate vicinanze del sistema solare, condizioni metereologiche avverse per un periodo di tempo prolungato). In Figura 3-3 è possibile osservare un modulo soggetto a ombreggiatura parziale a causa della presenza di alberi.



Figura 3-3. Modulo soggetto a "shading" parziale.

 "Soiling", termine con il quale si indicano tutti i fattori che possono sporcare e quindi parzialmente schermare il modulo (sabbia, polvere, sporcizia generica): nelle fasi di progetto di un sistema solare è comunque considerata accettabile una perdita del 10% della potenza dovute ai fenomeni di "soiling" sulla superficie frontale del modulo. In Figura 3-4 è possibile constatare la differenza tra le porzioni di superficie del modulo pulite e quelle interessate da "soiling" in maniera piuttosto chiara.



Figura 3-4. Modulo fotovoltaico soggetto a "soiling". [17]

• Qualsiasi guasto che riguardi il modulo (elettrico o meccanico) o la connessione tra i diversi moduli e che cambi in maniera significativa il punto di funzionamento dell'array fotovoltaico.

Le cause elencate sopra sono comunque tutte reversibili, poichè nella maggior parte dei casi si può provvedere alla manutenzione, alla pulizia, allo spostamento o alla sostituzione di un modulo o di più moduli difettosi una volta che la causa del guasto sia stata correttamente identificata.

3.2 Potential Induced Degradation

La Potential Induced Degradation (PID) è un meccanismo di degradazione caratteristico dei moduli in silicio cristallino (ma recentemente alcuni studi hanno confermato che il problema esiste anche con i moduli in silicio amorfo) e consiste in una riduzione delle prestazioni causata da correnti parassite: questo effetto porta a perdite fino al 30% della potenza teoricamente producibile. [18]

La PID è un fenomeno che si manifesta nel corso di diversi mesi o addirittura anni: infatti è spesso trascurabile all'inizio della vita dell'impianto, mentre diventa più gravoso nelle fasi successive di funzionamento, soprattutto perché non è sempre facile risalire alle cause. [19]

La Potential Induced Degradation è correlata al potenziale negativo a cui ogni modulo può essere sottoposto durante la normale fase operativa: infatti, quando una cella è polarizzata con una tensione negativa, si viene a creare una significativa differenza di tensione tra la cella stessa e il telaio in alluminio che la ricopre (in Figura 3-5 è mostrata la composizione a strati di un modulo fotovoltaico per facilitare la comprensione del fenomeno).



Figura 3-5. Strati di materiale che compongono un modulo fotovoltaico. [15]

Il telaio per la maggior parte del tempo scarica la tensione a terra e, in questo modo, data la vicinanza tra le celle solari e il telaio e la possibile presenza di impurità nel materiale incapsulante, può essere generata un corrente tra i due layer che provoca una perdita di corrente per il modulo fotovoltaico. In Figura 3-6 è mostrato un esempio di percorso con cui si può verificare la perdita di corrente indotta dalla PID.



Figura 3-6. Esempio di possibile percorso in cui si verifica una perdita di corrente tra cella e telaio in alluminio. [20]

La PID è riscontrabile tramite l'analisi delle caratteristiche I-V delle celle e a prove di ElettroLuminescenza (anche se quest'ultima non fornisce informazioni dirette sulla causa di un difetto, ma mostra solo una differenza di prestazioni tra celle).

Il problema è comunque risolvibile principalmente in due modi: collegando a terra il polo negativo dell'inverter per evitare che le stringhe siano caratterizzate da tensione negativa oppure collegando tra le stringhe e l'inverter un "Anti-PID box", che inverte il potenziale applicato dall'inverter per polarizzare nella direzione opposta tutti i moduli con tensione negativa.

La scelta del modulo fotovoltaico è di grande importanza per prevenire l'insorgere del PID: tra le scelte di progetto più comuni c'è quella di evitare i moduli con il telaio in alluminio o di applicare uno strato aggiuntivo di materiale isolante per minimizzare le possibilità di perdita di corrente.

3.3 Invecchiamento della cella solare

Una graduale degradazione nelle prestazioni del modulo può essere causata da:

- Aumento della resistenza in serie R_S per una diminuzione dell'aderenza dei contatti o per corrosione (causata soprattutto da vapore d'acqua);
- Diminuzione della resistenza di shunt R_{SH};
- Deterioramento della copertura antiriflesso.

I fenomeni indicati sono tra quelli più comunemente utilizzati per spiegare il deterioramento progressivo delle celle e dei moduli, dal momento che non sono causate da un evento o un agente esterno specifico, ma piuttosto sono attribuibili all'elevato numero di ore di esercizio dei componenti.

3.4 Corto circuito fra celle adiacenti

L'interconnessione di due celle può essere interessata da fenomeni di corto-circuito: è una modalità di guasto piuttosto comune per la tecnologia a film sottile dal momento che il contatto anteriore e quello posteriore sono molto vicini e sono quindi soggetti a guasti di questo tipo, a causa di pin-holes oppure regioni di materiale danneggiato o corroso.



Figura 3-7. Celle adiacenti soggette a corto-circuito di connessione. [15]

3.5 Circuito aperto all'interno delle celle

Anche la condizione di circuito aperto delle celle rappresenta una causa di guasto piuttosto comune, nonostante sia meno grave del corto circuito: infatti la ridondanza di punti di contatto fra celle e i busbars connessi fra loro permettono alla cella di continuare a funzionare.

È molto comune che tale condizione si verifichi quando la cella si rompe o si frattura a causa di:

- Stress termico
- Agenti atmosferici (grandine)
- Danni prodotti durante le fasi di processo ed assemblaggio, durante le quali possono sorgere delle "fratture latenti", che non possono quindi essere individuate durante la fabbricazione.



Figura 3-8. Cella fratturata con evidenza dell'importanza dei busbars interconnessi per la prevenzione del guasto. [15]

3.6 Circuito aperto nella connessione fra celle

Tale modalità di guasto è provocata dalla fatica, a causa, soprattutto, di stress termici ciclici e del vento battente sulle celle.

3.7 Circuito aperto all'interno del modulo

La condizione di circuito aperto si può verificare anche all'interno della struttura del modulo, provocata tipicamente da difetti nel cablaggio dei "bus" e del "junction box".

3.8 Corto circuito all'interno del modulo

Nonostante ogni modulo sia testato prima di essere messo in commercio, i corto circuiti sono spesso il risultato di difetti nella fase di costruzione. Le cause che possono provocare questa situazione sono molteplici, ma la più importante è la perdita di efficacia dell'isolamento a causa dell'azione degli agenti atmosferici, che può portare a delaminazione, rottura o corrosione elettrochimica.

3.9 Rottura del vetro del modulo

La nascita di crepe o fratture sul vetro frontale del modulo può essere dovuto a vandalismo, stress termico, vento, grandine o movimentazione non attenta del modulo stesso durante le operazioni di manutenzione.

3.10 Delaminazione del modulo

È una causa di guasto molto comune nei moduli di vecchia generazione, mentre in quelli di nuova generazione è meno problematica.

Spesso la delaminazione è causata da una riduzione dell'efficacia dei collegamenti nel modulo, indotta da agenti esterni (umidità, invecchiamento indotto da effetti fototermici) e stress dovuti a dilatazione termica ed umidità.

In Figura 3-9 è possibile osservare fenomeni di delaminazione di varia natura: all'interfaccia tra incapsulante e silicio (a), all'interfaccia tra vetro e incapsulante (b) e in stato avanzato (c), in concomitanza con infiltrazioni di acqua e umidità che possono corrodere i circuiti interni.



Figura 3-9. Moduli fotovoltaici soggetti a delaminazione per varie cause. [13]

3.11 Formazione di hot-spot

Come visto in precedenza, la formazione di hot-spot è un fenomeno particolarmente pericoloso, che ha come conseguenze un surriscaldamento localizzato del modulo (che può provocare guasti ai contatti elettrici e, nel peggiore dei casi, incendi).

Celle in mismatch, fratturate o ombreggiate sono le principali cause di questo fenomeno: in Figura 3-10 è possibile osservare un hot-spot causato da un guasto della saldatura tra due celle.



Figura 3-10. Formazione di Hot-spot su un modulo fotovoltaico. [13]

3.12 Guasto dei diodi di bypass

I diodi di bypass, che, come visto prima, sono utilizzati per prevenire problemi dovuti al mismatch tra le celle, possono a loro volta smettere di funzionare, soprattutto a causa di surriscaldamenti dovuti ad un corretto dimensionamento dell'impianto. [21]

Il problema è comunque risolvibile se la temperatura alle giunzioni è mantenuta al di sotto dei 128°C. [15]

3.13 Deterioramento dell'incapsulante

I materiali fotoassorbenti per i raggi UV e altri tipi di stabilizzatori riescono a garantire una certa continuità di funzionamento ai materiali incapsulanti del modulo.

Tuttavia, è possibile riscontrare un graduale impoverimento dell'efficacia (che si manifesta con lo scolorimento del materiale incapsulante) a causa di fenomeni di dilavamento e diffusione di acqua che portano ad una rapida degradazione del materiale incapsulante.

In particolare, lo strato di EVA tende a diventare più scuro e ad accumulare acido acetico, causando una graduale riduzione delle performance. [16]

3.14 Perdite d'isolamento

Le perdite d'isolamento sono di particolare interesse sia dal punto di vista dell'analisi delle prestazioni, sia dal punto di vista della sicurezza dell'impianto: esse si verificano quando le parti conduttive del modulo che non appartengono al circuito elettrico (come il telaio metallico laterale) subiscono dei danni o si deteriorano nel tempo e non riescono più ad isolare in maniera adeguata il modulo.

Per verificare l'isolamento viene utilizzata una prova specifica, che viene svolta in un luogo chiuso ponendo i terminali del modulo in corto circuito ed in questo modo scaricando la carica residua: i terminali ed il telaio metallico che contorna il modulo vengono poi collegati ad un apposito strumento che impone una tensione ai capi crescente, al massimo, di 500 V/s.

La prova si ritiene superata nel caso in cui non si verifichino archi elettrici, situazione che significherebbe che l'isolamento del modulo non riesce a resistere alla tensione applicata dallo strumento di prova e che potrebbe essere presente un guasto.

Come definito dalle norme IEEE 1262 e IEC 61215, per moduli con una superficie superiore a $0,1 \text{ m}^2$, la resistenza d'isolamento deve rispettare la seguente condizione:

Equazione 24. Condizione per la verifica della resistenza d'isolamento.

$$R_{iso} \ge \frac{40 \ M\Omega}{A}$$

Dove Riso è il valore della resistenza d'isolamento ed A la superficie del modulo. [22] [11]

Capitolo 4

4 Tecniche per l'analisi delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

I difetti ed i meccanismi di degradazione descritti nel precedente capitolo possono essere individuati ed analizzati con tecniche specifiche.

I difetti riscontrabili su un modulo fotovoltaico possono essere suddivisi in tre tipologie:

- Elettrici
- Meccanici
- Termici

Ciascuna di queste categorie è caratterizzata da appositi test, il cui grado di affidabilità e precisione dipende fortemente da quale difetto debbano essi individuare.

4.1 Difetti Elettrici

La prima categoria di difetti fa riferimento a tutte le possibili situazioni che possono contribuire al peggioramento dei parametri elettrici caratteristici di un modulo fotovoltaico.

I difetti elettrici più comuni possono essere individuati con prove e test specifici, di cui, nei paragrafi successivi, verrà fornita la descrizione.

Come visto nel Paragrafo 1, l'analisi della curva corrente-tensione è sicuramente lo strumento più efficace per l'individuazione delle grandezze caratteristici di un modulo fotovoltaico ed è valido anche per lo studio di eventuali fenomeni di impoverimento delle prestazioni.

A livello pratico, la curva I-V si ricava principalmente con i metodi descritti di seguito.

4.1.1 Misura tramite carica del condensatore

Il test tramite carica del condensatore è il più comunemente utilizzato per tracciare le curve I-V di un modulo fotovoltaico: l'esecuzione è molto semplice e consiste nel collegare il modulo, esposto alla luce solare, ad un circuito in cui è contenuto un condensatore, come si evince dallo schema in Figura 4-1.



Figura 4-1. Schema semplificato del circuito con condensatore per la misura delle curve I-V.

Il condensatore è inizialmente scarico ed il transitorio di carica si verifica una volta che si chiude il circuito, grazie alla corrente generata dal modulo fotovoltaico.

Il transitorio di carica dura circa 100 ms, che rappresenta anche il tempo totale di ogni singola prova.

Come si osserva in Figura 4-2, in condizioni di circuito aperto la corrente è pari a zero mentre la tensione è pari al valore massimo (V_{OC}), e, dopo pochi ms dalla chiusura del circuito e dall'inizio del transitorio, la corrente sale repentinamente al valore I_{SC} mentre la tensione diventa zero.

La fase di carica si sviluppa poi con la tensione che cresce linearmente per poi assestarsi nuovamente sul valore di V_{OC} mentre la corrente rimane percorre prima un tratto quasi costante per poi tornare nuovamente nulla.



Figura 4-2. Profilo corrente-tensione durante il transitorio di carica.

Il transitorio dura tra i 10 ed i 100 ms: in tale lasso di tempo la corrente che circola nel circuito è proporzionale alla tensione e alla capacità del condensatore, secondo l'Equazione 25.

Equazione 25. Equazione caratteristica del condensatore.

$$i(t) = C \frac{du(t)}{dt}$$

In cui:

- i(t) è la corrente (variabile nel tempo) che attraversa il condensatore;
- C è la capacità del condensatore espressa in F (Farad) ο μF;
- du(t)/dt è la derivata rispetto al tempo della tensione ai capi del condensatore.

4.1.2 Misura tramite carico elettronico

Dal momento che il test condotti utilizzando il condensatore possono risultare piuttosto costosi, negli ultimi anni sono stati sviluppati tecniche e strumenti più economici in modo da ottimizzare le risorse a disposizione.

La soluzione più comune riguarda l'utilizzo di carichi elettronici programmabili che forniscano valori di resistenza costanti: in questo modo si può variare la resistenza del sistema progressivamente registrando i valori di tensione, corrente ed irradianza tramite apposite sonde.

4.1.3 Misura tramite resistenza variabile

Un altro metodo per la determinazione della caratteristica I-V del modulo riguarda l'utilizzo di un carico resistivo con resistenza variabile: è la tecnica che richiede più tempo per la misura dal momento che la resistenza utilizzata varia linearmente da zero a infinito in modo che si possano individuare tutti i punti appartenenti alla curva I-V.

4.1.4 Misura con MPPT

Il metodo prevede l'utilizzo del MPPT (Maximum Power Point Tracker) che, come spiegato in precedenza, è un convertitore DC-DC che permette di estrarre la massima potenza in condizioni di irradianza solare variabile.

Tale convertitore può emulare il comportamento di una resistenza e può quindi essere utilizzato per tracciare la curva I-V di un generatore fotovoltaico variando il ciclo di lavoro con cui esso opera.

La presenza di vari "transistors" e di componenti di accumulo di carica come induttori e condensatori rende l'utilizzo di questa tecnica particolarmente costoso.

4.2 Difetti Meccanici

I difetti meccanici riscontrabili su un modulo fotovoltaico possono essere di vario tipo e generalmente sono di facile individuazione, dal momento che sono visibili o ad occhio nudo oppure grazie a tecnologie di rilevazione all'avanguardia.

Alcuni esempi possono essere: fratture o crack delle celle, corrosione, scolorimento e delaminazione.

Le tecniche principali per l'individuazione di questi difetti sono l'ElettroLuminescenza e la fluorescenza, descritte nei paragrafi seguenti.

4.2.1 Elettroluminescenza

L'ElettroLuminescenza (EL) è un particolare tipo di luminescenza, un meccanismo fisico consistente nell'emissione di fotoni di luce (sia nello spettro del visibile che dell'invisibile) da parte di materiali eccitati da una causa che non sia l'aumento di temperatura.

• PRINCIPIO FISICO

L'EL è un fenomeno ottico che caratterizza alcuni materiali in grado di emettere luce sotto l'azione di un campo elettrico, cioè quando attraversati da corrente elettrica: l'emissione di fotoni è il risultato della ricombinazione di elettroni e lacune del materiale (normalmente un semiconduttore).

Il drogaggio dei semiconduttori è necessario per creare la "giunzione p-n", che è stata discussa per spiegare l'effetto fotovoltaico nel paragrafo 1.5: nonostante i fenomeni di ricombinazione che inducono l'emissione di fotoni da parte del materiale semiconduttori siano piuttosto rari, essi possono interessare anche il silicio e possono essere individuati da uno strumento esterno.

L'ElettroLuminescenza è una tecnica che presenta molteplici vantaggi: è capace di fornire una grande quantità di dati riguardanti l'omogeneità e l'uniformità delle prestazioni di celle o moduli fotovoltaici, non è un test distruttivo (l'esecuzione è tale da non rischiare di compromettere l'integrità del modulo) ed è caratterizzata da tempi di misurazione relativamente brevi (circa 1 s).

In Figura 4-3 è possibile verificare come il picco dell'intensità del segnale di luminescenza venga raggiunto ad una lunghezza d'onda di 1150 nm, che corrisponde esattamente al "bandgap" del silicio.



Figura 4-3. Lunghezza d'onda dei segnali di luminescenza del silicio.

• SET-UP UTILIZZATO DURANTE LE PROVE

Il test che sfrutta il fenomeno dell'elettroluminescenza viene eseguito in condizioni di irradianza nulla, per esempio di notte oppure in una stanza buia: in queste condizioni il modulo si comporta come un diodo ed è quindi necessario alimentarlo con una tensione prossima a quella di circuito aperto (V_{OC} , circa 38 V per i moduli in silicio policristallino) affinchè una corrente pari a circa la metà di I_{SC} scorra nei circuiti.

In tali condizioni è necessario attrezzarsi con delle fotocamere apposite (tecnicamente chiamate "Consumer Grade Silicon Digital Camera" o "CCD Camera") dotate di sensori al silicio in grado di catturare la radiazione ad infrarossi, in un range tra i 1000 nm ed i 1350 nm circa (come si evince dalla Figura 4-3).



Figura 4-4. Ambiente e dispositivi utilizzati durante il test ad elettroluminescenza.

Le condizioni di irradianza nulla si rendono necessarie perché la quantità di radiazione infrarossa contenuta nella luce solare è ovviamente molto più alta di quella emessa dal modulo fotovoltaico: per avere quindi risultati del test consistenti è necessario evitare l'interferenza della radiazione solare ed effettuare le prove in una stanza completamente buia e priva di luce artificiale.

• TIPI DI DIFETTI RISCONTRABILI

I test che si basano sul fenomeno dell'elettroluminescenza sono molto utili per individuare una grande quantità di difetti e danni riscontrabili sui moduli fotovoltaici, nonostante la tecnologia abbia ancora alcune limitazioni [23]:

- Le prove non possono essere eseguite durante la fase di funzionamento del modulo fotovoltaico;
- In caso di degradazione ottica, rottura del vetro o delaminazione, i test sono meno efficienti e i risultati prodotti meno consistenti;
- I test non sono in grado di quantificare la perdita di potenza di un modulo difettoso.

È possibile classificare i diversi tipi di difetti riscontrabili con i test ad elettroluminescenza, secondo le seguenti categorie [24]:

Difetti di fabbricazione delle celle

Durante la fase di produzione, le celle vengono fatte passare in un forno per attivare lo strato di ossido di silicio: durante questo trattamento termico (chiamato anche "firing"), è possibile che si creino delle disomogeneità di temperatura, particolarmente gravose se si verificano ai bordi delle celle: il gradiente causa la formazione di zone della cella in cui la produzione di corrente è molto più bassa, con una conseguente riduzione delle prestazioni.

Il difetto è visibile ad occhio nudo osservando le fotografie ottenute durante le prove ed è segnalato dalla presenza di macchie più scure sulla superficie della cella: un tipico esempio è mostrato in Figura 4-5.



Figura 4-5. Cella con macchia scura in superficie.

Un difetto che avviene durante questa fase è anche il "chain pattern" (esempio in Figura 4-6): anch'esso è causato da un gradiente di temperatura, non dal forno in maniera diretta come per il "firing" ma dal contatto tra il nastro che trasporta le celle all'interno del forno e la cella stessa. Si tratta di un difetto difficilmente visibile ad occhio nudo e, in ogni caso, produce effetti non particolarmente impattanti sulla qualità della cella stessa.



Figura 4-6. Cella affetta da "chain pattern".

Un problema piuttosto comune può essere ricondotto ai "fingers" difettosi, contatti (solitamente in alluminio o rame) che hanno il compito di raccogliere la corrente e trasmetterla ai "busbars", ad essi perpendicolari.

Questi danni non nascono più durante il processo di "firing", ma da errori durante la fase di deposito del materiale: i "fingers", infatti, possono rompersi o non essere posati del tutto, creando delle zone a bassa intensità luminosa a causa di un minore passaggio di corrente.

Solitamente si possono riconoscere da delle strisce orizzontale sulla superficie della cella ed il loro ruolo nell'impoverimento delle prestazioni è comunque piuttosto trascurabile. Un esempio di come si presenta tale difetto è in Figura 4-7.



Figura 4-7. Cella affetta da fingers difettosi.
Difetti insorti durante la fabbricazione dei moduli

I difetti possono nascere anche durante la fase di assemblaggio delle celle, e quindi della produzione del modulo, e sono solitamente collegabili a problemi con i "busbars". [25]

Se infatti si verificano delle fratture nella parte della cella tra i "busbars" e il bordo oppure se i contatti non sono perfettamente collegati tra di loro (Figura 4-8), una porzione del modulo potrebbe risultare scollegata e subire un calo significativo di produzione di energia.



Figura 4-8. Cella affetta da busbars difettosi.

Danni insorti durante la fase di trasporto

La fase di trasporto dei moduli è la più delicata e in cui nascono la maggior parte dei difetti per un modulo fotovoltaico: tra le cause più frequenti ci sono l'errato maneggiamento da parte degli addetti al trasporto e gli stress meccanici causati da una non corretta protezione dei moduli.

Durante questa fase non è raro che i moduli si rompano o si fratturino in maniera più o meno reversibile: la situazione peggiore si verifica quando i "crack" sono localizzati ai bordi della cella, perché provocano un'interruzione di corrente che porta a perdite considerevoli.

Un esempio di frattura sulla cella causata da stress meccanico è presentato in Figura 4-9.



Figura 4-9. Cella fratturata a causa di uno stress meccanico.

Danni insorti durante la fase di installazione

Se durante la fase di installazione dei contatti si verificano dei problemi, può avvenire che i fingers non siano perfettamente direzionati, siano interrotti o manchino del tutto: queste situazioni possono portare alla formazione di zone meno luminose, dovute al fatto che esse vengono attraversate da una minore quantità di corrente.

Nelle immagini EL è possibile distinguere i "fingers" come strisce perpendicolari ai "busbars" (Figura 4-10), ed è facile verificare se tali linee siano interrotte o collegate correttamente: nonostante sia un tipo di difetto piuttosto diffuso, le conseguenze sulle prestazioni della cella sono trascurabili.



Figura 4-10. Cella con fingers interrotti.

Difetti causati da agenti esterni

Dopo l'installazione, un modulo è sottoposto ad una serie di stress (meccanici o termici) che possono provocare fratture più o meno estese e quindi diminuzioni di performance e malfunzionamenti: i principali responsabili di questi eventi sono gli agenti atmosferici, tra cui pioggia battente, neve e grandine.

In particolare, neve e pioggia creano carichi distribuiti sulla superficie della cella, in grado di creare fratture nella parte centrale di essa, che è l'area in cui si verificano le deformazioni maggiori.

La grandine invece induce carichi puntuali, che si traducono spesso in fratture localizzate che possono anche diramarsi in più zone della cella.

A livello visivo, nelle foto ottenute durante il test EL tali fratture possono assomigliare a quelle che si verificano durante la fase di trasporto, ed è quindi difficile distinguerle (un esempio è riportato in Figura 4-11).



Figura 4-11. Cella con frattura provocata presumibilmente da grandine.

4.3 Altri tipi di difetti

I difetti di più difficile individuazione sono sicuramente quelli termici, per i quali sono richieste tecniche di rilevazione piuttosto costose.

I danni più gravosi sono sicuramente causati dai cosiddetti "hot spots" dovuti al mismatch, ovvero punti caratterizzati da un surriscaldamento locale e che possono provocare effetti distruttivi, come la rottura della cella o del vetro, fusione delle saldature o degrado a lungo termine.

4.3.1 Termografia

La termografia è sicuramente lo strumento più efficace per effettuare il controllo periodico dei difetti termici in un impianto fotovoltaico, anche di dimensioni considerevoli: l'analisi termografica per l'individuazione di punti di perdita dell'energia prodotta è solitamente effettuata tramite termocamere in grado di catturare in un breve lasso di tempo immagini di campi solari di grandi dimensioni.

La termografia è particolarmente efficiente se combinata con lo studio della caratteristica I-V dei moduli.

I principali difetti individuabili con tale tecnica sono:

- Hot spots (o "punti caldi") dovuti a mismatch costruttivo o per shading;
- Giunzioni e diodi di bypass difettosi;
- Potential Induced Degradation (PID);
- Danni fisici all'interno della cella ed eventuali difetti costruttivi.

In Figura 4-12 è presentata una tabella riassuntiva in cui è possibile osservare come una corretta campagna di prove termografiche possa essere utile ad individuare non solo difetti del modulo ma anche del circuito elettrico di cui esso fa parte.

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

Figura 4-12. Tabella riassuntiva dei difetti riscontrabili con i test termografici.

Lo strumento necessario allo svolgimento delle prove termografiche è la termocamera, sensibile alle lunghezze d'onda della banda dell'infrarosso (compresa tra $8 e 14 \mu m$).

Il principio di funzionamento è molto semplice: la termocamera puntata sui moduli rileva la loro distribuzione di temperatura, che dipende ovviamente dal gradiente di temperatura esistente fra le celle sottostanti.

Per eliminare ogni possibile fonte di errori, dovuti principalmente al fatto che il vetro del modulo non è perfettamente trasparente nella banda 8-14 µm e quindi i gradienti misurabili su di esso sono molto piccoli, si utilizzando termocamere dotate di DDE ("Digital Detail Enhancement"), in grado di tarare e regolare automaticamente i valori di temperatura massima e minima rilevabili.

Le condizioni ambientali in cui vengono eseguite le prove sono fondamentali: è importante che l'irraggiamento solare non scenda sotto una certa soglia (almeno 500 W/m², ma è preferibile 700 W/m²) per evitare possibili interferenze, come ombre e riflessi, di nuvole e edifici circostanti.

Temperature basse e vento non eccessivo possono essere utili ad ottenere un buon contrasto termico; è anche buona norma scollegare i moduli dal carico in modo che l'unica sorgente di calore sia la radiazione solare e non vi sia l'interferenza del flusso di corrente.

È molto importante anche il corretto posizionamento della telecamera per evitare che riflessi ed emissività possano interferire con i risultati delle prove: i coefficienti di riflessione ed emissività per il vetro dei moduli sono compresi tra i valori di 0,85-0,9, quindi bisogna prestare particolare attenzione a non confondere le misure ed individuare falsi "hot-spot".

Per evitare tali problemi, la termocamera deve essere posta non perpendicolarmente ai moduli, ma deve essere posizionata con un angolo di ripresa fra i 5° ed i 60°, come mostrato in Figura 4-13.



Figura 4-13. Corretto posizionamento angolare della termocamera.

4.3.2 Fluorescenza

Il test di fluorescenza è una tecnica innovativa per l'individuazione di difetti meccanici dei moduli fotovoltaici, che sfrutta la presenza di alcuni atomi dell'EVA ("Ethylene Vinyl Acetate") per attivare l'omonimo fenomeno fisico. [26]

La tecnica, rispetto a quella EL, è di più veloce e facile esecuzione e i risultati sono fotografie ancora più nitide e di qualità migliore.

I principali difetti individuabili con i test a UVF sono: crack all'interno delle celle, porzioni di cella elettricamente isolate e celle sconnesse per contatti elettrici difettosi.

• PRINCIPIO FISICO

La fluorescenza è una forma di luminescenza, che consiste nell'emissione di luce attraverso un materiale attivato che a sua volta ha assorbito luce o un'altra radiazione elettromagnetica.

Il metodo si basa sull'effetto di fluorescenza dell'EVA, che quando viene esposto alla radiazione solare e riceve una certa quantità di raggi UV, si deteriora rilasciando dei "cromofori", ovvero degli atomi in grado di conferire una specifica colorazione ad un materiale.

La radiazione riemessa nello spettro del visibile e contenente i cromofori ha una lunghezza d'onda maggiore (325-800 nm) rispetto alla radiazione assorbita (ultravioletta, 315 nm), e di conseguenza i fotoni hanno un'energia minore: questo meccanismo conferisce alla sostanza fluorescente un colore ben definito che non può essere osservato ad occhio nudo ma solo se esposto alla radiazione UV.

Come descritto prima, un modulo fotovoltaico tipicamente è composto più strati: alcuni di essi contengono sostanze in grado di attivare il fenomeno di fluorescenza e possono quindi essere oggetto di test specifici per l'analisi della degradazione.

• MATERIALI DEI MODULI FOTOVOLTAICI SOTTOPONIBILI AL TEST

Il test UVF è effettuato per individuare possibili difetti su specifici componenti di un modulo fotovoltaico.

Tra di essi, il vetro frontale del modulo è sicuramente il componente più interessante poiché, pur essendo trasparente nel range di lunghezza d'onda dell'ultravioletto (315-400 nm), contiene delle porzioni di colore e ossido di stagno che possono essere eccitate con raggi UV e sottoposti ai test di fluorescenza per l'individuazione di eventuali difetti.

Anche il materiale incapsulante, presente sia sulla superficie frontale sia sui bordi delle celle, può essere attivato grazie alle alte temperature e ai raggi UV, che si distribuiscono secondo lo schema mostrato in Figura 4-14: in questo modo, è possibile prevedere dove ci siano delle fratture all'interno degli strati, studiando i punti in cui la radiazione UV penetra nella cella. [26]



Figura 4-14. Schema delle linee di penetrazione dei raggi UV nei vari strati di materiale incapsulante

• MODALITÀ DI SVOLGIMENTO DEL TEST

Come avviene per il test di elettroluminescenza, le prove di fluorescenza vengono effettuate al buio, quindi senza la radiazione solare, che contiene fotoni con lunghezza d'onda paragonabile a quella dei raggi UV che possono quindi interferire con i test.

Uno dei principali vantaggi di tale test rispetto a quello EL è che i moduli non devono necessariamente essere spostati in una stanza buia, ma possono essere esaminati anche di notte, senza quindi scollegarli dall'impianto e senza essere mossi.

Il test viene eseguito con l'ausilio di una lampada UV-b (con lunghezza d'onda di picco di 315 nm e potenza fra i 10 ed i 100 kW), preferita a quella di tipo UV-a perché quest'ultima presenta una lunghezza d'onda massima di 350 nm e quindi gran parte delle radiazioni emesse verrebbero assorbite dal vetro frontale del modulo.

Per ricavare le immagini non è necessaria una fotocamera particolare ma è sufficiente utilizzarne una commerciale, poiché le radiazioni emesse dai cromofori appartengono allo spettro del visibile; nonostante ciò, è buona norma impostare un tempo di esposizione di almeno 10 secondi per ottenere delle immagini chiare e nitide. È inoltre possibile utilizzare un filtro che blocchi le radiazioni sotto i 400 nm per evitare possibili interferenze nella realizzazione della fotografia causate dalla luce della lampada.



Figura 4-15. Immagini ricavate durante un test di fluorescenza.

Capitolo 5

5 Prove Sperimentali

5.1 Misura delle curve I-V: set-up sperimentale

La caratteristica I-V, come già spiegato, è lo strumento più efficace ed immediato per ricavare i parametri fondamentali ed i punti di funzionamento di un modulo fotovoltaico.

Le prove sperimentali condotte al Politecnico di Torino hanno avuto lo scopo di misurare le curve tensione-corrente di moduli dello stesso modello, con circa vent'anni di funzionamento ma con diverse caratteristiche di degradazione: le misurazioni hanno consentito il confronto dei parametri elettrici fondamentali dei dispositivi per comprenderne la resistenza all'invecchiamento e l'impoverimento delle prestazioni.

I test effettuati al Politecnico di Torino sono stati eseguiti tramite la carica di un condensatore: nello specifico, il circuito prevedeva l'utilizzo di un condensatore elettrolitico (mostrato in Figura 5-1) con una capacità di 10 mF, inserito in un box contenente anche una resistenza di scarica e un interruttore, in grado di chiudere ed aprire manualmente il circuito.



Figura 5-1. Box contenente il condensatore elettrolitico.

La misura della tensione è ottenuta collegando ai terminali del generatore delle sonde differenziali, in particolare sono stati usati degli strumenti "Sapphire", di cui si mostra un esempio in Figura 5-2.



Figura 5-2. Sensore di corrente modello Sapphire.

Lo strumento utilizzato per la misura della corrente è invece un sensore che sfrutta l'effetto Hall per misure sia in corrente continua che alternata. Il modello di riferimento è il AC LEM-HEME PR 30 da 30 A di picco, di cui si riporta un esempio in Figura 5-3.



Figura 5-3. Sensore di corrente modello AC LEM-HEME PR 30.

Un altro parametro fondamentale per la corretta interpretazione delle prove è sicuramente la temperatura, misurata attraverso una sonda del tipo PT-100 connessa alla superficie posteriore del modulo. Il principio di funzionamento è basato sullo scambio di calore per conduzione tra la sonda ed il modulo, che permette la misurazione della temperatura poi mostrata sul display.

Il sensore utilizzato per le prove è il SOLAR-02 di HT Instruments, di cui è mostrata la foto in Figura 5-4.



Figura 5-4. Sonda di temperatura per la misura della temperatura di cella.

L'irradianza solare perpendicolare alla superficie è invece misurata con un piranometro (illustrato in Figura 5-5), che deve essere posizionato in parallelo alla superficie del modulo per effettuare una misura corretta.



Figura 5-5. Piranometro utilizzato per la misura dell'irradianza.

Il piranometro riesce a misurare la radiazione globale (somma di radiazione diretta, diffusa e riflessa) emettendo un segnale di tensione che è catturato dalla sonda e mostrato a schermo.

In alternativa, essendo il piranometro estremamente delicato e abbastanza costoso, è possibile utilizzare un altro tipo di sensore di irradianza. In Figura 5-6 è riportato un esempio di strumento utilizzato durante i test al Politecnico e costituito da una piccola cella solare: la sonda rileva un valore di tensione (in mV) proporzionale a quello di irradianza misurato.



Figura 5-6. Sensore di irradianza collegato al modulo fotovoltaico.

Prima di eseguire la misura, viene infine collegato un alimentatore al condensatore affinchè venga imposta una tensione iniziale negativa: in questo modo si è certi di considerare all'interno del transitorio di carica anche la situazione di corto circuito (a tensione nulla). Lo strumento utilizzato durante i test è mostrato in Figura 5-7.



Figura 5-7. Alimentatore utilizzato durante i test al Politecnico di Torino.

In Figura 5-8 è mostrato un dei moduli fotovoltaici sottoposti ad un ciclo di test al Politecnico di Torino, appoggiato su un supporto che garantisca stabilità e mobilità: il modulo infatti viene ruotato ed inclinato in maniera da essere sottoposto a valori di irradianza sempre differenti.



Figura 5-8. Modulo fotovoltaico oggetto della prova collegato al sistema di acquisizione dei dati.

Tutti i moduli sottoposti al ciclo di prove facevano parte dell'impianto fotovoltaico installato sul tetto del Politecnico di Torino, composto da dieci moduli Isophoton in silicio monocristallino da 110 W (con una potenza installata complessiva di 1100 W) in esercizio dal 2003.



Il generatore fotovoltaico di cui si è fatta menzione è mostrato in Figura 5-9 e Figura 5-10.

Figura 5-9. Impianto fotovoltaico sul tetto del Politecnico di Torino (vista laterale).



Figura 5-10. Impianto fotovoltaico sul tetto del Politecnico di Torino (vista frontale).

Il modulo è quindi collegato al circuito di prova: solitamente la maggior parte della strumentazione tecnica è collocata su un banco in cui è posto un PC dotato di uno specifico software (Labview) per la raccolta dei dati (Figura 5-11).



Figura 5-11. Banco di prova utilizzato durante i test sui moduli fotovoltaici.

Un ruolo fondamentale all'interno del circuito appartiene al convertitore A/D (DAQ modello NI USB-6251 BNC, in Figura 5-12): esso è in grado di registrare le coppie di valori corrente-tensione allo stesso tempo e di convertire il segnale da analogico a digitale, in maniera tale che i dati possano essere gestiti dal PC.



Figura 5-12. Convertitore A/D DAQ-NI USB-6251 BNC.

A livello grafico, la schermata di acquisizione dei dati da parte dell'oscilloscopio DAQ descritto prima è illustrato in Figura 5-13: si può notare come il software elabori le misure ottenendo il profilo I-V caratteristico del modulo.



Figura 5-13. Schermata di acquisizione dei dati.

Per una corretta interpretazione dei risultati, si riportano in Tabella 1 i dati di targa dei moduli Isophoton sottoposti alle prove: si segnala che tutti i dati inseriti sono da intendersi in STC.

| | Valore | Unità di misura |
|---------------------|--------|-----------------|
| P _{mpp} | 110 | W |
| V _{mpp} | 34,8 | V |
| Impp | 3,16 | А |
| Voc | 43,2 | V |
| Isc | 3,45 | А |
| α% | 0,04 | %/°C |
| β% | -0,367 | %/°C |
| Larghezza | 0,654 | m |
| Lunghezza | 1,31 | m |
| N° celle per modulo | 72 | - |
| NOCT | 47 | °C |

Tabella 1. Dati di targa dei moduli Isophoton sottoposti alle prove.

Con tali dati è possibile ricavare anche le seguenti grandezze:

• Rendimento (η) , calcolato con la seguente formula:

Equazione 26. Calcolo del rendimento dei moduli Isophoton a partire dai dati di targa.

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{G_{STC} \cdot A} = \frac{110 W}{1000 \frac{W}{m^2} \cdot 0,654 m \cdot 1,31 m} = 0,128 = 12,8\%$$

• Fill Factor (FF), calcolato come segue:

Equazione 27. Calcolo del Fill Factor dei moduli Isophoton a partire dai dati di targa.

$$FF = \frac{P_{mpp}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{110 W}{43,2 V \cdot 3,45 A} = 0,738 = 73,8\%$$

Il valore del rendimento e del Fill Factor calcolati con i dati di targa saranno quindi i riferimenti principali per l'interpretazione ed il confronto dei risultati dei test.

5.2 Misura delle curve I-V: risultati delle prove

Nelle tabelle seguenti vengono presentati i risultati delle prove a cui sono stati sottoposti vari moduli Isophoton per valutarne lo stato di degrado e l'invecchiamento: per ogni modulo sono stati eseguiti tre test ed alla fine sono stati calcolati i valori medi dei parametri estratti per ogni curva I-V.

Le grandezze misurate sono le seguenti:

- T_a = temperatura ambiente;
- G = irradianza solare;
- T_c = temperatura della cella;
- P_{mpp} = massima potenza;
- V_{mpp} = tensione nel punto di massima potenza;
- V_{oc} = tensione di circuito aperto;
- V_{mpp}/V_{oc} = rapporto tra tensione nel punto di massima potenza e tensione di circuito aperto;
- I_{mpp} = corrente nel punto di massima potenza;
- I_{sc} = corrente di corto circuito;
- I_{mpp}/I_{sc} = rapporto tra corrente nel punto di massima potenza e corrente di corto circuito;
- Fill Factor = parametro dato dall'Equazione 12.

Oltre alle grandezze sperimentali, le tabelle mostrano anche i dati riportati in STC e le deviazioni dei parametri dai dati di targa, in maniera da poter calcolare il rendimento. Infine, sono riportate anche i valori di R_s (resistenza in serie) e R_{sh} (resistenza di shunt).

Nei seguenti paragrafi vengono riportati i risultati dei test del modulo caratterizzato da prestazioni migliori, di quello caratterizzato da prestazioni peggiori e di un modulo con prestazioni "intermedie", mentre le tabelle contenenti i risultati delle prove eseguite sui restanti moduli sono indicate in appendice.

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|------------------|
| Ta | 31 | 30 | 31 | 31 | °C |
| G | 878 | 880 | 864 | 874 | W/m ² |
| Tc | 64 | 64 | 65 | 64 | °C |
| P _{max} | 60 | 59 | 58 | 59 | W |
| VPmax | 26,44 | 26,11 | 26,35 | 26,30 | V |
| Voc | 36,05 | 35,86 | 35,74 | 35,88 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,73 | 0,73 | 0,74 | 0,73 | |
| IPmax | 2,26 | 2,24 | 2,18 | 2,23 | Α |
| Isc | 2,61 | 2,59 | 2,55 | 2,59 | Α |
| I _{Pmax} /I _{sc} | 0,86 | 0,87 | 0,86 | 0,86 | |
| Fill Factor | 63,3% | 63,1% | 63,1% | 63,2% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| Pmpp | 82,07 | 80,69 | 80,75 | 81,17 | W |
| V _{mpp} | 31,41 | 31,44 | 31,40 | 31,42 | V |
| I _{mpp} | 2,61 | 2,57 | 2,57 | 2,58 | Α |
| Altri Parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | -25,4% | -26,6% | -26,6% | -26,2% | |
| ΔImpp | -17,3% | -18,8% | -18,6% | -18,2% | |
| ΔVmpp | -9,7% | -9,7% | -9,8% | -9,7% | |
| η | 9,6% | 9,4% | 9,4% | 9,5% | |
| Rs | 2,78 | 2,80 | 2,82 | 2,80 | Ω |
| Rsh | 145 | 150 | 152 | 149 | Ω |

5.2.1 Risultati del modulo con prestazioni peggiori

Tabella 2. Risultati dei test eseguiti sul modulo #2

Il parametro utilizzato come riferimento per confrontare le prestazioni dei moduli è il decremento percentuale della potenza massima (ΔP_{mpp} %), calcolato con l'Equazione 28.

Equazione 28. Calcolo del decremento percentuale della potenza massima.

$$\Delta P_{mpp}\% = \frac{P_{test} - P_{nom}}{P_{nom}}$$

Nell'equazione P_{test} è il valore di potenza massima ricavato dai test effettuati sui moduli e rappresentano il valore dopo i diversi anni di funzionamento, mentre $P_{mpp,targa}$ è la potenza massima di 110 W_p che rappresenta il dato di targa.

È emerso come il modulo in oggetto fosse il "peggiore" in tal senso, avendo registrato un delta di -26,2%, valore medio dei risultati dei tre test effettuati (-25,4%, -26,6%, -26,6% rispettivamente).

Il decremento di potenza massima è un dato influenzato ovviamente dal decremento di tensione e corrente nel MPP ("Maximum Power Point"), poiché, secondo l'Equazione 4, la potenza è il prodotto tra tensione e corrente.

Come è mostrato in Tabella 2, il modulo #2 è caratterizzato da un decremento medio di corrente $(\Delta I_{mpp}\%)$ di -18,2%, mentre il delta medio sulla tensione $(\Delta V_{mpp}\%)$ è di -9,7%.

Un altro parametro di riferimento per valutare lo stato di funzionamento dei moduli è sicuramente il rendimento, che è stato calcolato a partire dai dati di targa (area data dal prodotto tra larghezza e lunghezza del modulo, ricavate dalla Tabella 1) e dai risultati (P_{mpp} ed irradianza G misurata), secondo l'Equazione 8.

Il risultato è stato un rendimento η medio del 9,5%, rispetto ad un rendimento di targa di 12,8%, e un Fill Factor medio del 63,2% rispetto al dato di targa di 73,8%.



Figura 5-14. Risultati dei test sul modulo #2 resi graficamente.

In Figura 5-14 è mostrata la caratteristica I-V del modulo #2 ricavata grazie alla misura di vari punti in istanti di tempo successivi durante il test.

La curva blu rappresenta l'andamento della corrente misurata in funzione della tensione, mentre la curva verde è riporta i valori di corrente in condizioni standard (STC). Il grafico si completa con la curva dell'andamento della potenza in funzione della tensione misurata in nero la curva di tale potenza riportata in STC in rosso.

Nel grafico inoltre sono riportati i valori di irradianza media misurata durante le prove (in questo caso 874 W/m^2 , a fronte di una G_{STC} di 1000 W/m^2) e la temperatura media di cella (T_C=64°C).

5.2.2 Risultati del modulo con prestazioni migliori

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|------------------|
| Ta | 29 | 30 | 30 | 30 | °C |
| G | 1014 | 1005 | 1014 | 1011 | W/m ² |
| T _c | 63 | 63 | 63 | 63 | °C |
| P _{max} | 79 | 79 | 79 | 79 | W |
| V _{Pmax} | 28,73 | 28,66 | 28,69 | 28,69 | V |
| Voc | 37,23 | 37,28 | 37,30 | 37,27 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,77 | 0,77 | 0,77 | 0,77 | |
| I _{Pmax} | 2,77 | 2,77 | 2,77 | 2,77 | Α |
| Isc | 3,12 | 3,11 | 3,11 | 3,11 | Α |
| IPmax/Isc | 0,89 | 0,89 | 0,89 | 0,89 | |
| Fill Factor | 68,4% | 68,4% | 68,5% | 68,4% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| Pmpp | 94,30 | 94,92 | 94,10 | 94,44 | W |
| Vmpp | 34,45 | 34,51 | 34,67 | 34,54 | V |
| I _{mpp} | 2,74 | 2,75 | 2,71 | 2,73 | Α |
| Altri Parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | -14,3% | -13,7% | -14,5% | -14,1% | |
| ΔImpp | -13,4% | -13,0% | -14,1% | -13,5% | |
| ΔV_{mpp} | -1,0% | -0,8% | -0,4% | -0,7% | |
| η | 11,0% | 11,1% | 11,0% | 11,0% | |
| Rs | 1,69 | 1,66 | 1,69 | 1,68 | Ω |
| Rsh | 271 | 266 | 265 | 267 | Ω |

Tabella 3. Risultati dei test eseguiti sul modulo #5

In Tabella 3 è possibile osservare i parametri ottenuti per il modulo #5, che è risultato essere il migliore dal punto di vista delle performance: il ΔP_{mpp} % medio è stato infatti misurato uguale a - 14,3%, mentre ΔI_{mpp} % e ΔV_{mpp} % sono risultati essere rispettivamente -13,5% e -0,7%.

Il rendimento calcolato con i dati ottenuti dai test è risultato essere 11%, mentre il Fill Factor 68,4%.

Confrontando questi numeri con quelli ottenuti per il modulo #2, si evince come, effettivamente, tutti i parametri del modulo #5 siano migliori: il decremento di potenza ΔP_{mpp} % rispetto al valore nominale è molto meno consistente (-14,3% contro -26,2%), ed è stato trovato che anche i due fattori di efficienza (rendimento e FF) risultano più alti (11% contro 9,5% e 68,4% contro 63,2% rispettivamente).

Tenendo conto che il rendimento è influenzato anche dall'irradianza solare incidente (durante i test effettuati sul modulo #5 tale valore è risultato essere uguale, in media, a 1011 W/m², mentre per il modulo #2 era 874 W/m²), si può notare come questi risultati siano consistenti, dal momento che il rendimento, essendo direttamente proporzionale alla potenza massima secondo l'Equazione 8, diminuisce all'aumentare del decremento di potenza.



Figura 5-15. Risultati dei test sul modulo #5 resi graficamente.

Nel grafico mostrato in Figura 5-15, sono riportate le curve di corrente e potenza, sia in condizioni di prova sia riportate in STC, per il modulo #5: come si nota, rispetto alla curva della potenza del modulo #2 (Figura 5-14), la pendenza del tratto tra il punto di massima potenza e la condizione di circuito aperto (V_{OC}) è molto più ripida.

Questa caratteristica segnala che, essendo il tratto sopraindicato quasi "verticale", i punti di potenza si avvicinano alle condizioni massime teoriche, per le quali la potenza è data dal prodotto tra V_{OC} e I_{SC}. Più i due prodotti sono simili, più il Fill Factor è alto perché il valore della potenza massima registrata è vicino a quello della potenza massima teoricamente ottenibile.

5.2.3 Risultati di un modulo con prestazioni "intermedie"

Per avere un riferimento sulle prestazioni medie dei moduli in esame, si riportano anche i parametri e la caratteristica I-V del modulo #7, il cui decremento percentuale di potenza (ΔP_{mpp} %= -15,7%) è risultato nella media tra tutti gli altri misurati.

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|------------------|
| Ta | 27 | 27 | 28 | 28 | °C |
| G | 884 | 880 | 884 | 883 | W/m ² |
| Tc | 60 | 60 | 60 | 60 | °C |
| P _{max} | 70 | 69 | 70 | 70 | W |
| VPmax | 28,86 | 28,61 | 28,94 | 28,80 | V |
| Voc | 36,95 | 36,94 | 37,03 | 36,97 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,78 | 0,77 | 0,78 | 0,78 | |
| IPmax | 2,41 | 2,42 | 2,42 | 2,42 | Α |
| Isc | 2,69 | 2,71 | 2,69 | 2,70 | Α |
| IPmax/Isc | 0,90 | 0,89 | 0,90 | 0,90 | |
| Fill Factor | 70,2% | 69,1% | 70,3% | 69,9% | |
| Parametri in STC | | | | | • |
| Pmpp | 92,59 | 92,56 | 93,01 | 92,72 | W |
| V _{mpp} | 34,03 | 33,62 | 34,09 | 33,92 | V |
| I _{mpp} | 2,72 | 2,75 | 2,73 | 2,73 | Α |
| Altri Parametri | | | | | • |
| Δ vs. dati di targa | -15,8% | -15,9% | -15,4% | -15,7% | |
| ΔImpp | -13,9% | -12,9% | -13,7% | -13,5% | |
| ΔV _{mpp} | -2,2% | -3,4% | -2,0% | -2,5% | |
| η | 10,8% | 10,8% | 10,9% | 10,8% | |
| Rs | 1,81 | 1,84 | 1,80 | 1,82 | Ω |
| Rsh | 189 | 89 | 197 | 158 | Ω |

Tabella 4. Risultati dei test eseguiti sul modulo #7.

L'analisi delle prestazioni di tale modulo è di particolare interesse perché, nonostante il decremento di potenza ΔP_{mpp} % sia maggiore di quello osservato sul modulo #5 (-15,7% contro - 14,2%), il Fill Factor risulta più alto (69,9% rispetto a 68,4%) mentre il rendimento rimane inferiore (10,8% contro 11%).

La spiegazione di tale incongruenza è che i parametri V_{OC} e I_{SC} (termini che compaiono a denominatore nell'Equazione 12 utilizzata per il calcolo del FF) non sono diminuiti in maniera proporzionale a corrente e tensione nel MPP (da cui ovviamente deriva la potenza massima), determinando così un Fill Factor leggermente superiore per il modulo #7.



Figura 5-16. Caratteristica I-V modulo #7.

L'esempio di tale modulo è quindi utile per ricavare alcune considerazioni sui parametri utilizzati per il confronto delle prestazioni: in primo luogo, è necessario combinare l'analisi, come precedentemente spiegato, di tre termini principali (ΔP_{mpp} %, FF e η) per avere un risultato più consistente e completo possibile.

In seconda battuta, è possibile che le informazioni ricavate dai test possano sembrare incoerenti con le considerazioni teoriche precedentemente enunciate: dal momento che le condizioni ambientali

possono cambiare anche in occasione di test eseguiti in maniera ravvicinata (ad esempio l'irradianza, come visto) e che gli strumenti utilizzati hanno una determinata incertezza, è accettabile che i parametri misurati siano leggermente diversi dalle previsioni, senza però invalidare del tutto i risultati ricavati.

5.2.4 Tabella riassuntiva dei risultati

| | ΔP vs. dati di targa | ΔImpp | ΔVmpp | FF | η |
|-----------|-------------------------|--------|--------|-------|-------|
| | [%] | [A] | [V] | [-] | [-] |
| Modulo 1 | -22,5% | -18,3% | -5,10% | 66,5% | 10,0% |
| Modulo 2 | -26,2% | -18,2% | -9,70% | 63,2% | 9,50% |
| Modulo 3 | -19,2% | -17,9% | -1,60% | 70,1% | 10,4% |
| Modulo 4 | -19,0% | -16,6% | -2,80% | 65,9% | 10,4% |
| Modulo 5 | -14,1% | -13,5% | -0,70% | 68,4% | 11,0% |
| Modulo 6 | -17,9% | -17,0% | -1,00% | 67,1% | 10,5% |
| Modulo 7 | -15,7% | -13,5% | -2,50% | 69,9% | 10,8% |
| Modulo 8 | -18,5% | -16,2% | -2,80% | 67,1% | 10,5% |
| Modulo 9 | -14,5% | -14,0% | -0,60% | 67,7% | 11,0% |
| Modulo 10 | -16,3% | -15,3% | -1,20% | 67,8% | 10,7% |

Tabella 5. Tabella riassuntiva dei risultati delle prove.

Nella Tabella 5 sono riportati le grandezze significative ricavate dalle prove: la riga contenente i dati del modulo caratterizzato dal più alto decremento di potenza in valore assoluto (modulo #2) è evidenziata in rosso, mentre quella del modulo più performante (modulo #5) in verde.

Nei successivi grafici i parametri sono stati aggregati per facilitare la comprensione dello stato di funzionamento dei moduli d'interesse anche visivamente, tramite l'utilizzo di istogrammi.



• DECREMENTO PERCENTUALE POTENZA

Figura 5-17. Istogramma della distribuzione del decremento percentuale di potenza tra i moduli.

Come si vede dall'istogramma in Figura 5-17 e come è stati già dibattuto in precedenza, il modulo numero 2 (segnalato dalla barra rossa) è caratterizzata dal decremento percentuale di potenza più alto in valore assoluto, mentre il modulo 5 (segnalato in verde) è caratterizzato dal decremento minore.

Per comprendere quali sia, tra corrente e tensione, il fattore maggiormente responsabile del calo di potenza e quindi delle prestazioni, sono di seguito presentati i grafici dei decrementi percentuali.



• DECREMENTO PERCENTUALE CORRENTE

Figura 5-18. Istogramma della distribuzione del decremento percentuale di corrente tra i moduli.



• DECREMENTO PERCENTUALE DI TENSIONE

Figura 5-19. Istogramma della distribuzione del decremento percentuale di tensione tra i moduli.

Come si nota dagli istogrammi in Figura 5-18 e Figura 5-19, il modulo #2 (sempre indicato dalle colonne rosse) ha subito il decremento tra i più ampi sia in termini di corrente I_{mpp} sia in termini di tensione V_{mpp} .

Nonostante questo, appare chiaro come la diminuzione percentuale di corrente (-18,2%) sia, a livello numerico, paragonabile a quella osservata sul modulo #1 (-18,3%) e sul modulo #3 (-17,9%). Nonostante questi valori siano piuttosto simili, i delta riguardanti la potenza sono sensibilmente differenti: -26,2% per il modulo #2, -22,5% per il modulo #1 e -19,2% per il modulo #3.

Per spiegare questa apparente incoerenza, è sufficiente osservare il grafico relativo alla diminuzione di tensione (Figura 5-19) e confrontare la barra rossa relativa al modulo #2 con le altre: è evidente che il decremento di tale modulo sia ampiamente il maggiore (-9,7%). Se infatti lo si confronta con quello del modulo #1 (-5,1%) e del modulo #3 (addirittura -1,6%), si nota che il fattore responsabile delle differenze riscontrate in termini di ΔP_{mpp} % è proprio la cospicua riduzione della tensione.

La considerazione si può fare anche a proposito del modulo #5, il più performante dal punto di vista della riduzione della potenza (-14,1%), con un ΔI_{mpp} % paragonabile a quello di altri moduli e pari a -13,5% ma con ΔV_{mpp} % di solo -0,7%: anche in questo caso, le buone prestazioni offerte dal modulo sono determinate dal basso calo della tensione nel punto di massima potenza.

La prima importante considerazione che si può trarre analizzando i risultati sperimentali riguarda quindi il fattore principalmente responsabile del decremento della potenza: più è alto il calo della tensione nel MPP, più è grande il calo della potenza, mentre ha influenza minore la riduzione della corrente.

• FILL FACTOR



Figura 5-20. Istogramma della distribuzione del Fill Factor tra i moduli.

L'istogramma del Fill Factor mostrato in Figura 5-20 è utile per confermare le considerazioni fatte in precedenza: il FF del modulo #2 è il più basso fra tutti (63,4%, in calo del 13,7% circa rispetto al dato di targa), mentre quello del modulo definito come più performante (il numero #5, con 68,4%) non è il più alto fra tutti (ad esempio il modulo #3 ha un FF = 70,1% e il modulo #7 un FF = 69,9%).

• **RENDIMENTO**



Figura 5-21. Istogramma della distribuzione del rendimento fra i moduli.

Anche per il rendimento valgono le considerazioni fatte per tutti gli altri fattori: a livello visivo appare chiaro come il modulo #2 presenti l'efficienza nettamente più bassa di tutte, mentre il valore per il modulo numero #5 è identico, al netto delle semplificazioni, a quello del modulo #9 (11%), nonostante quest'ultimo sia caratterizzato da un decremento di potenza leggermente più alto (-14,5% contro -14,1%).

5.3 Prove di elettroluminescenza

Di seguito sono illustrate le fotografie ottenute con la tecnica dell'ElettroLuminescenza effettuate al Dipartimento di Energia del Politecnico di Torino in un'aula buia: sono stati esaminati gli stessi moduli Isophoton sottoposti alla misurazione della curva I-V descritta nel paragrafo precedente.

Come per le prove finalizzate al tracciamento delle curve I-V, vengono riportati in questo capitolo solamente le immagini realizzate sul modulo #2 e sul modulo #5, con le prestazioni, rispettivamente, peggiori e migliori del gruppo sottoposto al test. I risultati riguardanti i restanti moduli sono invece riportati in appendice.

La campagna sperimentale ha avuto l'obiettivo di esaminare le immagini ricavate per riconoscere i difetti meccanici principali e ricorrenti nei vari moduli; successivamente, l'obiettivo è stato quello di confrontare i risultati ottenuti con il tracciamento delle curve I-V per capire i moduli caratterizzati da un elevato deterioramento delle prestazioni dopo vent'anni di esercizio fossero anche quelli più danneggiati dal punto di vista meccanico.

L'analisi visiva delle fotografie EL ha mostrato come siano molto comuni tra i moduli i danni dovuti al "firing", al "chain pattern" e ai fingers difettosi, ma in qualche caso sono presenti fratture più estese probabilmente riconducibili ad urti o all'azione di agenti atmosferici.



5.3.1 Fotografia del modulo #2

Figura 5-22. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #2.

Dall'analisi del modulo #2 (Figura 5-22) si possono riconoscere principalmente due difetti, distribuiti sostanzialmente su tutta la superficie: "chain pattern" e fingers interrotti. È anche possibile riconoscere qualche macchia scura che potrebbe essere riconducibile ad errori durante la fase di "firing".

Inoltre, è possibile notare, soprattutto nella parte superiore del modulo ed in particolare nella terza cella a partire da sinistra, una frattura dovuta ad uno stress meccanico esterno.



5.3.2 Fotografia del modulo #5

Figura 5-23. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #5.

Dall'analisi visiva della Figura 5-23, si nota una netta distinzione tra la metà destra e la metà sinistra del modulo: il difetto più evidente è sicuramente l'ampia diffusione di macchie scure, ma si possono distinguere anche fingers malfunzionanti o assenti.

Anche in questo caso è possibile riconoscere una frattura estesa dovuta, presumibilmente, ad un carico esterno.

È interessante notare come, osservando la parte inferiore del modulo, ci sia la concreta possibilità di avere parte dei busbars scollegati, poiché il profilo inferiore della cella risulta irregolare.

5.3.3 Fotografia del modulo #7



Figura 5-24. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #7.

Il modulo 7, presentato in Figura 5-24, presenta uno dei profili più omogenei tra i dispositivi esaminati: nonostante si possano riconoscere difetti come busbars scollegati, qualche macchia scura e danni derivanti dal "chain pattern", si può ipotizzare che esso abbia subito meno danni rispetto ai due moduli ispezionati nei paragrafi precedenti.

Esistono delle similitudini tra i vari moduli dal punto di vista dei difetti che li caratterizzano: nonostante ciò, è necessario fare chiarezza sull'impatto che tali difetti hanno sulle prestazioni energetiche dei moduli, confrontando le evidenze ricavate dalle foto EL con l'analisi delle caratteristiche I-V.

Come detto, il modulo #2 è caratterizzato dal calo di prestazioni più consistente tra tutti i moduli, mentre il modulo #5 è stato definito come il più performante: da una prima disamina dei risultati dei test di ElettroLuminescenza, non si sono infatti riscontrati grandi differenze dal punto di vista della presenza di danni meccanici. Sia dal punto di vista quantitativo, che dal punto di vista qualitativo, i difetti presenti in entrambi i moduli sono pressochè identici: si tratta essenzialmente di danni da "chain pattern" o derivanti dal processo di "firing", fingers interrotti e fratture causate da agenti esterni.

Una delle ipotesi fatte per spiegare tale differenza riguarda la possibilità che alcune delle fratture presenti sul modulo #5 (più performante) siano "conduttive": in questo caso i difetti non intaccano particolarmente i contatti elettrici non producendo una significativa diminuzione di corrente o di tensione.

Come visto in precedenza, inoltre, i danni causati da "chain pattern", che sono quelli più diffusi nei moduli studiati, hanno un basso impatto sulle performance dei moduli e si può quindi supporre non abbiano causato un consistente deterioramento dei parametri elettrici estratti dalle curve I-V.

In aggiunta alle precedenti considerazioni, si può osservare come la Figura 5-24 riporti una fotografia EL decisamente più luminosa delle altre analizzate, fattore che indica una maggiore emissione di radiazione infrarossa e quindi una maggiore quantità di corrente circolante. Le prestazioni risultano quindi più elevate dal momento che tale parametro si è conservato meglio nel tempo, permettendo un funzionamento più efficiente della cella.

Per questi motivi, la spiegazione più plausibile è che i danni presenti sul modulo #5 abbiano avuto un impatto a livello superficiale e siano andati ad inficiare di meno le prestazioni elettriche delle celle e dei moduli, mentre i difetti appartenenti al modulo #2 abbiano avuto un'influenza maggiore sull'impoverimento delle performance.

Per quanto riguarda l'esempio del modulo #7, caratterizzato da prestazioni che sono state definite "intermedie", il fatto che sia stata riscontrata una minor quantità di difetti rispetto agli altri moduli in esame, è coerente con le considerazioni fatte sui decrementi percentuali e sul rendimento: si può quindi supporre che, nel caso di tale modulo, le fotografie EL confermino i dati ricavati dal tracciamento delle curve I-V.

Conclusioni

Nel presente lavoro di tesi sono state descritte a livello teorico le principali tecniche di rilevazione dei parametri di funzionamento di un modulo fotovoltaico ed i principali metodi di determinazione dello stato d'invecchiamento. In particolare, sono state presentate le tecniche utilizzate al Politecnico di Torino per caratterizzare le prestazioni di moduli soggetti ad invecchiamento, ovvero la caratterizzazione della curva I-V ed il test di ElettroLuminescenza.

I moduli sottoposti alle prove sono Isophoton da 110 W_p in silicio monocristallino con vent'anni di esercizio e caratterizzati da fenomeni di degrado eterogenei. Al fine di ottenere una panoramica il più completa possibile, gli stessi dieci moduli sono stati analizzati, in prima battuta, per individuare possibili anomalie dal punto di vista elettrico attraverso la misura delle corrispondenti curve corrente-tensione (I-V) e, successivamente, attraverso un'analisi di ElettroLuminescenza (EL).

Il primo ciclo di prove è stato utile per stabilire quale tra i dieci moduli avesse le prestazioni migliori e quale quelle peggiori, grazie al confronto tra i parametri elettrici caratteristici. I dati presi come riferimento (ΔP_{mpp} %, ΔI_{mpp} % e ΔV_{mpp} % rispetto ai dati di targa, FF e η) hanno determinato come modulo con le peggiori performance, il #2, avente ΔP_{mpp} %= -26,2%, FF=63,2% e η =9,5%, mentre il modulo meno deteriorato è risultato essere il #5, caratterizzato da ΔP_{mpp} %= -14,1%, FF=68,4% e η =11%. La principale causa di tale decremento è stata attribuita ad una diminuzione drastica della tensione, individuato come parametro maggiormente responsabile della riduzione della potenza.

Successivamente gli stessi moduli sono stati sottoposti ai test di elettroluminescenza per verificare un'eventuale corrispondenza tra la presenza di difetti meccanici e la perdita prestazionale dei moduli. Anche in questo caso, il modulo #2 è risultato il più affetto da difetti quali "firing" e fingers interrotti (con conseguenze sui contatti elettrici del modulo e, quindi, sulle performance). Nel modulo #5 si riscontra una simile quantità di difetti: tuttavia la foto di EL è nettamente più luminosa, indicando una maggiore emissione di radiazione infrarossa e, dunque, la circolazione di una corrente più alta.

L'analisi di EL, dunque, conferma che il modulo con le peggiori prestazioni è caratterizzato dai peggiori risultati del test delle curve I-V. Dunque, i difetti meccanici da cui un modulo è affetto durante il suo ciclo di funzionamento possono avere conseguenze drastiche sulle sue prestazioni dello stesso e possono spiegarne l'invecchiamento.

Nonostante ciò, l'impoverimento delle prestazioni di un modulo, riscontrato dall'analisi delle curve I-V, può non essere coerente con le osservazioni fatte sulle fotografie ottenute durante i test di ElettroLuminescenza. Infatti, alcuni difetti meccanici possono avere impatto marginale, non intaccando i contatti elettrici e permettendo, quindi, al modulo di godere di prestazioni più elevate di quanto atteso.
Bibliografia

- IEA Solar Energy Overview, <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/solar>. Consultato il giorno 27 giugno 2021.
- [2] G. M. Tina, M. Rosa-Clot, «Submerged and Floating Photovoltaic Systems : Modelling, Design and Case Studies», Elsevier Inc, 2017.
- [3] F. Spertino, «Photovoltaic Power Systems (Short handbook)», Politecnico di Torino, 2016.
- [4] A. A. Bayod-Rujula, «Solar Hydrogen Production Processes, Systems and Technologies», 2019, pp. 237-295.
- [5] Fotovoltaico sul web, http://www.fotovoltaicosulweb.it/guida/fotovoltaico-ma-quanto-rendi.html. Consultato il giorno 22 maggio 2021.
- [6] F. Neirotti, «Studio dei principali problemi e soluzioni nella connessione di fonti rinnovabili in una Smart Grid», 2012.
- [7] Clear Energy Reviews, <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/solar-panel-components-construction>. Consultato il giorno 09 maggio 2021.
- [8] D. Murgia, «Tecniche per l'identificazione dei difetti e per l'analisi delle performance nei moduli fotovoltaici», 2018.
- [9] CEI EN 60904-3:2020, «Photovoltaic devices Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data», 1 gennaio 2020.
- [10] S. Kolsi, H. Amet, M. Ben Amar, «Design Analysis of DC-DC Converters Connected to a Photovoltaic Generator and Controlled by MPPT for Optimal Energy Transfer throughout a Clear Day», vol. 2, n. 1, 2014.
- [11] CEI EN 61215, «Terrestrial photovoltaic (PV) modules Design qualification and type approval», 1 febbraio 2021.
- [12] CEI 61646:2008, «Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules Design qualification and type approval», 14 maggio 2008.
- [13] D. C. Jordan, T. J. Silverman, J. H. Wohlgemuth, S. R. Kurtz, K. T. VanSant, «Photovoltaic Failure and Degradation Modes», 2017.

- [14] IEC 60050-191, «International Electrotechnical Vocabulary. Chapter 191: Dependability and quality of service», 1 dicembre 1990.
- [15] PV Education Webpage, https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/degradation-and-failure-modes>. Consultato il giorno 17 agosto 2021.
- [16] H. J. Wenger, J. Schaefer, A. Rosenthal, B. Hammond, L. Schlueter, «Decline of the Carrisa Plains PV Power Plant: The Impact of Concentrating Sunlight on Flat Plates», Las Vegas, USA, 1991.
- [17] A. Gong, «Aurora Solar Blog», <https://www.aurorasolar.com/blog/understanding-pv-systemlosses-part-3-soiling-snow-system-degradation>. Consultato il giorno 13 agosto 2021.
- [18] S. Pingel, O. Frank, M. Winkler, S. Daryan, T. Geipel, H. Hoehne, J. Berghold, «Potential Induced Degradation of solar cells and panels», Berlino, 2010.
- [19] P. Tumino, «Causes and Solutions of the Potential Induced Degradation (PID) Effect in PV Modules,» 2020.
- [20] H. Nagel, M. Glatthaar, S. W. Glunz, «Quantitative assessment of the local leakage current in PV modules for degradation prediction», Friburgo, 2015.
- [21] S. Durand, «Attaining Thirty-Year Photovoltaic System Lifetime», 1994.
- [22] IEEE 1262-1995, «IEEE Recommended Practice for Qualification of Photovoltaic (PV) Modules», 12 dicembre 1995.
- [23] J. Ahmad, A. Ciocia, S. Fichera, A. F. Murtaza, F. Spertino, «Detection of Typical Defects in Silicon Photovoltaic Modules and Application for Plants with Distributed MPPT Configuration», 2019.
- [24] Field EL Testing of PV Modules: Benefits for Asset Owners, <https://www.pvel.com/field-eltesting-pv-modules-benefits-for-asset-owners>. Consultato il giorno 09 giugno 2021.
- [25] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K. A. Berger, K. Kato, T. Friesen, H. Liu, M. Van Iseghem, «Performance and Reliability of Photovoltaic Systems. Subtask 3.2: Review of Failures of Photovoltaic Modules.», 2014.
- [26] M. Köntges, A. Morlier, G. Eder, E. Fleiß, B. Kubicek, J. Lin «Review: Ultraviolet Fluorescence as Assessment Tool for Photovoltaic Modules», IEEE Journal of Photovoltaic, vol. 10, n. 2, 2020.

Appendice

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|------------------|
| Ta | 28 | 28 | 28 | 28 | °C |
| G | 958 | 945 | 937 | 947 | W/m ² |
| T _c | 60 | 60 | 60 | 60 | °C |
| Pmax | 68 | 68 | 68 | 68 | W |
| V _{Pmax} | 27,8 | 28,2 | 27,99 | 27,99 | V |
| Voc | 37,5 | 37,58 | 37,47 | 37,52 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,74 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | |
| I _{Pmax} | 2,46 | 2,43 | 2,43 | 2,44 | Α |
| Isc | 2,74 | 2,73 | 2,74 | 2,74 | Α |
| I _{Pmax} /I _{sc} | 0,90 | 0,89 | 0,89 | 0,89 | |
| Fill Factor | 66,5% | 66,6% | 66,4% | 66,5% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| P _{mpp} | 84,59 | 85,40 | 85,85 | 85,28 | W |
| Vmpp | 33,12 | 33,10 | 32,86 | 33,03 | V |
| Impp | 2,55 | 2,58 | 2,61 | 2,58 | Α |
| Altri Parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | -23,1% | -22,4% | -22,0% | -22,5% | |
| ΔImpp | -19,2% | -18,3% | -17,3% | -18,3% | |
| ΔVmpp | -4,8% | -4,9% | -5,6% | -5,1% | |
| η | 9,9% | 10,0% | 10,0% | 10,0% | |
| Rs | 2,50 | 2,52 | 2,45 | 2,49 | Ω |
| Rsh | 461 | 458 | 453 | 457 | Ω |

Tabella 6. Risultati dei test eseguiti sul modulo #1



Figura 0-1. Caratteristica I-V modulo #1.



Figura 0-2. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #1.

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|------------------|
| Ta | 31 | 30 | 31 | 31 | °C |
| G | 878 | 880 | 864 | 874 | W/m ² |
| T _c | 64 | 64 | 65 | 64 | °C |
| P _{max} | 60 | 59 | 58 | 59 | W |
| V _{Pmax} | 26,44 | 26,11 | 26,35 | 26,30 | V |
| Voc | 36,05 | 35,86 | 35,74 | 35,88 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,73 | 0,73 | 0,74 | 0,73 | |
| I _{Pmax} | 2,26 | 2,24 | 2,18 | 2,23 | Α |
| Isc | 2,61 | 2,59 | 2,55 | 2,59 | Α |
| I _{Pmax} /I _{sc} | 0,86 | 0,87 | 0,86 | 0,86 | |
| Fill Factor | 63,3% | 63,1% | 63,1% | 63,2% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| Pmpp | 82,07 | 80,69 | 80,75 | 81,17 | W |
| Vmpp | 31,41 | 31,44 | 31,40 | 31,42 | V |
| Impp | 2,61 | 2,57 | 2,57 | 2,58 | Α |
| Altri Parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | -25,4% | -26,6% | -26,6% | -26,2% | |
| ΔI _{mpp} | -17,3% | -18,8% | -18,6% | -18,2% | |
| ΔVmpp | -9,7% | -9,7% | -9,8% | -9,7% | |
| η | 9,6% | 9,4% | 9,4% | 9,5% | |
| Rs | 2,78 | 2,80 | 2,82 | 2,80 | Ω |
| Rsh | 145 | 150 | 152 | 149 | Ω |

Tabella 7. Risultati dei test eseguiti sul modulo #2



Figura 0-3. Caratteristica I-V modulo #2.



Figura 0-4. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #2.

| Condizioni sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|------------------|
| Ta | Na | 29 | 30 | 30 | °C |
| G | Na | 934 | 952 | 943 | W/m ² |
| T _c | Na | 63 | 65 | 64 | °C |
| P _{max} | Na | 70 | 69 | 70 | W |
| V _{Pmax} | Na | 28,32 | 28,24 | 28,28 | V |
| Voc | Na | 36,48 | 36,36 | 36,42 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | Na | 0,78 | 0,78 | 0,78 | |
| I _{Pmax} | Na | 2,47 | 2,46 | 2,46 | Α |
| Isc | Na | 2,73 | 2,72 | 2,73 | Α |
| IPmax/Isc | Na | 0,90 | 0,90 | 0,90 | |
| Fill Factor | Na | 70,1% | 70,1% | 70,1% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| Pmpp | Na | 89,74 | 88,04 | 88,89 | W |
| Vmpp | Na | 34,28 | 34,21 | 34,24 | V |
| I _{mpp} | Na | 2,62 | 2,57 | 2,60 | Α |
| Altri parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | Na | -18,4% | -20,0% | -19,2% | |
| ΔI _{mpp} | Na | -17,1% | -18,6% | -17,9% | |
| ΔVmpp | Na | -1,5% | -1,7% | -1,6% | |
| η | Na | 10,5% | 10,3% | 10,4% | |
| Rs | Na | 1,76 | 1,74 | 1,75 | Ω |
| Rsh | Na | 441 | 444 | 442 | Ω |

Tabella 8. Risultati dei test eseguiti sul modulo #3.



Figura 0-5. Caratteristica I-V modulo #3.



Figura 0-6. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #3.

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|------------------|
| Ta | 32,2 | 32,0 | 31,7 | 32,0 | °C |
| G | 999 | 999 | 1002 | 1000 | W/m ² |
| Tc | 68 | 68 | 68 | 68 | °C |
| P _{max} | 72 | 72 | 72 | 72 | W |
| V _{Pmax} | 27,45 | 27,40 | 27,59 | 27,48 | V |
| Voc | 35,98 | 35,93 | 35,89 | 35,93 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,76 | 0,76 | 0,77 | 0,76 | |
| IPmax | 2,63 | 2,62 | 2,60 | 2,62 | Α |
| Isc | 3,05 | 3,04 | 3,04 | 3,04 | Α |
| I _{Pmax} /I _{sc} | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | |
| Fill Factor | 65,9% | 65,8% | 65,8% | 65,9% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| Pmpp | 89,46 | 88,97 | 88,93 | 89,12 | W |
| V _{mpp} | 33,97 | 33,76 | 33,76 | 33,83 | V |
| Impp | 2,63 | 2,64 | 2,63 | 2,63 | Α |
| Altri Parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | -18,7% | -19,1% | -19,2% | -19,0% | |
| ΔImpp | -16,7% | -16,6% | -16,6% | -16,6% | |
| ΔV _{mpp} | -2,4% | -3,0% | -3,0% | -2,8% | |
| η | 10,4% | 10,4% | 10,4% | 10,4% | |
| Rs | 1,74 | 1,77 | 1,75 | 1,75 | Ω |
| Rsh | 230 | 222 | 240 | 231 | Ω |

Tabella 9. Risultati dei test eseguiti sul modulo #4



Figura 0-7. Caratteristica I-V modulo #4.



Figura 0-8. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #4.

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|---------|
| Ta | 29 | 30 | 30 | 30 | °C |
| G | 1014 | 1005 | 1014 | 1011 | W/m^2 |
| Tc | 63 | 63 | 63 | 63 | °C |
| P _{max} | 79 | 79 | 79 | 79 | W |
| VPmax | 28,73 | 28,66 | 28,69 | 28,69 | V |
| Voc | 37,23 | 37,28 | 37,30 | 37,27 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,77 | 0,77 | 0,77 | 0,77 | |
| IPmax | 2,77 | 2,77 | 2,77 | 2,77 | Α |
| Isc | 3,12 | 3,11 | 3,11 | 3,11 | Α |
| I _{Pmax} /I _{sc} | 0,89 | 0,89 | 0,89 | 0,89 | |
| Fill Factor | 68,4% | 68,4% | 68,5% | 68,4% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| Pmpp | 94,30 | 94,92 | 94,10 | 94,44 | W |
| V _{mpp} | 34,45 | 34,51 | 34,67 | 34,54 | V |
| Impp | 2,74 | 2,75 | 2,71 | 2,73 | Α |
| Altri Parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | -14,3% | -13,7% | -14,5% | -14,1% | |
| ΔImpp | -13,4% | -13,0% | -14,1% | -13,5% | |
| ΔV _{mpp} | -1,0% | -0,8% | -0,4% | -0,7% | |
| η | 11,0% | 11,1% | 11,0% | 11,0% | |
| Rs | 1,69 | 1,66 | 1,69 | 1,68 | Ω |
| Rsh | 271 | 266 | 265 | 267 | Ω |

Tabella 10. Risultati dei test eseguiti sul modulo #5



Figura 0-9. Caratteristica I-V modulo #5.



Figura 0-10. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #5.

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|------------------|
| Ta | 31,5 | 31,8 | 31,7 | 31,7 | °C |
| G | 960 | 955 | 956 | 957 | W/m ² |
| Tc | 62 | 62 | 62 | 62 | °C |
| P _{max} | 73 | 72 | 72 | 72 | W |
| V _{Pmax} | 28,75 | 28,97 | 28,80 | 28,84 | V |
| Voc | 37,43 | 37,41 | 37,35 | 37,40 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,77 | 0,77 | 0,77 | 0,77 | |
| I _{Pmax} | 2,53 | 2,50 | 2,50 | 2,51 | Α |
| Isc | 2,90 | 2,88 | 2,87 | 2,89 | Α |
| I _{Pmax} /I _{sc} | 0,87 | 0,87 | 0,87 | 0,87 | |
| Fill Factor | 67,1% | 67,1% | 67,1% | 67,1% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| Pmpp | 90,52 | 90,41 | 90,10 | 90,34 | W |
| Vmpp | 34,46 | 34,40 | 34,45 | 34,44 | V |
| Impp | 2,63 | 2,63 | 2,62 | 2,62 | Α |
| Altri Parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | -17,7% | -17,8% | -18,1% | -17,9% | |
| ΔImpp | -16,9% | -16,8% | -17,2% | -17,0% | |
| ΔV _{mpp} | -1,0% | -1,2% | -1,0% | -1,0% | |
| η | 10,6% | 10,6% | 10,5% | 10,5% | |
| Rs | 1,82 | 1,83 | 1,84 | 1,83 | Ω |
| Rsh | 232 | 246 | 247 | 242 | Ω |

Tabella 11. Risultati dei test eseguiti sul modulo #6



Figura 0-11. Caratteristica I-V modulo #6.



Figura 0-12. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #6.

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|---------|
| Ta | 27 | 27 | 28 | 28 | °C |
| G | 884 | 880 | 884 | 883 | W/m^2 |
| Tc | 60 | 60 | 60 | 60 | °C |
| P _{max} | 70 | 69 | 70 | 70 | W |
| VPmax | 28,86 | 28,61 | 28,94 | 28,80 | V |
| Voc | 36,95 | 36,94 | 37,03 | 36,97 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,78 | 0,77 | 0,78 | 0,78 | |
| IPmax | 2,41 | 2,42 | 2,42 | 2,42 | Α |
| Isc | 2,69 | 2,71 | 2,69 | 2,70 | Α |
| I _{Pmax} /I _{sc} | 0,90 | 0,89 | 0,90 | 0,90 | |
| Fill Factor | 70,2% | 69,1% | 70,3% | 69,9% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| Pmpp | 92,59 | 92,56 | 93,01 | 92,72 | W |
| V _{mpp} | 34,03 | 33,62 | 34,09 | 33,92 | V |
| Impp | 2,72 | 2,75 | 2,73 | 2,73 | Α |
| Altri Parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | -15,8% | -15,9% | -15,4% | -15,7% | |
| ΔImpp | -13,9% | -12,9% | -13,7% | -13,5% | |
| ΔV _{mpp} | -2,2% | -3,4% | -2,0% | -2,5% | |
| η | 10,8% | 10,8% | 10,9% | 10,8% | |
| Rs | 1,81 | 1,84 | 1,80 | 1,82 | Ω |
| Rsh | 189 | 89 | 197 | 158 | Ω |

Tabella 12. Risultati dei test eseguiti sul modulo #7



Figura 0-13. Caratteristica I-V modulo #7.



Figura 0-14. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #7.

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|------------------|
| Ta | 31,2 | 30,8 | 31,1 | 31,0 | °C |
| G | 1002 | 1001 | 1007 | 1003 | W/m ² |
| Tc | 68 | 67 | 67 | 67 | °C |
| P _{max} | 73 | 73 | 73 | 73 | W |
| V _{Pmax} | 27,32 | 27,46 | 27,60 | 27,46 | V |
| Voc | 35,99 | 36,12 | 36,14 | 36,09 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,76 | 0,76 | 0,76 | 0,76 | |
| I _{Pmax} | 2,66 | 2,66 | 2,65 | 2,65 | Α |
| Isc | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | Α |
| IPmax/Isc | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | |
| Fill Factor | 67,0% | 67,2% | 67,2% | 67,1% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| Pmpp | 89,64 | 89,74 | 89,52 | 89,63 | W |
| Vmpp | 33,99 | 33,58 | 33,94 | 33,84 | V |
| I _{mpp} | 2,64 | 2,67 | 2,64 | 2,65 | Α |
| Altri Parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | -18,5% | -18,4% | -18,6% | -18,5% | |
| ΔImpp | -16,5% | -15,4% | -16,5% | -16,2% | |
| ΔV_{mpp} | -2,3% | -3,5% | -2,5% | -2,8% | |
| η | 10,5% | 10,5% | 10,4% | 10,5% | |
| Rs | 1,71 | 1,74 | 1,75 | 1,74 | Ω |
| Rsh | 336 | 364 | 364 | 355 | Ω |

Tabella 13. Risultati dei test eseguiti sul modulo #8



Figura 0-15. Caratteristica I-V modulo #8.



Figura 0-16. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #8.

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|------------------|
| Ta | 30,9 | 31,0 | 30,9 | 30,9 | °C |
| G | 1003 | 995 | 996 | 998 | W/m ² |
| T _c | 64 | 64 | 63 | 64 | °C |
| P _{max} | 78 | 78 | 78 | 78 | W |
| V _{Pmax} | 28,78 | 28,90 | 28,95 | 28,88 | V |
| Voc | 37,22 | 37,24 | 37,30 | 37,25 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,77 | 0,78 | 0,78 | 0,78 | |
| IPmax | 2,72 | 2,70 | 2,71 | 2,71 | Α |
| Isc | 3,11 | 3,09 | 3,10 | 3,10 | Α |
| I _{Pmax} /I _{sc} | 0,87 | 0,87 | 0,87 | 0,87 | |
| Fill Factor | 67,6% | 67,7% | 67,7% | 67,7% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| Pmpp | 93,75 | 94,17 | 94,29 | 94,07 | W |
| V _{mpp} | 34,52 | 34,71 | 34,58 | 34,60 | V |
| Impp | 2,72 | 2,71 | 2,73 | 2,72 | Α |
| Altri Parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | -14,8% | -14,4% | -14,3% | -14,5% | |
| ΔImpp | -14,1% | -14,1% | -13,7% | -14,0% | |
| ΔV _{mpp} | -0,8% | -0,3% | -0,6% | -0,6% | |
| η | 10,9% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | |
| Rs | 1,66 | 1,66 | 1,64 | 1,65 | Ω |
| Rsh | 273 | 309 | 278 | 286 | Ω |

Tabella 14. Risultati dei test eseguiti sul modulo #9



Figura 0-17. Caratteristica I-V modulo #9.



Figura 0-18. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #9.

| Condizioni Sperimentali | TEST #1 | TEST #2 | TEST #3 | Media | |
|------------------------------------|---------|---------|---------|--------|------------------|
| Ta | 31,2 | 30,4 | 29,9 | 30,5 | °C |
| G | 984 | 967 | 978 | 977 | W/m ² |
| T _c | 65 | 64 | 65 | 65 | °C |
| P _{max} | 74 | 74 | 74 | 74 | W |
| V _{Pmax} | 28,50 | 28,41 | 28,21 | 28,37 | V |
| Voc | 36,71 | 36,66 | 36,54 | 36,63 | V |
| V _{Pmax} /V _{oc} | 0,78 | 0,77 | 0,77 | 0,77 | |
| I _{Pmax} | 2,61 | 2,62 | 2,62 | 2,62 | Α |
| Isc | 2,99 | 2,99 | 2,99 | 2,99 | Α |
| I _{Pmax} /I _{sc} | 0,87 | 0,88 | 0,88 | 0,88 | |
| Fill Factor | 67,9% | 67,9% | 67,7% | 67,8% | |
| Parametri in STC | | | | | |
| Pmpp | 91,68 | 92,88 | 91,52 | 92,03 | W |
| Vmpp | 34,69 | 34,33 | 34,10 | 34,37 | V |
| Impp | 2,64 | 2,71 | 2,68 | 2,68 | Α |
| Altri Parametri | | | | | |
| Δ vs. dati di targa | -16,7% | -15,6% | -16,8% | -16,3% | |
| ΔImpp | -16,4% | -14,4% | -15,1% | -15,3% | |
| ΔV_{mpp} | -0,3% | -1,3% | -2,0% | -1,2% | |
| η | 10,7% | 10,8% | 10,7% | 10,7% | |
| Rs | 1,70 | 1,69 | 1,70 | 1,70 | Ω |
| Rsh | 103 | 104 | 102 | 103 | Ω |

Tabella 15. Risultati dei test eseguiti sul modulo #10



Figura 0-19. Caratteristica I-V modulo #10.



Figura 0-20. Fotografia in chiaro (a sinistra) e ad elettroluminescenza (a destra) del modulo #10.

Ringraziamenti

Al Prof. Spertino e a Gabriele, grazie per avermi accompagnato nella scrittura della tesi durante questi mesi con la vostra competenza e la vostra disponibilità: la passione che mi avete trasmesso mi aiuterà a perseguire gli obiettivi futuri.

A Giorgio, grazie per il sostegno durante i periodi più difficili della mia carriera universitaria e per il tuo spiccato talento: senza le interminabili sessioni di studio insieme ed i momenti di ordinaria follia che precedevano gli esami probabilmente la strada verso la laurea sarebbe stata molto più lunga (e sicuramente più noiosa).

A Sandro, Marco, Davide e tutti i colleghi di Visio, che mi hanno accolto in maniera calorosa in azienda e mi hanno aiutato enormemente dal punto di vista lavorativo e personale. Grazie per la disponibilità e per essermi sempre venuti incontro quando avevo la necessità di concentrarmi sul lavoro di tesi.

A Mattia, Michele, Lorenzo, insieme dal primo giorno e sempre uniti: grazie per avermi dato un'altra prospettiva, per essere la memoria storica della mia adolescenza, per tutti i momenti passati insieme e per esserci stati nei momenti di bisogno.

A Jacopo, Sergio, Riccardo, Gabriele, Massimiliano: gli anni del liceo sono stati tra i più belli della mia vita anche, e soprattutto, grazie a voi. A tutte le esperienze che abbiamo condiviso e a tutte quelle che condivideremo.

A Pietro e Federico, grazie per essere il mio sostegno, per essere così diversi ma così simili allo stesso tempo, per tutto ciò che abbiamo passato, per tutti i concerti ed i viaggi che abbiamo vissuto ed ancora dobbiamo vivere insieme. Grazie per apprezzare sempre la mia opinione e per spronarmi costantemente a migliorare.

A tutti i miei amici, a tutti coloro che ho incontrato nel mio percorso e tutti quelli che ho solo incrociato: ogni persona ha contribuito in maniera significativa al raggiungimento di questo traguardo.

A zia Paola, a zio Sergio, a zia Renata: grazie per esserci stati, per essere miei complici, per avermi sempre valorizzato ed apprezzato. Spero di ripagare in futuro tutto ciò che mi avete trasmesso e che ho imparato.

Ad Emanuele, a cui forse non ho mai detto quanto lo stimi: anche tu mi hai insegnato tantissimo, non perdere mai la spontaneità e la viva intelligenza che ti contraddistingue e che così tanto ammiro. Spero di diventare per te, nel mio piccolo, un buon "fratello maggiore".
A mia mamma Cristina e mio papà Roberto, grazie per aver sempre creduto nelle mie capacità, per avermi spinto nei momenti più bui e per aver investito su di me: saper di poter sempre contare su di Voi mi rassicura e rende la mia prospettiva sul futuro più serena. Nonostante molte volte non sia facile avere a che fare con me, mi avete sempre capito e non avete mai "mollato la presa", mostrandomi cosa voglia dire essere un ottimo genitore.

A Maria Costanza, la migliore sorella che mi sarei mai potuto meritare: anche se non ti dico spesso quanto ti voglio bene, ti ringrazio per non aver mai dubitato di me e per tutto l'affetto che mi trasmetti ogni giorno, nonostante faccia fatica ad esprimere le stesse emozioni. Il sostegno che mi hai dato in questi anni è stato incredibile e senza di te non sarei sicuramente la stessa persona: sappi che anche io per te ci sarò sempre.

Infine, a nonna Piera, a nonno Nicola, a nonno Bruno e nonna Caterina: è complicato riassumere in poche parole ciò che provo per tutti Voi. Grazie per avermi reso un bambino, ed ora un uomo, felice, sereno, sicuro delle sue potenzialità e focalizzato sui suoi obiettivi. Grazie per gli insegnamenti, i racconti, i momenti di svago, le sgridate e tutti i momenti che mi sono rimasti impressi. Ovunque Voi siate riesco a scorgere i vostri occhi pieni di orgoglio e sento tutti i miei sforzi ripagati.