POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



Tesi di Laurea Magistrale

Sviluppo di software per l'acquisizione dati e caratterizzazione sperimentale di moduli fotovoltaici in perovskite

Relatori: Prof. Filippo Spertino Ing. Gabriele Malgaroli Candidato: Giona Aime

Marzo 2023

Anno Accademico 2022/2023

Ringraziamenti

Ringrazio il Prof. Filippo Spertino per l'opportunità e il supporto che mi ha dato in questi mesi di lavoro. Ringrazio l'Ing. Gabriele Malgaroli, per l'immancabile disponibilità che ha dimostrato durante la nostra collaborazione, non soltanto per ciò che riguarda l'ambito accademico, ma anche e soprattutto per il supporto nella vita di tutti i giorni.

Ringrazio la Edison Spa, in particolar modo Luca e Silvia, che non sono stati dei semplici tutor, ma mi hanno sempre sostenuto e aiutato sia per ciò che riguardava il lavoro dietro alla tesi, sia a crescere professionalmente.

Ringrazio la Mamma, il Papà, la Sorella, insomma, la mia famiglia, che mi ha sempre sostenuto da 25 anni ad oggi in ogni mia scelta, che mi ha sempre spronato ad essere me stesso e a tirare fuori il meglio, che mi ha sempre spinto al di là dei miei limiti.

Ringrazio il Politecnico di Torino, che in questi 5 anni complessivi ha saputo tirarmi giù un'infinità di volte, per permettermi di rialzarmi ancora più consapevole di prima sul percorso che avrei voluto seguire.

Ringrazio tutte le persone che mi sono state accanto in questi anni, i compagni di corso, i compagni di avventura di Villa, i colleghi, i quali, inconsapevolmente o non, hanno sempre fatto in modo che lottassi sempre per ciò che fosse meglio per me

Infine, un ringraziamento va alla persona che più mi ha accompagnato negli ultimi mesi della mia carriera universitaria, che ha sopportato le mie crisi e i miei tempi di studio interminabili, che mi ha aspettato, che è probabilmente più felice di me del percorso che ho conseguito fino a questo giorno. In così poco tempo sei entrata di prepotenza nella mia vita e l'hai resa migliore, più spontanea, e, non me ne vogliano coloro che ho citato in precedenza, più gioiosa. Grazie, Vanessa

Indice

1.	La tecno	logia fotovoltaica	1
	1.1. R	adiazione solare	1
	1.2. La	a cella fotovoltaica	5
	1.2.1.	Circuito equivalente di una cella fotovoltaica	8
	1.2.2.	Dipendenza della curva caratteristica da G e T _c	11
	1.2.3.	Fattori di perdita in una cella FV	13
	1.3. C	ollegamento di celle FV	15
	1.3.1.	Collegamento in serie	15
	1.3.2.	Collegamento in parallelo	17
	1.3.3.	Il modulo fotovoltaico	18
	1.3.4.	Parametri principali di un modulo fotovoltaico	19
	1.3.5.	Dispositivi di protezione di un sistema FV	20
	1.3.6.	Configurazione di un impianto FV	21
	1.3.7.	Connessione di un generatore FV alla rete	23
	1.3.8.	Componenti di un sistema fotovoltaico	24
2.	Moduli I	FV con tecnologie innovative	26
	2.1. C	elle in perovskite	27
	2.1.1.	Struttura della cella	27
	2.1.2.	Degradazione della prestazione e principali protocolli di test.	30
	2.2. C	elle Tandem	36
	2.2.1.	Celle a due terminali	39
	2.2.2.	Celle a quattro terminali	41
3.	Stazione	di misura	46
4.	Sistema	di acquisizione dati	49

	4.1.	Campagna sperimentale primaverile	49
	4.2.	Campagna sperimentale autunnale	55
	4.2.	1. Selezione durata ricerca MPP e tracciamento delle curve I-V	/57
	4.2.	1. Ricerca e acquisizione del punto MPP	58
	4.2.	1. Tracciamento e acquisizione delle curve I-V	61
	4.2.	1. Visualizzazione dei risultati nel software	69
5.	Elabor	azione dei dati	73
	5.1.	Elaborazione delle misure attraverso filtri	74
	5.2.	Ottenimento dei parametri STC	75
	5.3.	Stima del degrado	77
	5.4.	Stima dei coefficienti di temperatura	77
	5.5.	Analisi statistica del "gradino"	79
	5.6.	Analisi curva di isteresi	80
6.	Risulta	ati	82
	6.1.	Valutazione dei parametri elettrici in condizioni STC	82
	6.1.	1. Massima potenza	82
	6.1.	2. Corrente di corto circuito e nel punto di massima potenza	85
	6.1.	3. Tensioni di circuito aperto e nel punto di massima potenza	87
	6.1.	4. Fattore di Forma	90
	6.2.	Coefficienti termici	91
	6.2.	1. Coefficiente β	93
	6.2.	2. Coefficiente γ	93
	6.3.	Analisi del "gradino"	98
	6.3. 6.3.	Analisi del "gradino"	98 98
	6.3. 6.3. 6.3.	Analisi del "gradino" 1. Modulo #1 1. Moduli #2-#4	98 98 100

8.	Bibliografia	.10	6
----	--------------	-----	---

Lista delle figure

Figura 1-1 Distribuzione spettrale della radiazione solare $g(\lambda)$ 2
Figura 1-2 Indice di AM [2]3
Figura 1-3: Risposta spettrale $S(\lambda)$ di una cella solare in silicio monocristallino (m-Si), policristallino (p-Si) e amorfo (a-Si) [3]4
Figura 1-4: Giunzione PN di una cella p-Si [5]6
Figura 1-5: Circuito equivalente di una cella solare9
Figura 1-6: Curve caratteristiche I-V (rossa) e P-V (blu)10
Figura 1-7: Curva I-V reale11
Figura 1-8: Curva I-V al variare di G12
Figura 1-9: Curva I-V al variare di <i>T_c</i> 13
Figura 1-10: Curve caratteristiche della connessione serie in caso di mismatch
Figura 1-11: Diodi di protezione in una singola stringa (a) e in più stringhe in parallelo (b)21
Figura 1-12: Configurazione in serie di stringhe in parallelo22
Figura 2-1: <i>Learning Curve</i> relativa al mercato FV [8]26
Figura 2-2: Stratificazione della cella tipica in perovskite [10]27
Figura 2-3: Struttura atomica MAPbI ₃ [11]28
Figura 2-4: Coefficiente di assorbimento dei diversi materiali impiegati nelle celle FV [12]
Figura 2-5: Efficienza (curva rossa) vs J-V periodiche (cerchi neri) per la stessa PSC
Figura 2-6: Evoluzione delle efficienze record certificate negli anni [16]37

Figura 2-7: Risposta spettrale di una cella tandem	.38
Figura 2-8: Circuito equivalente di una cella 2T	.39
Figura 2-9: Struttura di una cella 2T	.40
Figura 2-10: Spettri di assorbimento dei due strati in una cella 4T [21]	.42
Figura 2-11: Struttura di cella 4T	.42
Figura 2-12: Circuito equivalente di una cella 4T	.43
Figura 2-13: Configurazione di modulo Voltage Matched	.44
Figura 3-1: Configurazione della stazione di misura	.46
Figura 3-2: Schema d'impianto relativo alle connessioni elettriche	.48
Figura 3-3: Dettaglio moduli PSC e piranometro	.48
Figura 4-1: Diagramma a blocchi del funzionamento di LabVIEW	.50
Figura 4-2: VI dello stato di inizializzazione dei carichi	.51
Figura 4-3: Schema di lavoro della campagna sperimentale primaverile	.52
Figura 4-4: VI dello stato di accensione dei carichi	.53
 Figura 4-5: Profilo di efficienza durante la campagna sperimentale primave	rile .54
Figura 4-6: Curva I-V con nuvola di punti su V_{oc} (a) e curva in <i>Forward</i> (b))55
Figura 4-7: Nuovo schema operativo del programma in uso	.55
Figura 4-8: VI relativo all'imposizione dei tempi di acquisizione	.57
Figura 4-9: VI relativo all'ottenimento del punto di massima potenza	.59
Figura 4-10: Dettaglio VI Read MPP	.60
Figura 4-11: Dettaglio file di salvataggio dati	.61
Figura 4-12: VI relativo all'acquisizione della curva I-V	.64

Figura 4-13: Dettaglio VI per la curva I-V in Reverse voltage65
Figura 4-14: Dettaglio VI curva in Reverse voltage e Forward voltage66
Figura 4-15: Dettaglio VI Data Curve67
Figura 4-16: Dettaglio file di salvataggio68
Figura 4-17: Dettaglio parametri ambientali69
Figura 4-18: Schermata LabVIEW in funzione70
Figura 4-19: Dettaglio massima potenza71
Figura 4-20: Dettaglio curva I-V e potenza vs iterazioni71
Figura 4-21: Dettaglio curva di isteresi del PSC 472
Figura 5-1: Diagramma a blocchi del programma di analisi dati74
Figura 5-2: Curva I-V misurata in condizioni ambientali variabili75
Figura 5-3: Dettaglio dei moduli PSC senza (sinistra) e con (destra) ghiaccio
Figura 5-4: Regressione non lineare per l'ottenimento dei coefficienti termici [27]
Figura 5-5: Curva caratteristica con gradino80
Figura 5-6: Curve I-V misurate in <i>Reverse voltage</i> (blu) e <i>Forward voltage</i> (rosso)
Figura 6-1: Andamento della massima potenza dei quattro moduli83
Figura 6-2: Andamento di efficienza dei quattro moduli
Figura 6-2: Andamento di efficienza dei quattro moduli
Figura 6-2: Andamento di efficienza dei quattro moduli

Figura 6-6: Andamento della tensione V_{mpp} dei quattro moduli
Figura 6-7: Andamento di <i>FF_{STC}</i> dei quattro moduli91
Figura 6-8: Coefficienti termici dei quattro moduli92
Figura 6-9: Conformità dei valori di tensione V _{oc} riportati alle condizioni STC
Figura 6-10: Conformità dei valori di tensione V_{mpp} riportati alle condizioni STC
Figura 6-11: Conformità dei valori di potenza <i>P_{max}</i> riportati alle condizioni STC
Figura 6-12: Conformità dei valori di efficienza η_{STC} riportati alle condizioni STC
Figura 6-13: Distribuzione del fenomeno rispetto a T_c - PSC 1
Figura 6-14: Distribuzione del fenomeno rispetto a G-PSC 199
Figura 6-15: Matrice di accadimento del fenomeno - PSC 1100
Figura 6-16: Distribuzione del fenomeno rispetto a T_c 101
Figura 6-17: Distribuzione del fenomeno rispetto a G102
Figura 6-18: Matrice di accadimento del fenomeno103

Lista delle tabelle

Tabella 4-1: Schema operativo della campagna sperimentale autunnale	56
Tabella 5-1: Etichette dei dati salvati nei file csv	73
Tabella 6-1: Tasso di degrado di P_{STC} nei quattro moduli	84
Tabella 6-2: Tasso di degrado di <i>Isc</i> dei quattro moduli	85
Tabella 6-3: Tasso di degrado <i>I_{mpp}</i> dei quattro moduli	87
Tabella 6-4: Tasso di degrado di V_{oc} dei quattro moduli	89
Tabella 6-5: Tasso di degrado V_{mpp} dei quattro moduli	90
Tabella 6-6: Tasso di degrado FF_{STC} dei quattro moduli	90
Tabella 6-7: Valori numerici dei coefficienti termici dei quattro moduli	.92

Introduzione

L'obiettivo di questo lavoro di tesi è lo sviluppo di due strumenti software per caratterizzare sperimentalmente moduli FotoVoltaici (FV) con tecnologia innovativa in perovskite.

In particolare, nella prima parte della tesi, è stato sviluppato uno strumento software in ambiente LabVIEW per l'acquisizione dei dati di una stazione di misura per moduli FV installata presso le officine Edison all'Energy Center di Torino. Tale strumento software ha tenuto in considerazione il diverso protocollo di test richiesto da tali moduli FV per limitare le problematiche di degrado precoce del loro materiale. Inoltre, il software permette il controllo flessibile della stazione attraverso una logica a stati, grazie al quale è possibile mantenere i dispositivi FV nel loro punto di massima potenza e, periodicamente acquisire le loro curve corrente-tensione. In questo lavoro di tesi, quattro moduli FV in perovskite sono stati sottoposti a campagna sperimentale di lunga durata e le loro prestazioni elettriche sono state periodicamente misurate dalla stazione di misura, comprendente anche una stazione meteorologica per l'acquisizione dei principali parametri ambientali.

Nella seconda parte della tesi, è stato sviluppato uno strumento software in ambiente Matlab per l'elaborazione dei dati raccolti durante la campagna sperimentale. Il software è stato scritto in modo da analizzare i principali parametri elettrici acquisiti e le curve caratteristiche corrente-tensione dei moduli FV in test. In particolare, il software sviluppato prevede l'applicazione di filtri dedicati per l'eliminazione delle curve ottenute in condizioni ambientali non adeguate all'analisi o caratterizzate da mismatch, errori di misura o altri fenomeni. In secondo luogo, il software permette di riportare i dati misurati in condizioni standard di test (Standard Test Conditions, STC) per sviluppare un'analisi del degrado dei principali parametri elettrici. Inoltre, il software permette di stimare i coefficienti di temperatura dei moduli FV, selezionando un adeguato periodo di test esente dal degrado. Infine, il software permette di realizzare analisi statistiche aggiuntive per alcuni fenomeni caratteristici dei moduli FV in perovskite.

1. La tecnologia fotovoltaica

In questo capitolo verranno introdotti gli aspetti teorici fondamentali per l'analisi di un impianto fotovoltaico, partendo da una panoramica sull'energia solare fotovoltaica e sulle caratteristiche di questi moduli.

1.1. Radiazione solare

La radiazione solare, indicata con la lettera *G* e misurata in W/m², è la potenza totale emessa da una sorgente radiante che raggiunge una superficie di valore unitario. Per quanto concerne l'energia prodotta da tecnologie fotovoltaiche, la sorgente radiante di riferimento è per l'appunto il Sole, che può essere visto come un emettitore ideale di radiazione, ovvero un corpo nero. La temperatura superficiale del sole è di circa 5800 K. Al di fuori dell'atmosfera terrestre, la distribuzione spettrale è g_0 , espressa in W·m²·µm⁻¹, relativa alla radiazione elettromagnetica emessa tra le lunghezze d'onda dell'ultravioletto e dell'infrarosso e con un picco massimo nella regione di luce visibile alla lunghezza d'onda λ di circa 0.5 µm. Raggiunta l'atmosfera terrestre, una parte della radiazione elettromagnetica viene persa a causa di fenomeni di assorbimento, scattering e riflessione delle nuvole e dei componenti dell'atmosfera quali biossido di carbonio, ozono e altri. Per una superficie unitaria, ortogonale ai raggi solari in arrivo, l'*irradianza solare*, *G* si può ottenere, integrando la distribuzione spettrale dell'irradianza, $g(\lambda)$, in W·m²·nm⁻¹, su tutto il range di lunghezze d'onda.

$$G = \int g(\lambda) d\lambda \approx 1367 \ W/m^2 \tag{1-1}$$

In Figura 1-1 viene presentata la distribuzione spettrale in due condizioni differenti, cioè al di fuori e all'interno dell'atmosfera terrestre, insieme alla distribuzione di radiazione di un emettitore ideale, ovvero di un corpo nero.



Figura 1-1 Distribuzione spettrale della radiazione solare $g(\lambda)$

La radiazione incidente sulla superficie terrestre si divide in tre categorie. La radiazione non scatterata, senza quindi perdite in energia, viene definita radiazione diretta, G_b , misurata in W/m². La parte di radiazione che viene invece scatterata dall'atmosfera terrestre prima di raggiungere la crosta terrestre viene chiamata radiazione diffusa, G_d , anch'essa misurata in W/m². La suddivisione della radiazione solare in diretta e diffusa dipende dalle condizioni ambientali: in condizioni di cielo limpido, la radiazione solare sarà per lo più diretta, con un rapporto tra radiazione diffusa e globale inferiore al 20%, mentre la radiazione diffusa è prevalente in giornate nuvolose. Il terzo termine che entra in gioco è la radiazione riflessa, chiamata anche albedo, G_r , misurata sempre in W/m², ed è la porzione di radiazione che raggiunge una superficie dopo essere stata riflessa dalla superficie terrestre. La radiazione riflessa è quantificabile attraverso il coefficiente di riflessione p, il quale è il rapporto tra il contributo di radiazione riflessa da una superficie in qualsiasi direzione e la radiazione globale che raggiunge la medesima superficie. Questo coefficiente è calcolato anche in funzione del colore della luce incidente e dal colore della superficie. Ad esempio, la riflessione è maggiore in superfici chiare come il manto nevoso, mentre è minore in superfici scure su cui prevalgono fenomeni di assorbimento. [1]

La *radiazione globale*, G_{g} , incidente su una superficie consiste nella somma dei tre contributi analizzati in precedenza.

$$G_q = G_b + G_d + G_r \tag{1-2}$$

Variazioni giornaliere o annuali, dovute al moto apparente del Sole, così come le variazioni delle condizioni metereologiche, quali la presenza di nuvole o piogge, e la composizione atmosferica possono modificare e influenzare l'intensità della radiazione solare incidente sulla Terra. Perciò, la progettazione di un sistema fotovoltaico richiede la misura delle condizioni metereologiche in prossimità del sito di installazione. A livello del suolo, la radiazione incidente su di una superficie è influenzata dall'altitudine rispetto al livello del mare e dall'inclinazione della superficie rispetto al piano orizzontale.

Un altro componente che può influenzare la qualità della radiazione incidente è la così detta *Massa d'aria*, indicato con *AM*, *Air Mass*, il quale quantifica l'effetto dell'irradianza in base alla maggiore o minore trasparenza dell'atmosfera terrestre. Noto l'angolo di *Zenith*, θ_Z , ovvero l'angolo tra i raggi solari e la perpendicolare al suolo, si può ottenere AM.



Figura 1-2 Indice di AM [2]

Come mostrato in Figura 1-2 il valore minimo di AM è 1, in quanto l'angolo relativo tra i raggi solari incidenti e la superficie di riferimento nella condizione ideale è 0°. In condizioni diverse da quelle descritte, AM è maggiore di uno e può essere espresso come in Equazione 1-3, ignorando pertanto la sfericità dell'atmosfera terrestre.

L'efficienza di una cella solare è inoltre influenzata dallo spettro di emissione della radiazione incidente alla superficie. In modo da poter comparare le performance di diverse celle soggette a differenti spettri solari, è stato definito uno spettro standard relativo alla radiazione esterna all'atmosfera e alla radiazione incidente sulla crosta terrestre. Quest'ultimo è chiamato AM1.5G, dove la lettera Gè riferita al fatto che vengono comprese tutte le componenti della radiazione, diretta diffusa e riflessa, ovvero la radiazione Globale. Esiste inoltre un secondo standard relativo alla radiazione incidente sulla superficie della Terra, AM1.5D, legata quindi unicamente alla radiazione Diffusa. AM1.5G corrisponde alla radiazione globale in condizioni di cielo sereno, e si verifica che G = 1000 W/m². Lo spettro extraatmosferico (denominato AM0 perché l'irraggiamento solare non attraversa l'atmosfera) è importante per le applicazioni delle celle solari sui satelliti.

In Figura 1-1 viene mostrato come lo spettro di luce visibile cada nel range di lunghezze d'onda compreso tra 0.38 µm e 0.78 µm. Ogni tipologia di cella fotovoltaica ha una diversa sensibilità legata a questo range. Ad esempio, il silicio lavora con range compresi tra 0.44 e 1.1 µm. La Figura 1-3 mostra in dettaglio la risposta spettrale delle tre tecnologie fotovoltaiche più diffuse. È da notare che l'integrale del prodotto $\int g(\lambda) \cdot S(\lambda) \cdot d\lambda$ dà come risultato la così nota densità di *corrente foto-generata*, J_{ph} , misurata in A/m², la quale verrà analizzata nel capitolo seguente



Figura 1-3: Risposta spettrale $S(\lambda)$ di una cella solare in silicio monocristallino (m-Si), policristallino (p-Si) e amorfo (a-Si) [3]

1.2. La cella fotovoltaica

La cella solare fotovoltaica, o cella FV, è l'elemento di maggior rilievo in un dispositivo fotovoltaico. Per ciò che concerne le applicazioni terrestri, l'elemento più usato ad oggi è il silicio cristallino, *c-Si*, che si divide a sua volta in silicio monocristallino, *m-Si*, e silicio policristallino, *p-Si*. Un'altra tecnologia utilizzata è quella dei film sottili, per i quali viene usato il silicio amorfo, *a-Si*, leghe particolari di rame, indio, gallio e selenio, *CI-GS*, oppure una lega di cadmio e tellurio, *CdTe*.

La cella solare è un diodo in materiale semiconduttore con una sezione piuttosto larga e una forma differente in base al tipo di materiale usato. Infatti, una cella FV può essere quadrata (p-Si), semi-quadrata o circolare (m-Si) o rettangolare (film sottili). Il diodo è posto in mezzo a due elettrodi: il primo può essere più massiccio e trasparente, come nel caso dei film sottili, o può avere l'aspetto di una griglia nel caso di tecnologie in silicio cristallino; il secondo, invece, viene posto sul retro della cella ed è piatto. In Figura 1-4 viene mostrata una tipica cella FV il silicio policristallino. Lo spessore di una cella FV varia tra circa 1 µm nei film sottili fino a qualche centinaio di µm, tra 100 e 150 µm nel c-Si. La giunzione PN permette di descrivere la performance di una cella fotovoltaica in condizioni di buio. Nel caso di una tipica cella in silicio cristallino, il diodo consiste in due sottostrati: un layer con alta concentrazione di impurità pentavalenti, ad esempio in fosforo, chiamato N, viene depositato su un layer con alta concentrazione di impurtià trivalenti, ad esempio in boro, chiamato P. Il substrato di tipo N è abbastanza sottile per far passare l'irraggiamento solare attraverso l'area di giunzione, che è soggetta a un campo elettrico. La sua generazione può essere spiegata a partire dalla diffusione delle cariche mobili nell'area di giunzione prossima all'interfaccia P-N. In questa regione, gli elettroni passano per diffusione dallo strato N allo strato P. Di conseguenza, si forma una distribuzione di cariche positive nello strato N. In maniera simile, le lacune diffondono dallo strato P allo strato N, generando una distribuzione di cariche negative nella regione P. In questo processo, i portatori di carica si spostano da una regione con maggiore concentrazione a una regione con minore concentrazione. L'interfaccia tra le due regioni è chiamata depletion region o regione di carica spaziale. Non contiene cariche mobili: le cariche positive sono sul lato N e le cariche negative sono sul lato P. Questa distribuzione di carica crea una potenziale barriera, chiamata campo di giunzione, che si oppone ad un ulteriore flusso di diffusione di elettroni e lacune. In condizioni di circuito aperto, il campo di giunzione crea una corrente, chiamata corrente di deriva, che controbilancia la corrente di diffusione. Quando viene applicata una tensione esterna alla giunzione P-N, l'equilibrio viene perturbato. Se viene applicata una tensione positiva alla

regione P (polarizzazione diretta), il campo di giunzione viene ridotto. In questa condizione la corrente di deriva diventa trascurabile rispetto alla corrente di diffusione che attraversa il diodo. Al contrario, se viene applicata una tensione negativa al lato P (polarizzazione inversa), il campo di giunzione aumenta. In questo caso, nella giunzione scorre una bassa corrente di deriva. Questo termine è la corrente di saturazione inversa, I_0 , ed è orientata dal campo di giunzione. [4]



Figura 1-4: Giunzione PN di una cella p-Si [5]

La giunzione si comporta da rettificatore e la sua curva caratteristica correntetensione, chiamata *I-V*, può essere descritta dall'*equazione di Shockley*. Il primo termine è la corrente di diffusione, mentre il secondo è la corrente di deriva. Senza alcuna tensione esterna, i due contributi sono bilanciati e la corrente non scorre nella giunzione.

$$I = I_0 \cdot e^{q \cdot V / n \cdot k_B \cdot T_c} - I_0 \tag{1-4}$$

 I_0 , misurata in A, è la corrente di saturazione, T_c è la temperatura di cella, misurata in K, q è la carica dell'elettrone, $1.6 \cdot 10^{-19}$ C, n è il fattore di qualità della giunzione e varia tra 1 e 2 per la maggior parte dei circuiti equivalenti, e k_b è la costante di Boltzmann, $1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K. In questo modello la regione di rottura non viene considerata, vista l'alta tensione negativa. Secondo la dualità onda-particella, la luce ha sia le caratteristiche delle onde, sia le caratteristiche delle particelle. La conversione fotovoltaica dell'energia solare viene spiegata considerando quest'ultime. Infatti, l'energia solare può essere considerata come un flusso di particelle chiamate fotoni che trasportano l'energia secondo la formula:

$$E_{ph}(\lambda) = \frac{hc}{\lambda} \tag{1-5}$$

dove *h* è la costante di Planck, $6.63 \cdot 10^{-34}$ m²·kg/s, *c* è la velocità della luce nel vuoto, circa $3 \cdot 10^8$ m/s, e λ è la lunghezza d'onda della radiazione solare. Ad esempio, in una giornata con cielo limpido, il numero di fotoni che raggiunge una superficie di 1 cm² in un'unità di tempo è circa $4.4 \cdot 10^{17}$ [6].

Tuttavia, solo una frazione dei fotoni presenti nella radiazione solare partecipa alla conversione fotovoltaica. In particolare, i fotoni aventi energia superiore al gap di energia E_g , misurato in eV, del materiale semiconduttore, cioè il gap di energia tra la sua banda di valenza e la sua banda di conduzione, vengono convertiti dalle sole celle solari. In tale condizione il fotone entra nel semiconduttore, viene assorbito e promuove un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione. Nel processo di assorbimento, le coppie elettrone-lacuna vengono generate dopo la promozione dell'elettrone alla banda di valenza. Poiché la maggior parte dei fotoni coinvolti nel processo di assorbimento ha un'energia maggiore di E_g , questa energia in eccesso viene persa nel processo. Infatti, la maggior parte delle coppie elettronelacuna ha un surplus di energia superiore a E_g : in questa condizione, gli elettroni e le lacune decadono in una posizione prossima ai bordi della loro banda. Di conseguenza, l'energia in eccesso non può essere convertita in energia elettrica, andando persa sotto forma di calore.

Il valore assoluto della potenza elettrica generata può essere stimato da una grandezza denominata *corrente foto-generata*, I_{ph} . In realtà, è un flusso di elettroni che rappresenta il movimento degli elettroni indotto dalla luce attraverso la banda. Questa corrente è una corrente di deriva che si oppone alla diffusione, ed è orientata secondo il campo di giunzione: in questo caso gli elettroni si muovono verso la regione N. Il suo valore può essere stimato nel modo seguente trascurando le perdite:

$$I_{ph} = qNA \tag{1-6}$$

N è il numero di fotoni, misurato in cm⁻²s⁻¹, che transitano nel semiconduttore, A è la superficie del semiconduttore raggiunta dalla radiazione solare. La densità di corrente viene valutata nel modo seguente:

$$J_{ph} = \frac{I_{ph}}{A} = \int g(\lambda) \cdot S(\lambda) d\lambda$$
(1-7)

Nel caso di spettro di radiazione terrestre, questo parametro è di circa 70 mA/cm². Come descritto in precedenza, solo una parte di questo valore può essere convertito da una cella solare. Ad esempio, il silicio cristallino può convertire circa il 60%, ovvero circa 44 mA/cm², avendo un gap limite di banda di circa 1.1 eV.

La massima tensione in volt generata da una cella fotovoltaica può essere valutata partendo dal gap di banda della coppia elettrone-lacuna. Infatti, l'energia elettrostatica di una carica generica dopo la separazione non può superare questa quantità: quindi, la massima tensione di una cella solare fotovoltaica ideale è pari a E_g/q . Ovviamente, la tensione reale è generalmente inferiore a questo limite. Tuttavia, i materiali semiconduttori con gap energetici elevati generano alta tensione. Ad esempio, il gap energetico delle celle a-Si è significativamente più alto delle celle m-Si (rispettivamente 1,7 eV e 1,1 eV); di conseguenza, la massima tensione generata è rispettivamente di 0,8 V e 0,6 V. Al contrario, alta tensione corrisponde a banda stretta nella risposta spettrale (0.75 µm per a-Si, e 1.1 µm per m-Si) e bassa densità di corrente (≈13 mA/cm2 per a-Si e ≈35 mA /cm2 per m-Si con irraggiamento solare di 1000 W/m²). La soluzione ottimale massimizza la potenza generata, selezionando così un compromesso tra generazione di tensione e corrente.

1.2.1. Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

In prima approssimazione, le prestazioni elettriche di una cella solare possono essere descritte da un circuito elettrico equivalente. In letteratura vengono utilizzati molti circuiti, con un numero variabile di parametri. Il circuito più semplice è costituito da una sorgente di corrente ideale, proporzionale all'irraggiamento, e da un diodo connesso in antiparallelo. Al contrario, uno dei circuiti più utilizzati è presentato in Figura 1-5. Questo modello include altri due elementi, una resistenza di shunt collegata in parallelo R_{sh} e una resistenza serie R_s e permette di descrivere meglio le prestazioni delle celle fotovoltaiche. La resistenza di shunt rappresenta la corrente di dispersione che scorre attraverso le superfici laterali della cella, che sono isolate. Al contrario, la resistenza serie è costituita da diversi termini, essendo la somma della resistenza volumetrica del semiconduttore, della resistenza degli elettrodi e dei loro stessi contatti. In particolare, il termine più importante è dovuto all'elettrodo frontale che ha una forma a griglia: è costituito da *busbars*, da 2/3 nelle celle più vecchie a 10 in quelle più recenti, e *fingers*, perpendicolari alle busbars. I primi permettono di collegare elettricamente le celle adiacenti, mentre i fingers raccolgono la corrente generata su tutta la superficie della cella sotto la luce del sole.



Figura 1-5: Circuito equivalente di una cella solare

Le seguenti relazioni possono essere ottenute applicando le leggi di Kirchhoff relative a corrente e tensione del circuito in Figura 1-5:

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{V_j}{R_{sh}}$$
(1-8)

$$V = V_j - R_s \cdot I \tag{1-9}$$

$$I_j = I_0 \cdot \left(e^{\frac{q \cdot V_j}{n \cdot k_B \cdot T_c}} - 1 \right)$$
 è la corrente associata al diodo, V è la differenza di

potenziale tra i terminali del carico e I è la corrente generata dalla cella FV. L'Equazione 1-8 descrive la curva caratteristica I-V di una cella fotovoltaica in forma implicita. È quindi presente in letteratura l'equazione in forma estesa:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q \cdot V_j}{n \cdot k_B \cdot T_c}} - 1 \right) - \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}}$$
(1-10)

La soluzione è piuttosto complicata da ottenere, pertanto i metodi numerici sono preferibili rispetto ai metodi analitici.

In questo caso specifico, il circuito equivalente è definito da 5 parametri: I_{ph} , la corrente inversa di saturazione I_0 , il fattore *n* di differenza dalla situazione ideale,

 $R_s \in R_{sh}$. In condizioni specifiche di irradianza e temperatura di cella, la curva I-V di un generatore fotovoltaico può essere tracciata, partendo dalla conoscenza dei cinque parametri precedenti. L'Equazione 1-10 può essere risolta sia numericamente che tramite approssimazioni analitiche. Inoltre, si può ottenere anche una curva potenza-tensione, *P-V*, della cella. Il punto più significativo della curva P-V è il punto di massima potenza, *P_{mpp}*, con coordinate sulla curva I-V (*V_{mpp}*, *I_{mpp}*), i quali giacciono tra il punto di corto circuito (0, *I_{sc}*) e il punto di circuito aperto (*V_{oc}*, 0), come mostrato in Figura 1-6.



Figura 1-6: Curve caratteristiche I-V (rossa) e P-V (blu)

Un altro importante parametro relativo alla curva I-V è il *Fattore di Forma*, *FF*, ovvero il rapporto tra la massima potenza P_{mpp} e il prodotto tra V_{oc} e I_{sc} . In senso pratico, *FF* è una valutazione di quanto la curva *I-V* sia diversa rispetto alla curva rettangolare ideale che unisce le proiezioni dei punti a circuito aperto e a corto circuito, valuta quindi le perdite generate dalle resistenze R_s e R_{sh} e dal diodo. In celle di silicio cristallino, $FF \approx 0.72 \div 0.76$, ed è la somma degli effetti di differenza tra corrente di corto circuito e di massima potenza, $I_{mpp}/I_{sc} \approx 0.90 - 0.95$, e tra tensione di circuito aperto e di massima potenza, $V_{mpp}/V_{oc} \approx 0.8$. Considerando quindi gli effetti delle resistenze, si verificano effetti particolari che caratterizzano la curva I-V reale. Quando R_{sh} è connessa in parallelo alla fonte di corrente e al diodo, la tensione V_{oc} decresce e la pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella tensione aumenta in valore assoluto. In modo simile, quando R_s è connessa in serie, la corrente I_{sc} decresce e la pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e di corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella corrente e al pendenza dI/dV della curva I-V intorno a quella

decresce in valore assoluto. Pertanto, la curva I-V completa si può estendere anche al secondo e quarto quadrante, come mostrato in Figura 1-7. Analizzando quindi il comportamento reale, nelle regioni relative a secondo e quarto quadrante, la cella FV si comporta da utilizzatore, con tensione inversa nel secondo quadrante, (V<0, I>0), e corrente inversa nel quarto, (V>0, I<0). Tuttavia, queste condizioni di lavoro rappresentano un pericolo per il corretto funzionamento della cella in quanto il punto di lavoro del dispositivo eccede l'iperbole della massima dissipazione di potenza, P_{dM} in figura. Inoltre, nel caso di tensione inversa, è presente una valore limite chiamato *tensione di rottura*, la quale, se ecceduta, causa l'immediata rottura della cella FV, generando un corto circuito.



Figura 1-7: Curva I-V reale

1.2.2. Dipendenza della curva caratteristica da G e T_c

La curva I-V di una cella FV è affetta dalle condizioni di lavoro e da quelle ambientali. In particolare, mantenendo costante le condizioni di temperatura di cella, quando l'irradianza G decresce si presentano i seguenti fenomeni:

- La corrente di corto circuito *I*_{sc} decresce in modo proporzionale
- La tensione Voc decresce secondo una legge logaritmica

In Figura 1-8 sono evidenziati gli effetti appena descritti. Inoltre, si sottolinea anche di come vari il punto di massima potenza. Si può vedere come il parametro che varia maggiormente sia la corrente I_{sc} , mentre la variazione di tensione V_{oc} è praticamente trascurabile in un ampio range di irradianza e diventa rilevante solo quando $G \ll 200 \text{ W/m}^2$. In celle di silicio cristallino, gli effetti descritti avvengono quando la costante di tempo è dell'ordine di 10÷20 µs.



Figura 1-8: Curva I-V al variare di G

Analizzando invece la situazione opposta, ovvero in cui a irradianza costante si aumenta la temperatura di cella T_c , gli effetti ottenuti sono i seguenti:

- La densità di corrente fotovoltaica J_{ph} aumenta leggermente, a causa di una riduzione del gap di banda. Valori tipici sono $dJ_{sc}/dT_c = 0.01$ mA·cm^{-2.°}C⁻¹ per c-Si, più alti per a-Si
- La corrente del diodo I_j aumenta, diminuendo quindi V_{oc} . Valori tipici sono $dV_{oc}/dT_c = -2.2 \text{ mV}^{\circ}\text{C}^{-1}$

Di conseguenza, il gradiente termico della massima potenza rispetto al valore P_{STC} può essere considerato costante. Infatti, valori tipici di questa variazione sono $dP_{\rm M}/dT_{\rm c} \cdot 1/P_{\rm STC} = -0.38 \div -0.35 \% \cdot {\rm °C}^{-1}$ per c-Si, più bassi per a-Si. In applicazioni reali, si assume che la corrente sia affetta solo da *G* e la tensione solo da T_c .



Figura 1-9: Curva I-V al variare di T_c

In particolare, corrente, tensione e potenza in condizioni diverse da quelle di lavoro in STC si calcolano nel modo seguente:

$$I_{sc}(G, T_m) = I_{sc,STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_m - T_{STC})]$$
(1-11)

$$V_{oc}(T_m) = V_{oc,STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_m - T_{STC})]$$
(1-12)

$$P_{max}(G, T_m) = P_{STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_m - T_{STC})]$$
(1-13)

I valori con pedice STC sono i parametri misurati in condizioni standard di test, mentre α , β e γ sono i coefficienti termici della corrente, della tensione e della potenza, rispettivamente.

1.2.3. Fattori di perdita in una cella FV

La conversione di radiazione solare in potenza elettrica prodotta da una cella FV è soggetta a fonti di perdita che non possono essere del tutto evitate. In particolare, i maggiori contribuenti tra le fonti di perdite sono i seguenti:

 Riflessione e copertura della superficie della cella FV (≈10%). Una piccola quantità di radiazione che raggiunge la superficie della cella colpisce la griglia anteriore e può essere riflessa. I rivestimenti antiriflesso vengono utilizzati per ridurre queste perdite; di recente sono state prodotte celle fotovoltaiche con i loro contatti elettrici posizionati sulla superficie posteriore: questa soluzione permette di minimizzare la superficie della griglia frontale, minimizzando di conseguenza le perdite per riflessione.

- Eccesso di energia dei fotoni incidenti alla cella FV (≈25%). Solo una parte dell'energia assorbita viene converita in energia elettrica dalla cella. Se l'energia dei fotoni è maggiore dell'energia necessaria per generare coppie elettrone-lacuna, questo eccesso di energia è perso in energia termica
- Energia dei fotoni non sufficientemente alta (≈20%). Se l'energia dei fotoni è minore dell'energia necessaria per generare coppie elettronelacuna, non avviene la conversione e l'energia del fotone è assorbita dalla cella sotto forma di calore.
- Fattore di ricombinazione (≈2%). La giunzione mantiene separate le coppie elettrone-lacuna. Tuttavia, alcune coppie potrebbero ricombinarsi, abbassando il gap di energia necessaria per la conversione. Questa energia viene assorbita come calore dalla cella. Il fenomeno è più presente maggiore è la presenza di impurità e difetti nel materiale della giunzione p-n.
- Fattore di Forma (≈20%). La presenza del diodo e delle resistenze limita l'energia elettrica convertita e modifica la curva I-V della cella. Di conseguenza, la curva reale viene distorta rispetto a quella ideale rettangolare.

La potenza primaria assorbita dai generatori fotovoltaici non è influenzata dalla potenza elettrica prodotta o dalla potenza assorbita dal carico collegato, essendo costante per uno specifico sito di installazione e in determinate condizioni climatiche. L'efficienza di conversione di una cella fotovoltaica, ovvero il rapporto tra la massima potenza P_{mpp} e l'irraggiamento solare che raggiunge la sua superficie in condizioni di prova standard chiamate STC, è notevolmente aumentata nell'ultimo decennio. Al giorno d'oggi, i moduli fotovoltaici commerciali possono raggiungere un'efficienza elettrica di quasi 23%. La temperatura di cella diminuisce all'aumentare del carico; tuttavia, questo effetto è trascurabile per basse efficienze di conversione di cella viene raggiunta in condizione di circuito aperto.

1.3. Collegamento di celle FV 1.3.1. Collegamento in serie

In modo da potersi collegare alla rete elettrica, tensione e corrente devono essere maggiori rispetto a quelle prodotte da una singola cella FV. Pertanto, è pratica comune collegare in serie o in parallelo numerose celle [7]. In questo contesto, è possibile che si causino perdite dovute a condizioni di mismatch, causate dalla deviazione tra le curve I-V delle diverse celle collegate tra loro. Le cause di queste deviazioni possono essere molteplici, quali difetti, ombreggiamenti non omogenei o tolleranze di manifattura. In Figura 1-10 è mostrato un esempio tipico di mismatch di un numero N_s di celle FV in serie, ovvero di una stringa di celle. In particolare, si può notare come una curva I-V sia differente rispetto alle altre. Questa differenza può essere generata da un difetto di manifattura (curva *a* in figura), o da un ombreggiamento (curva *a'*). di conseguenza, la curva I-V equivalente della stringa (curva *c* o *c'*) è la somma di due contributi di tensione: la tensione delle N_s -1 celle identiche e la tensione della cella difettosa/ombreggiata. La curva tratteggiata b in figura è la curva I-V delle N_s -1 celle sane e P è il punto di massima potenza.



Figura 1-10: Curve caratteristiche della connessione serie in caso di mismatch

In entrambe le configurazioni, difetto di fabbrica e ombreggiamento, la potenza massima è sempre inferiore alla somma delle potenze massime delle N_s celle identiche. Tuttavia, in caso di ombreggiamento importante, curva c', il decremento è più chiaro, forzando tutta la stringa a generare meno potenza.

Per quanto riguarda la curva equivalente della stringa connessa in serie, la tensione V_{oc} è la somma dei contributi di tensione di ogni cella connessa, $V_{oc,i}$, mentre la corrente I_{sc} è all'incirca uguale alla corrente di corto circuito minima prodotta dalle celle

$$V_{oc} = \sum_{i=1}^{N_s} V_{oc,i} \tag{1-14}$$

$$I_{sc} \approx \min(I_{sc,i}) \tag{1-15}$$

Nel caso di cella totalmente oscurato, $I_{sc} \approx 0$ A, la cella dovrebbe comportarsi come un circuito aperto. In applicazioni reali, una cella FV si comporta come un resistore ad alto valore di resistenza, $\approx 10 \text{ k}\Omega$. Di conseguenza, la cella dissipa potenza termica affetta dalla tensione inversa e, quindi, dal carico. La condizione più pericolosa si verifica quando si è in condizioni di corto circuito, una cella è totalmente oscurata e N_s - 1 celle sono invece normalmente irradiate. La tensione generata dalle celle irradiate è applicata a quella oscurata. Come si vede in Figura 1-10, disegnando simmetricamente rispetto all'asse y, ovvero rispetto all'asse della corrente, la curva b, si ottiene la curva b'. L'intersezione nel secondo quadrante tra b' e le curve a e a' sono i punti di lavoro della stringa. Se la cella ombreggiata dovesse dissipare troppa potenza termica, si potrebbero generare hot-spot. In aggiunta, se questa situazione si perpetuasse per un certo periodo di tempo, la cella FV si potrebbe danneggiare irreversibilmente. Infatti, se la tensione inversa fornita dalle celle irradiate Ns-1 supera la tensione di rottura, la cella fotovoltaica si guasta. La tensione di rottura V_b è compresa tra 25 e 50 V per le celle c-Si; poiché ogni cella fotovoltaica c-Si fornisce solitamente una tensione di \approx 0,5–0,6 V, i collegamenti in serie di 50-100 celle possono causare il guasto della cella nel caso di una cella ombreggiata.

In modo da evitare questa situazione, può essere impiegato un diodo di protezione, connesso in antiparallelo con la cella. In questo modo, la cella ombreggiata non si comporta da utilizzatore. In più, la corrente di corto circuito della stringa non viene limitata al valore minimo, ma al contrario è la corrente generata dalle altre celle irradiate. Di conseguenza, la potenza persa per l'ombreggiamento è solamente il contributo di potenza della cella ombreggiata, mentre le celle irradiate lavorano in condizioni di potenza ideali. Questo dispositivo di protezione può essere collegato a ciascuna cella fotovoltaica ma ciò avviene solo in caso di applicazioni satellitari perché questa soluzione è troppo costosa per le installazioni terrestri. Pertanto, un diodo è connesso in antiparallelo a stringhe di celle collegate in serie, ad esempio gruppi di 18, 24 o 36, in base alla tensione di rottura ($0.6.36 \approx 22$ V).

Se una cella viene interrotta in una stringa, l'intera stringa non fornisce corrente e quindi potenza. Inoltre, se si verifica un cortocircuito in una cella, l'intera stringa fornisce potenza ridotta, ovvero il contributo della cella con mismatch.

1.3.2. Collegamento in parallelo

Considerando un collegamento in parallelo di celle N_P , se la curva I-V di una cella è diversa dalle altre, ad esempio a causa di un ombreggiamento, la curva equivalente è la somma, per una specifica tensione, delle correnti per le celle irradiate N_P -1 e la corrente della cella ombreggiata. In particolare, la corrente di cortocircuito equivalente è la somma delle correnti di cortocircuito delle celle N_P , mentre la tensione a vuoto equivalente è la più bassa tensione a circuito aperto tra le celle N_P :

$$I_{sc} = \sum_{i=1}^{N_p} I_{sc,i}$$
(1-16)

$$V_{oc} \approx \min(V_{oc,i}) \tag{1-17}$$

Nel caso di una cella ombreggiata, il comportamento è simile a una configurazione di N_P -1 celle in parallelo. La situazione più critica si verifica nella condizione di circuito aperto perché la cella ombreggiata è costretta ad assorbire la corrente dalle N_P -1 celle irradiate. In questo caso, l'elevato assorbimento di potenza aumenta la temperatura della cella, danneggiandola. Per quanto riguarda le celle irradiate, il loro comportamento dipende dalla cella ombreggiata. Infatti, se la cella ombreggiata si comporta come un circuito aperto, le altre celle lavorano in parallelo. Il loro punto di lavoro è invece nella condizione di cortocircuito. Tuttavia, questa condizione non è conveniente perché, generalmente, il collegamento su una singola cella è meno pericoloso rispetto al caso di collegamento in serie. Ad ogni cella fotovoltaica in parallelo può essere collegato in serie un dispositivo di protezione, detto diodo, che permette di evitare che la cella ombreggiata si comporti da utilizzatore, assorbendo corrente dalle altre.

Tuttavia, la caduta di tensione attraverso i terminali di ciascun diodo è quasi uguale alla tensione fornita da una cella fotovoltaica. Pertanto, questo dispositivo di protezione è generalmente collegato a stringhe con diverse decine di celle collegate in serie. In conclusione, in caso di collegamento in serie o in parallelo di celle fotovoltaiche, l'installazione di dispositivi con curva I-V il più possibile simile è fortemente preferibile per garantire il matching delle celle. Per raggiungere questo obiettivo, le celle fotovoltaiche sono soggette a un'accurata selezione chiamata *sorting* durante il processo di fabbricazione di un modulo. Il criterio più importante durante la loro selezione consiste nell'identificare celle fotovoltaiche con lo stesso comportamento elettrico, cioè con i loro parametri più importanti, I_{sc} , V_{oc} e P_{mpp} , il più possibile simili. Ovviamente, il sorting non può evitare possibili perdite di potenza come il termine dovuto alla connessione di celle fotovoltaiche in un modulo. Infatti, generalmente, la potenza massima di un modulo fotovoltaico è inferiore alla somma delle potenze massime per le celle. Queste perdite possono arrivare fino al $2\div3\%$ della potenza nominale e non possono essere evitate. Inoltre, il sorting non esclude il verificarsi di fenomeni di mismatch dovuti a fonti esterne quali fenomeni di ombreggiamento di alcune celle fotovoltaiche di un modulo.

1.3.3. Il modulo fotovoltaico

Un modulo fotovoltaico è un insieme protetto dal punto di vista ambientale di celle fotovoltaiche e genera energia elettrica se esposto all'irraggiamento solare. Può essere costituito da un numero variabile di celle, tra 36 e 96, collegate in serie o in parallelo. Differenti tecniche costruttive permettono di assemblare il modulo protetto dagli agenti ambientali quali umidità, grandine, vento, polvere e altri, mantenendone la temperatura entro un range di sicurezza, generalmente 45 ÷ 75 °C. Per quanto riguarda la tecnologia c-Si, le celle monocristalline sono prodotte con la tecnica della crescita dei cristalli e hanno una forma rotonda. Tuttavia, l'efficienza dei moduli fotovoltaici con celle di forma rotonda è limitata a causa dello scarso sfruttamento dello spazio. Le celle monocristalline possono essere ulteriormente sottoposte a processi per assumere una forma quadrata tagliandone i bordi: in questo caso una parte del materiale viene sprecata, venendo riciclata in un'altra fase. Al contrario, le celle policristalline sono di forma quadrata, ottenendo un migliore sfruttamento della superficie del modulo. Le celle fotovoltaiche sono saldate elettricamente e sono racchiuse tra due strati piani. Lo strato frontale è costituito da uno strato di vetro ad alta trasmittanza in quanto deve essere trasparente alla luce. La copertura posteriore è costituita da uno strato di vetro o da un sottile strato di Mylar, Tedlar o PET. Un polimero termoplastico avvolge le celle e unisce questi due strati, rendendo la struttura compatta e resistente alle intemperie. Questo polimero, Etilene Vinil Acetato, EVA, è trasparente alla luce e durevole nel tempo. Inoltre, l'EVA garantisce l'isolamento elettrico tra le celle, evitando la penetrazione di umidità e, quindi, la corrosione. Tuttavia, questo polimero non è resistente alle alte temperature, maggiori di 85 °C.

1.3.4. Parametri principali di un modulo fotovoltaico

Il parametro più importante di un modulo fotovoltaico è la sua efficienza di conversione globale. Tale grandezza è valutata alle Condizioni di Prova Standard, *STC*, corrispondenti a irraggiamento $G = 1000 \text{ W/m}^2$, massa d'aria AM = 1,5 e temperatura del modulo $T_{c,STC} = 25^{\circ}$ C. Queste condizioni corrispondono alle tipiche giornate di sole primaverili o autunnali. L'efficienza del modulo è influenzata dalla tecnologia fotovoltaica, compresa tra il 7% e il 24%. Le condizioni ambientali estive o invernali sono meno favorevoli alla conversione solare: si verificano infatti riduzioni fino a $\approx 2\%$ a causa della minore densità di corrente.

Un altro parametro dei moduli fotovoltaici è la loro potenza di picco, misurata in Watt, che è la massima potenza prodotta in condizioni STC. I valori comuni per i moduli fotovoltaici sono fino a \approx 400 W, a seconda della tecnologia. Diversi moduli possono essere collegati per ottenere una maggiore potenza, creando strutture più complesse. I seguenti termini sono comunemente usati per identificare tali sistemi:

- Stringa FV: gruppo di celle o moduli assemblati in serie tra loro
- Schiera FV: gruppo di moduli assemblati con la struttura di supporto
- Campo o sistema FV: gruppo di schiere FV in un impianto. La maggior parte dei sistemi consiste nel collegamento in parallelo di stringhe di moduli

Inoltre, vengono anche fornite le seguenti grandezze elettriche in condizioni STC: la corrente di cortocircuito I_{sc} , la tensione a vuoto V_{oc} , la corrente e la tensione nel punto di massima potenza, rispettivamente I_{mpp} e V_{mpp} .

Queste condizioni di test vengono ricreate in laboratori dedicati e viene fornita un'altra quantità per descrivere meglio le prestazioni dei moduli fotovoltaici, ovvero la temperatura operativa nominale della cella, *NOCT*, dall'inglese *Normal Operating Cell Temperature*. Questo parametro è la temperatura del modulo quando opera a circuito aperto, essendo in equilibrio termico con le seguenti condizioni ambientali: $G = 800 \text{ W/m}^2$, $T_a = 20^{\circ}\text{C}$, e velocità del vento = 1 m/s. Generalmente questa grandezza è compresa nel range 42 ÷ 50°C e la sua conoscenza permette di stimare la temperatura del modulo in qualsiasi condizione atmosferica. In realtà, la differenza di temperatura tra T_c e T_a può essere assunta linearmente dipendente dall'irraggiamento G. Sotto questa ipotesi, la temperatura di modulo può essere valutata con la seguente equazione:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20^{\circ}C}{800^{W}/m^2} \cdot G$$
(1-18)

La forma della curva I-V di un modulo fotovoltaico è uguale a quella di una singola cella; tuttavia, la scala di tensione della curva è diversa. Infatti, il collegamento di molte celle fotovoltaiche in serie aumenta la tensione fotovoltaica generata. Al contrario, il collegamento in parallelo di più stringhe di moduli FV aumenta la corrente di uscita FV. Per quanto riguarda le applicazioni stand-alone, il numero di celle collegate in serie nei moduli fotovoltaici è compreso tra 34 e 40. In questo caso, i moduli fotovoltaici devono essere accoppiati a batterie e, quindi, la tensione fotovoltaica deve consentirne la carica, tipicamente devono produrre intorno a 12 V, anche a temperature elevate, fino a $\approx 60^{\circ}$ C.

1.3.5. Dispositivi di protezione di un sistema FV

Analogamente alle singole celle, la discrepanza elettrica tra le curve I-V di diversi moduli fotovoltaici include perdite di potenza e altri problemi nel sistema. Pertanto, sono necessari dispositivi di protezione mirati a ridurre la riduzione di potenza dovuta al disadattamento elettrico. Inoltre, in caso di moduli ombreggiati, possono verificarsi picchi di temperatura che possono causare il guasto dei moduli. Un diodo di bypass D_p può essere utilizzato per proteggere i moduli dalla tensione inversa in caso di ombreggiamento. In aggiunta, la potenza di stringa si riduce al contributo dei moduli irradiati, perdendo solo il contributo di quello in ombra. In una stringa FV con moduli collegati in serie, questo dispositivo è collegato a ciascun modulo della stringa o a un gruppo di celle nel modulo, generalmente tra 18 e 24.

Un altro diodo D_s può essere utilizzato nel collegamento in parallelo delle stringhe FV per evitare tensioni asimmetriche. Questo dispositivo è collegato in serie a ciascuna stringa per consentire il flusso della corrente di stringa. Tuttavia, questo diodo porta a una caduta di tensione, quindi a una perdita di potenza, a causa della sua tensione di soglia che giace nell'intervallo $0,6 \div 0,8$ V. Per limitare questa perdita di potenza, la caduta di tensione deve essere trascurabile rispetto alla tensione di stringa. Se alcune celle di una stringa FV sono difettose, le loro tensioni a circuito aperto sono in condizione di mismatch, o in asimmetria, rispetto alle stringhe sane che sono collegate in parallelo. In tal caso, il diodo D_s isola la stringa difettosa, divenendo inattiva in termini di generazione di potenza. Nel normale funzionamento, la tensione del punto di lavoro è significativamente inferiore alla tensione a circuito aperto, riducendo la probabilità che si verifichi questa condizione. Infatti, nei generatori FV con tracciamento del punto di massima potenza, la tensione del punto di lavoro è $\approx 80\%$ della tensione a vuoto. Inoltre, questo diodo protegge le stringhe fotovoltaiche in caso di ombreggiamento: in questo caso, una corrente inversa può fluire nell'impianto a causa della forza elettromotrice generata da generatori esterni.

1.3.6. Configurazione di un impianto FV

La selezione della corretta configurazione della schiera di moduli è fondamentale durante la progettazione di un impianto fotovoltaico. In realtà, le prestazioni e l'affidabilità dei generatori fotovoltaici sono influenzate dalla selezione delle connessioni tra i moduli fotovoltaici nell'impianto. Questo è un aspetto fondamentale quando le condizioni di lavoro sono perturbate e lontane da quelle ideali, come in caso di disuniformità dei parametri delle celle, fenomeni di ombreggiamento, degrado dei materiali delle celle, rotture, e così via. In questo contesto, diverse configurazioni di un sistema fotovoltaico possono essere adottate e la scelta della configurazione ottimale è influenzata da diversi vincoli, quali tensione costante al carico o minime perdite di potenza. Una delle configurazioni più diffuse è il parallelo di serie, come mostrato nello schema b in Figura 1-11.



Figura 1-11: Diodi di protezione in una singola stringa (a) e in più stringhe in parallelo (b)

In questo caso una cella ombreggiata provoca una leggera riduzione della tensione generata e la potenza prodotta dall'intera stringa FV viene persa. Un'altra configurazione diffusa è la serie di stringhe in parallelo, mostrata in Figura 1-12. In questo caso il numero richiesto di diodi D_p è inferiore rispetto al parallelo di serie.



Figura 1-12: Configurazione in serie di stringhe in parallelo

In realtà ad ogni stringa è collegato in parallelo un diodo, invece di un diodo per ogni modulo o gruppo di moduli, ma ad esso è richiesto di sopportare una corrente maggiore. Tuttavia, in questa configurazione, nessun diodo di protezione è collegato in serie ai moduli e le celle ombreggiate possono mettere in pericolo il modulo corrispondente, specialmente in condizioni di circuito aperto. Quando un generatore FV soddisfa un carico, il punto di funzionamento è l'intersezione tra le curve I-V del generatore e del carico. Questo punto può trovarsi in qualsiasi parte della curva I-V, tra le condizioni di cortocircuito e di circuito aperto. Infine, la curva I-V dei generatori fotovoltaici può essere suddivisa in due regioni. La prima regione comprende punti compresi tra la condizione di cortocircuito, V = 0 V, $I = I_{sc}$, e il punto di massima potenza, V_{mpp} e I_{mpp} , mentre la seconda regione si estende tra il punto di massima potenza e la condizione di circuito aperto, $V = V_{oc}$, I = 0 A. Queste
due regioni possono essere approssimate da due rette con diverso coefficiente angolare: in particolare, la prima parte può essere approssimata utilizzando un circuito equivalente di Norton, mentre la seconda utilizzando un circuito equivalente di Thévenin.

1.3.7. Connessione di un generatore FV alla rete

Per ogni condizione di temperatura ambientale e irradianza, un modulo FV dovrebbe sempre lavorare in condizioni prossime a quelle del punto di lavoro ottimale. Quando un impianto fotovoltaico fornisce un carico resistivo, l'individuazione del punto di massima potenza, per specifiche condizioni climatiche, permette di determinare una resistenza ottimale R_o . In realtà, una retta può essere tracciata collegando l'origine del grafico I-V e il punto di massima potenza. La sua pendenza $1/R_o$ permette di individuare il valore di resistenza ottimale Ro. Per sfruttare la massima potenza prodotta dal generatore fotovoltaico è necessaria la conoscenza della pendenza della curva I-V del generatore. Infatti, per trasferire la massima potenza dal generatore ad un generico carico, la pendenza della curva I-V del generatore deve essere uguale alla pendenza del carico resistivo, quindi $|dI/dV| = 1/R_o$. La potenza in ingresso dei generatori fotovoltaici è imposta dalla radiazione solare e, quindi, non può essere modificata. L'adattamento del carico agli impianti solari è necessario per estrarre la massima potenza fotovoltaica. Questa condizione non è accettabile per i generatori tradizionali, la cui potenza assorbita può essere modificata su richiesta.

Come descritto in precedenza, a temperatura costante, un incremento dell'irradianza genera un aumento proporzionale della I_{sc} del generatore fotovoltaico, mentre la V_{oc} può considerarsi costante e quindi indipendente dalla variazione di irradianza. Di conseguenza, il luogo dei punti di massima potenza, in condizioni di irraggiamento diverso e temperatura costante, è approssimato da una linea verticale. L'accoppiamento tra un generatore e il suo carico è ottimale quando la curva caratteristica del carico si sovrappone al luogo dei punti di massima potenza per il generatore. Per questi motivi si sconsiglia il collegamento diretto dei generatori FV a carichi resistivi. In realtà, questa condizione si verifica con batterie elettrochimiche, motori in corrente continua, grazie alla forza elettromotrice di ritorno, o processi elettrolitici, ad esempio celle a combustibile, a causa della polarizzazione della forza elettromotrice. In caso di impianti fotovoltaici di piccola taglia, con potenza nominale fino a pochi kW, i generatori fotovoltaici possono essere collegati direttamente ai motori DC per sistemi di pompaggio, essiccazione

o ventilazione dell'acqua. Questa configurazione è abbastanza semplice, migliorando l'affidabilità del sistema fotovoltaico.

1.3.8. Componenti di un sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico consiste in diversi componenti in modo da utilizzare l'energia elettrica in uscita diversa dai moduli fotovoltaici:

- Maximum Power Point Tracker, MPPT. L'energia in ingresso dei generatori fotovoltaici è l'irradiazione solare, che è influenzata dalle condizioni ambientali. Per estrarre la massima potenza fotovoltaica, sono comunemente utilizzati dei convertitori DC/DC per impostare il punto di lavoro dei generatori fotovoltaici in prossimità del punto di massima potenza.
- Convertitori DC/AC. I generatori FV forniscono energia elettrica in Corrente Continua, DC. Tuttavia, la maggior parte delle utenze è alimentata con energia elettrica a Corrente Alternata, AC. La conversione DC/AC viene eseguita utilizzando convertitori DC/AC chiamati *inverter*. Questi dispositivi sono normalmente dotati di un hardware e un software per ottenere la massima potenza fotovoltaica anche in caso di disadattamento elettrico delle celle fotovoltaiche.
- Connettori FV. Questi componenti sono costituiti da un cavo in rame e da un isolamento esterno in plastica, isolando così il cavo dagli agenti atmosferici quali pioggia, calore e raggi UV. Permettono il collegamento tra i moduli fotovoltaici e ogni modulo fotovoltaico è dotato di due connettori, uno positivo e uno negativo.
- Fusibili. Questi interruttori proteggono il sistema da fenomeni di sovracorrente. Sono infatti costituiti da un filamento interno, che interrompe il circuito fondendosi in caso di sovracorrente. Ogni stringa FV può essere dotata di due fusibili.
- Diodi di blocco. Questi dispositivi evitano fenomeni di corrente inversa in stringa ombreggiata. Nei campi fotovoltaici con un elevato numero di stringhe, ogni stringa è dotata di un diodo di blocco.
- Interruttori DC. Questo interruttore automatico disconnette l'impianto fotovoltaico dall'inverter. Il numero di interruttori DC installati varia a seconda dell'impianto fotovoltaico: è possibile installare un unico interruttore per l'intero campo oppure più interruttori, ad esempio, uno per ogni stringa, possono proteggere impianti di grandi dimensioni.

- Interruttori AC. Questo dispositivo protegge il sistema interrompendo due parti di un circuito AC. In genere, ogni impianto è equipaggiato con uno o più di questi dispositivi.
- Interfaccia di rete. Questo componente verifica che la sorgente di tensione e la frequenza rientrino nei loro limiti quadratici medi.
- Interruttore generale AC. Questo interruttore disconnette l'impianto fotovoltaico dalla rete. Di solito è motorizzato e accoppiato con un dispositivo a corrente residua, *RCD*, che viene installato prima della connessione alla rete.
- Conversione elettrochimica di energia. Il profilo dell'irraggiamento solare è influenzato dalla variabilità giornaliera e stagionale e, quindi, porta a variazioni nel profilo della generazione fotovoltaica. Nel caso di sistemi stand-alone, l'alimentazione deve essere interrompibile, anche con condizioni meteorologiche avverse. Per garantire un'alimentazione continua, nell'impianto è incluso un accumulo elettrochimico. In realtà, in caso di surplus energetico, ovvero di produzione fotovoltaica superiore al consumo, l'energia aggiuntiva non consumata viene utilizzata per caricare un accumulo. Questo componente permette di aumentare l'autosufficienza del sistema consumando quell'energia in eccesso in un momento diverso, scaricando l'accumulatore quando necessario.
- Altri dispositivi di sicurezza elettrica e sistemi di monitoraggio (*Surge Protection Device*, SPD e contatori di energia).

Gli impianti fotovoltaici possono essere di due tipi: *stand-alone* o *grid-connected*. Nella prima categoria rientrano gli impianti autonomi non connessi alla rete elettrica. La seconda categoria comprende invece gli impianti che hanno una connessione alla rete e possono essere collegati come generatori centralizzati o distribuiti. Durante la vita dei sistemi fotovoltaici, la maggior parte dei loro guasti non sono dovuti ai generatori fotovoltaici. Infatti, la maggior parte dei guasti è dovuta agli altri componenti dell'impianto, comunemente denominati *Balance of System*, *BoS*. La tecnologia di questi componenti è sufficientemente matura per garantire il loro corretto funzionamento per migliaia di ore di lavoro. Tuttavia, i generatori fotovoltaici non sono convenzionali e possono costringere i dispositivi del BoS a funzionare in condizioni anomale. In questo caso, le prestazioni dei componenti BoS potrebbero essere peggiori, portando a guasti e guasti più frequenti.

2. Moduli FV con tecnologie innovative

Come si è visto nel capitolo precedente, le diverse tecnologie di silicio, cristallino o amorfo, permettono di ottenere efficienze massime prossime al 24% per quanto riguarda moduli commerciali. In modo da rendere competitiva la fonte di energia fotovoltaica, la ricerca europea e non sta concentrando gli sforzi per trovare soluzioni alternative al silicio, andando incontro a due esigenze fondamentali: aumentare l'efficienza di base delle celle limitando il più possibile i costi, andando a lavorare quindi sull'intero BoS dell'impianto. Nel corso degli ultimi decenni, molto è stato fatto. Dagli anni '70 ad oggi, infatti, i moduli sono più efficienti e costano sempre meno, come mostrato in Figura 2-1



Figura 2-1: Learning Curve relativa al mercato FV [8]

Essendo arrivati ad una sorta di asintoto negli ultimi anni, la ricerca ora concentra gli sforzi su soluzioni innovative e su nuove tecnologie e materiali. Nel dettaglio, l'interesse è ricaduto su due tecnologie in particolare: le celle in *Perovskite* e le celle dette *Tandem*.

2.1. Celle in perovskite

La *Perovskite* [9] è una famiglia di materiali, nominati così in onore dello scienziato che per primo ne ha osservato le caratteristiche, L.A. Perovski. Questi materiali hanno una struttura cristallina specifica, con formula ABX₃, dove *A* indica la composizione del gruppo cationico organico, *B* rappresenta il gruppo cationico inorganico e *X* indica i gruppi ionici alogenuri che lo compongono.

In generale, le prestazioni fotovoltaiche delle celle solari in perovskite sono attribuite dalle loro proprietà intrinseche, ad esempio l'elevato coefficiente di assorbimento, il gap di banda regolabile, la grande lunghezza di diffusione del vettore, la capacità di trasporto del vettore ambipolare e la mobilità del vettore. In particolare, i materiali di perovskite ibrida organica-inorganica, *OHIP*, sono i candidati favorevoli per la creazione di celle solari efficienti ed economiche.

2.1.1. Struttura della cella

Normalmente, le celle solari in perovskite, chiamate *PSC*, sono costituite da uno strato assorbente, ad esempio CH₃NH₃PbX₃, inserito tra lo strato di trasporto degli elettroni, *ETL*, e lo strato di trasporto delle lacune, *HTL*. Il funzionamento elettrico delle celle in perovskite è esattamente lo stesso di una cella classica in silicio. Gli elettroni generati raggiungono il catodo attraversando il film mesoporoso. Inoltre, la sezione condensata di materiale HTM ripristina la perovskite ossidata e aiuta a raggiungere il catodo. La generazione di corrente dipende dallo spessore del materiale perovskite. In Figura 2-2 è mostrato quanto descritto in precedenza.



Figura 2-2: Stratificazione della cella tipica in perovskite [10]

Ad oggi, la tecnologia perovskitica maggiormente utilizzata è quella a base di alogenuri di piombo, in cui il catione organico A è costituito da metilammonio, CH₃NH₃⁺, il catione inorganico B è lo ione piombo, Pb²⁺, e il gruppo cationico inorganico X è lo ione tri-idruro, I⁻. La formula complessiva è dunque CH₃NH₃PbI₃. Il composto così formato viene chiamato Metil-Ammonio-Piombo-tri-idruro, MAPbI₃, la cui formula di struttura atomica viene mostrata in Figura 2-3



Figura 2-3: Struttura atomica MAPbI₃ [11]

I vantaggi riscontrati in questa nuova famiglia di celle fotovoltaiche sono molteplici, in particolare si possono sottolineare i seguenti:

- Lunghezza d'onda assorbita. Essendo le celle PSC componibili da materiali differenti con diverse proprietà di assorbimento, esse permettono di essere utilizzate sia come singole celle che unite ad altre in silicio classiche o anche PSC stesse, formando quindi le già citate celle tandem. Infatti, in base ai diversi materiali usati come cationi, si può dare più o meno opacità alla cella, permettendo quindi alla luce di passare, in caso di celle semitrasparenti, piuttosto che di essere assorbite.
- Lunghezza di diffusione della carica. Essendo questa in un range che va da ≈ 100 nm a qualche µm, permette di costruire celle PSC di qualche centinaio di nm senza ottenere la ricombinazione di portatori di carica. Infatti, essendo nel silicio la lunghezza di diffusione più estesa, ovvero centinaia di µm, le celle in silicio sono più spesse.
- Materiale. Per quanto il silicio sia facilmente reperibile in pressochè ogni parte del globo, l'elaborazione per l'ottenimento di celle c-Si o a-

Si è piuttsto complessa e, di conseguenza costosa. La perovskite, invece, è un materiale sintetico e dal basso costo di produzione.

Essendo però anche una tecnologia piuttosto moderna, si presentano diverse criticità su cui lavorare. Intanto, un punto fondamentale è il coefficiente di assorbimento. Per il raggiungimento di prestazioni ottimali, il coefficiente di assorbimento del materiale è di vitale importanza. Infatti, come detto in precedenza, le celle PSC sono più sottili delle normali tecnologie in silicio o a etero-giunzioni; pertanto, il focus è incentrato anche sull'ampliamento del range di lunghezza d'onda in cui avviene l'assorbimento.



Figura 2-4: Coefficiente di assorbimento dei diversi materiali impiegati nelle celle FV [12]

Come si può notare in Figura 2-4, infatti, le lunghezze d'onda superiori a 800 nm non vengono più assorbite dalle celle PSC. Per estendere questo range è necessario modulare il gap di energia tra banda di valenza e banda di conduzione, che nei semiconduttori in perovskite si aggira intorno a 1.55 eV. L'ideale è di aumentare questo valore per aumentare il range. Un fenomeno peculiare che avviene nelle celle PSC è che all'aumentare della temperatura, anziché diminuire come avviene nel silicio, l'energia di banda aumenta. Queste tecnologie ad oggi permettono da raggiungere efficienze ragguardevoli, ovvero intorno al 18%.

2.1.2. Degradazione della prestazione e principali protocolli di test

La criticità più incidente al momento su questa tecnologia è legata alla stabilità del materiale nel tempo. Le celle solari in perovskite presentano numerosi fattori che influenzano la stabilità del materiale. Non esiste pertanto una definizione univoca della stabilità delle celle PSC. La stabilità della cella è definita in termini di struttura dello strato assorbente, delle prestazioni del dispositivo e dalla potenza prodotta dal in un periodo di tempo. Pertanto, la stabilità della cella può essere definita come quantificazione della vita operativa della cella in condizioni ambientali. Il modo più semplice per determinare la stabilità della cella PSC è attraverso la produzione di energia, ovvero testando le condizioni di lavoro che normalmente dovrebbero essere applicate per generare potenza elettrica. Di conseguenza, potenza nominale e stabilità sono parametri fondamentali per la sua commercializzazione dei dispositivi PSC. La mancanza di stabilità di una cella PSC è influenzata da diversi fattori, i principali sono: [13]

- Materiali. Comprendono i materiali in sé che compongono la cella, tra cui lo strato assorbente in perovskite, materiali di trasporto delle cariche, interfacce ed elettrodi.
- Condizioni di lavoro. Comprendono l'impatto causato dalle sollecitazioni come radiazione solare, composizione dell'aria, umidità, temperatura, che influenzano la morfologia e le condizioni operative del PSC;
- Isolamento. Comprende l'incapsulamento e le interconnessioni del modulo;

Pertanto, la comprensione della stabilità dei materiali costitutivi di una cella PSC nelle condizioni operative è fondamentale per riconoscere la sua inalterabilità in termini di imballaggio, stress, meccanico ed elettrico, portatori di carica mobili e processi chimici coinvolti durante l'esposizione della cella all'ambiente esterno. Tutto ciò è dunque incentrato allo scopo di aumentare i tempi di degradazione, che attualmente sono dell'ordine di ore o, al massimo, mesi, rispetto alla tecnologia tradizionale al silicio con un mantenimento delle prestazioni del 90% nei primi 20 anni e un ulteriore calo del 10% a 30 anni.

È importante, dunque, approfondire le conoscenze e i risultati dei progressi costruttivi delle celle PSC, attraverso i test di stabilità. Ne esistono di diverse tipologie, non esistendo ancora un protocollo definitivo e ufficiale da seguire. Uno di questi modelli, presentato dal *National Renewable Energy Laboratory*, classifica

i test in base alla stabilità dei materiali utilizzati (Livello 1), della cella progettata (Livello 2) e del modulo (Livello 3): [14]

- Test di livello 1. I materiali al centro dei dispositivi possono essere studiati per la loro resilienza quando esposti a fattori di stress rilevanti come calore, irradianz, umidità, ossigeno, stress meccanico e loro combinazioni. Esiste un ampio spazio parametrico di test a questo livello all'interno del quale è possibile ottenere preziose informazioni attraverso vari test con diversi livelli di sofisticazione. L'obiettivo principale a questo livello è ottenere importanti informazioni di base sugli intervalli operativi e sui limiti dei materiali stessi, nonché sul meccanismo di degrado inerente al materiale. Questo tipo di test di stabilità non richiede rigide condizioni di lavoro standardizzate perché l'obiettivo è di chiarire e sondare i regimi di stabilità specifici del materiale, nonché i meccanismi di instabilità primari. I test possono essere personalizzati per rispondere a domande specifiche sui materiali piuttosto che per conformarsi al regime operativo della cella solare fotovoltaica. È possibile utilizzare un'ampia gamma di metriche per valutare l'impatto del processo di sollecitazione sul materiale indagato, quali spettroscopia di assorbimento, diffrazione di raggi X, fotoluminescenza, microscopia, e altri ancora. I risultati possono essere generalizzati tra i sistemi, aumentando così l'impatto di tali studi, se intrapresi in modo rigoroso. In particolare, gli studi che forniscono informazioni sul processo di segregazione degli alogenuri fotoindotti nelle perovskiti agli alogenuri misti hanno contribuito in modo significativo alla comprensione del campo di questi materiali, che ha modificato e permesso un migliore approccio allo sviluppo di materiali assorbenti stabili a banda larga per celle solari tandem.
- Test di livello 2. Analogamente al requisito delle condizioni di test standardizzate per determinare l'efficienza di conversione dei dispositivi PSC, la stabilità a livello di cella deve essere testata in una serie di condizioni standardizzate. Per i test di stabilità a livello cellulare, sono necessarie condizioni di test standardizzate per confronti interlaboratorio diretti e per stabilire parametri di riferimento. Naturalmente, ci sarà un'inevitabile variabilità nei risultati delle diverse istituzioni e configurazioni; tuttavia, la standardizzazione può ridurre al minimo il numero di fattori non considerati e quindi stabilire tendenze fondamentali. Ciò consentirà ai ricercatori di definire più chiaramente un range di parametri di progettazione appropriati per i miglioramenti futuri, indipendentemente dall'aumento della complessità a livello di dispositivo

dovuto all'emergere di molteplici percorsi di degrado interdipendenti e accoppiati. La capacità di applicare tecniche analitiche pertinenti a questo livello di sofisticazione diventa significativamente più difficile a causa degli aspetti tecnici associati all'integrazione dei dispositivi. Il progresso maturato degli studi di livello 1 può condizionare e semplificare gli studi di livello 2 in cui la comprensione scientifica può consentire l'identificazione di specifici meccanismi di degrado all'interno del dispositivo. Tuttavia, vale la pena sottolineare che la stabilità di livello 2 è qualitativamente molto diversa dalla stabilità di livello 1 poiché è legato alle condizioni di lavoro e non al materiale in sé.

Test di livello 3. I test di stabilità del modulo mirano all'implementazione nel mondo reale, dove l'attenzione si concentra sull'eliminazione dei meccanismi primari determinati dagli studi di Livello 1 e Livello 2. Qui, i guasti principali saranno causati da fattori esterni come le interconnessioni e la capacità dei materiali di incapsulamento di isolare il dispositivo testato. In questa fase, i processi di degrado dovrebbero essere ampiamente conosciuti e compresi ai livelli inferiori per ideare strategie per la progettazione di imballaggi tali per cui i moduli possano resistere alle condizioni di funzionamento sul campo per l'applicazione mirata. Ad esempio, la scelta del vetro rispetto ai substrati in polietilene tereftalato, chiamato PET, deve essere effettuata con la conoscenza delle condizioni applicative, dei tassi di trasmissione del vapore acqueo e dei meccanismi di degradazione mediati dall'acqua. Le differenti modalità di imballaggio possono provocare diverse modalità di degrado. Inoltre, è in questa fase di sviluppo che devono essere progettati test di durabilità che sottolineino gli anelli più deboli della stabilità del modulo e che idealmente traducano le prestazioni del test nella definizione di stabilità del mondo reale richiesta da un prodotto commerciale, ovvero in perdita di efficienza nell'arco di tempo. I test a livello di modulo sono necessari per gestire i rischi di capitale generati dall'implementazione della tecnologia fotovoltaica e le relative garanzie di prestazione per il successo sul mercato del dispositivo.

Un altro di questi studi è stato condotto dall'*International Summit on Organic PV Stability, ISOS*, che ha definito alcuni protocolli di studio della degradazione per *PSC* e celle organiche. Questi protocolli sono raggruppati in termini di sollecitazioni applicate in cinque categorie: durata di conservazione o test di conservazione al buio, test all'aperto, test di immersione leggera, test di cicli termici e test di cicli luce-umidità-termici. Ogni categoria ha tre livelli di sofisticazione, base, intermedio e avanzato, il cui obiettivo è quello di coprire diversi livelli di infrastruttura di laboratorio. [15]

Il primo livello, quello detto di *base*, richiede solo attrezzature comunemente disponibili e fornisce un controllo relativamente basso sui fattori di stress. Sebbene da questi test possano essere raccolte informazioni limitate sul degrado del PSC, tali procedure sono considerate fondamentali per i test di stabilità.

Il secondo e il terzo livello di sofisticazione, detti *intermedio* e *avanzato*, richiedono strumenti più complessi, come le camere ambientali e i tracker del punto di massima potenza, ma forniscono risultati più accurati. I protocolli possono essere applicati a dispositivi sia incapsulati che non incapsulati a condizione che sia chiaramente segnalato. I test di stress specifici per i moduli incapsulati, compresi i test di grandine, il degrado indotto dal potenziale, la stabilità del diodo di bypass, così come la stabilità meccanica e la considerazione speciale per le applicazioni spaziali, non rientrano nell'ambito di queste analisi.

Tra le procedure, i test al buio, ISOS-D, forniscono informazioni sulla tolleranza delle celle solari all'ossigeno, all'umidità, ad altri componenti atmosferici aggressivi naturalmente presenti nell'aria, quali CO_2 , NO_x , H_2S , e alle temperature elevate. In altre parole, i test ISOS-D stimano la durata di conservazione di una cella in condizioni ambientali quando non è esposta alla luce. L'atmosfera gioca un ruolo cruciale nel determinare la durata degli assorbitori di perovskite e di alcuni degli strati di trasporto utilizzati nelle architetture PSC. In particolare, l'interazione con le specie ambientali può promuovere la formazione di trappole o barriere di portatori di carica, come risultato di una maggiore densità di difetti mobili o ioni e trappole elettroniche all'interno dello strato attivo, generando dunque la decomposizione della perovskite, che deteriora rapidamente le prestazioni del dispositivo. È stato anche dimostrato che le specie atmosferiche caricano la superficie della perovskite, influenzando la distribuzione degli ioni attraverso il dispositivo. L'impatto di questi fattori viene preso in considerazione nei test ISOS-D-1, dove l'ambiente della cella è monitorato ma non esplicitamente controllato. Un altro importante fattore di stress è la temperatura. Temperature elevate vengono applicate per studiare la stabilità termica delle celle solari e per accelerare il degrado indotto da altri fattori di stress. La degradazione termica al buio si verifica nelle PSC a temperature elevate a causa delle instabilità chimiche e strutturali dei materiali assorbenti o degli strati di trasporto. Al momento, l'impatto della transizione di fase sulla durata del dispositivo non è chiaro, così come l'impatto delle diverse temperature durante l'invecchiamento accelerato. Poiché i protocolli

dovrebbero essere applicabili a qualsiasi tipo di perovskite indipendentemente dalle loro transizioni di fase, i protocolli ISOS non possono soddisfare tutte le possibili opzioni di temperatura. Gli effetti delle temperature elevate sulla stabilità del dispositivo vengono valutati con il test ISOS-D-2 che viene eseguito a temperature elevate ma controllate di 65 o 85 °C. Sebbene non sia esplicitamente controllata in ISOS-D-1 e D-2, si evidenzia che il monitoraggio dell'umidità relativa ambientale, *RH*, è di fondamentale importanza perché l'aria secca, quando RH <20%, e l'aria umida rappresentano condizioni di stress notevolmente diverse per le celle PSC.

I test di invecchiamento in laboratorio, *ISOS-L*, promuovono la migrazione di ioni e difetti nelle celle PSC, nonché la segregazione di fase nello strato foto-attivo di perovskite, che riduce l'efficienza. Inoltre, la luce può catalizzare o accelerare reazioni chimiche dannose, che portano al degrado della perovskite o alla formazione di difetti. Cambiamenti dannosi negli strati di estrazione della carica organica, mescolanza di materiali alle interfacce e scambio ionico tra strati di celle solari adiacenti possono anche essere causati dall'illuminazione delle celle. La composizione spettrale della sorgente luminosa merita un'attenzione particolare, specialmente nella gamma UV. La luce UV aiuta la decomposizione della perovskite e aumenta il tasso di ricombinazione non radiativa nelle celle PSC basate su TiO_2 mesoporoso, che può quindi richiedere che gli strati di blocco UV diventino più stabili. Recentemente, celle PSC con nuovi strati di trasporto si sono dimostrate più tolleranti all'irradiazione UV. La stabilità della perovskite può essere influenzata in modo diverso dalla luce nelle gamme spettrali UV-A e UV-B.

Negli studi di stabilità all'aperto, *ISOS-O*, l'invecchiamento avviene per illuminazione con luce solare naturale nell'ambiente circostante. Sebbene queste condizioni non siano necessariamente riproducibili, in quanto dipendono da condizioni meteorologiche, posizione, stagione e così via, i risultati dei test all'aperto sono i più rilevanti per il funzionamento del dispositivo. A differenza di altri protocolli, possono essere applicati direttamente per ottenere valutazioni realistiche della durata del dispositivo, anche se specifiche per un dato clima. I test sul campo possono anche determinare se l'elenco delle modalità di guasto identificate in laboratorio è completo e adeguato a comprendere l'affidabilità della cella solare durante il funzionamento reale e, inoltre, possono fornire punti di riferimento per il calcolo dei fattori di accelerazione che correlano la durata in condizioni meteorologiche reali al tempo di vita ottenuto nelle condizioni di sollecitazione accelerata. In precedenza, questo approccio veniva perseguito per aiutare a stabilire la norma IEC 61215 correlando i risultati dei test all'aperto per i moduli in silicio con i risultati ottenuti da vari test di accelerazione. Ad oggi, gli

studi sulla stabilità all'aperto di celle PSC sono scarsi, ma la comunità ha acquisito alcune intuizioni critiche con gli esperimenti ISOS-O, come l'importanza del ciclo luce-buio e l'inaspettatamente alta tensione del circuito aperto a basse intensità di illuminazione. In base al protocollo ISOS-O-1, le misurazioni periodiche delle curve J-V vengono eseguite sotto illuminazione da un simulatore solare. In ISOS-O-2, le misurazioni J–V vengono acquisite periodicamente sotto l'illuminazione della luce solare naturale. ISOS-O-3 richiede sia il tracciamento MPP in loco sotto la luce solare naturale sia misurazioni periodiche delle prestazioni sotto un simulatore solare. I risultati ottenuti dalle misurazioni J-V e dal tracciamento MPP non coincidono necessariamente, come si nota in Figura 2-5, sebbene generalmente abbiano tendenze simili.



Figura 2-5: Efficienza (curva rossa) vs J-V periodiche (cerchi neri) per la stessa PSC.

Il ciclo termico al buio, ISOS-T, e il ciclo luce-umidità-termico, ISOS-LT, consentono di valutare i danni ai dispositivi fotovoltaici causati dalle variazioni meteorologiche diurne e stagionali in termini di radiazione solare, temperatura e umidità. Questi test sono rilevanti per qualsiasi tecnologia fotovoltaica dedicata all'esterno poiché simulano condizioni realistiche, stimolano meccanismi di guasto legati alla de-laminazione di strati o contatti e sono inclusi negli standard di qualificazione. In particolare, per le celle PSC, il degrado a temperature variabili potrebbe essere più grave di quello a temperature estreme costanti, che è attribuito all'effetto dell'accumulo di ioni ai contatti. La de-laminazione dovuta ai cicli termici è stata mitigata aggiungendo uno strato tampone polimerico flessibile attorno alla perovskite, che ha portato le celle a mantenere oltre il 90% delle loro prestazioni dopo 200 cicli tra -40 e 85 °C. Il ciclo di temperatura e illuminazione, che ricorda le condizioni meteorologiche nell'Europa centrale per diversi giorni rappresentativi, è stato applicato alle celle in atmosfera carica di azoto. Questo studio ha consentito di comprendere meglio il funzionamento dal punto di vista della temperatura dei moduli PSC e ha sottolineato la complessa interazione degli effetti transitori dipendenti dalla temperatura durante il giorno con i processi di degradazione reversibili e irreversibili. A seconda delle apparecchiature disponibili, i cicli di temperatura variano dalla semplice accensione e spegnimento di una piastra installata in un ambiente a cicli complessi di temperatura e umidità in una camera climatica.

Per garantire la fattibilità economica e il costo livellato competitivo dell'elettricità, le nuove tecnologie fotovoltaiche devono offrire stabilità a lungo termine insieme a un'elevata efficienza di conversione della potenza. Ad esempio, la durata prevista per un modulo fotovoltaico in una centrale elettrica è di 20-25 anni, per eguagliare l'affidabilità dei moduli basati su wafer di silicio. Attualmente, la stabilità a lungo termine delle tecnologie in perovskite non soddisfa questo obiettivo e i miglioramenti sono ostacolati dalla mancanza di comprensione delle modalità di guasto del modulo. I test di qualificazione esistenti descritti negli standard della International Electrotechnical Commission, IEC, sui moduli fotovoltaici terrestri, come la IEC 61215, sono progettati per le prestazioni sul campo dei pannelli in silicio per schermare le modalità di degrado ben note, generalmente associate a problemi al livello di modulo. Tuttavia, è improbabile che questi test siano adatti a celle PSC a causa delle proprietà dei materiali e delle architetture dei dispositivi fondamentalmente diverse. Infatti, vari rapporti hanno dimostrato che la stabilità di questi dispositivi non può essere pienamente valutata dalle procedure sviluppate per i prodotti fotovoltaici convenzionali, il che ha portato alla pubblicazione di vari studi che hanno tentato di comprendere i meccanismi di degrado nei sistemi fotovoltaici emergenti. Sfortunatamente, questi studi mancavano di coerenza nelle procedure di valutazione e segnalazione, il che ha impedito il confronto dei dati e, di conseguenza, l'identificazione di vari fattori di degrado e meccanismi di fallimento.

2.2. Celle Tandem

La tecnologia fotovoltaica in perovskite ha attirato un'enorme attenzione in tutto il mondo dal primo rapporto di celle solari FV con colorante a base di perovskite con un'efficienza del dispositivo del 3,8% nel 2009. Da allora, sono stati compiuti sforzi significativi nell'ottimizzazione della struttura del dispositivo, nell'ingegneria della composizione della perovskite, controllo della crescita dei cristalli di perovskite, passivazione dei difetti superficiali e di massa della perovskite, ottimizzazione dello strato di trasporto della carica e ingegneria dell'interfaccia del dispositivo per aumentare rapidamente l'efficienza del dispositivo fino a un valore certificato del 25,5% entro un decennio di sviluppo. Sebbene i dispositivi PSC abbiano sperimentato un rapido sviluppo dell'efficienza

del dispositivo in questi anni, come mostrato in Figura 2-6, il tasso di aumento dell'efficienza diventa più lento e tende a raggiungere un valore saturo, indicando che anche l'efficienza di conversione delle celle PSC si sta avvicinando a un limite asintotico. Secondo il calcolo teorico, il limite di efficienza di una cella solare a giunzione singola basata su perovskite è superiore al 30% in condizioni ideali senza la restrizione angolare. Pertanto, analogamente alle celle solari a giunzione singola basate su perovskite diventa sempre più difficile e non supererà mai il limite di efficienza teorico.



Figura 2-6: Evoluzione delle efficienze record certificate negli anni [16]

Per rendere più efficiente la tecnologia basata sul silicio, è stato proposto di combinare una sotto-cella Si con un materiale semiconduttore con gap di banda relativamente più elevata per formare una cella solare multi-giunzione, in grado di reagire con uno spettro solare più ampio e di migliorare la efficienza complessiva del dispositivo oltre il limite a giunzione singola. Questo genere di dispositivi vengono chiamati moduli tandem. Motivati dalla configurazione tandem, alcuni anni fa, i ricercatori hanno iniziato a fabbricare celle solari tandem perovskite/silicio. Nel 2014, la prima cella solare in tandem PSC/Si a quattro terminali mostrava un'efficienza complessiva del 13,4%, 6,2% generata dalla cella superiore e 7,2% della cella inferiore, e si è stimato che si possibile raggiungere efficienze di oltre il 30% attraverso l'ottimizzazione sia ottica che elettrica. Nel

2015, la prima cella solare tandem a due terminali PSC/Si è stata segnalata con un'efficienza complessiva del 14,3% e i risultati della simulazione hanno anche indicato che il 32% di efficienza può essere raggiunta con l'ottimizzazione dell'elettrodo superiore trasparente e degli strati di interconnessione tra la cella superiore e inferiore. L'efficienza di conversione certificata delle celle solari tandem perovskite/Si, come mostrato nella Figura 2-6, aumenta notevolmente dal 23,5% nel 2017 al 29,5% nel 2020, superando il limite teorico della cella a giunzione singola in Si, ma è ancora lontano dalla saturazione. Secondo l'analisi ottica ed elettrica riportata, il limite di efficienza della cella tandem perovskite/Si è superiore al 40%, indicando che c'è ancora spazio per aumentare l'efficienza del dispositivo delle celle solari tandem. [17]

Diversamente dalla cella solare a giunzione singola la cui efficienza è limitata dal suo gap di banda ottico intrinseco, il dispositivo tandem che combina materiali semiconduttori con diversi gap è in grado di reagire con una gamma più ampia di spettro solare, generando una potenza maggiore del limite teorico visto in precedenza. Ad esempio, come mostrato nella Figura 2-7, in una configurazione tandem, la cella solare superiore con un gap di banda relativamente ampio assorbe fotoni ad alta energia, come la luce ultravioletta e visibile, mentre la cella solare inferiore con una banda relativamente stretta raccoglie fotoni a bassa energia come parte del vicino infrarosso dello spettro solare. In questo modo più fotoni possono essere assorbiti e convertiti in elettricità.



Figura 2-7: Risposta spettrale di una cella tandem

Oltre agli studi in sé relativi alla tecnologia, sono presenti anche complicazioni per quanto riguarda il possibile accoppiamento tra cella classica in silicio e cella degradata in perovskite. I differenti tassi di degrado dei materiali generano complicazioni sull'ottenimento del punto di lavoro ideale [18].

2.2.1. Celle a due terminali

Le celle solari tandem si differenziano tra loro in base al numero di terminali che, a sua volta, modifica la struttura della cella stessa. Nella cella a due terminali, denominata 2T, la struttura di base è una cella monolitica, Con uno strato superiore in perovskite, uno strato inferiore in silicio e, in mezzo, uno strato di ricombinazione. Tutti gli strati sono uniti in un unico dispositivo e il collegamento è effettuato in serie. Il circuito equivalente di una simile cella è quindi il collegamento in serie di due circuiti equivalenti classici della singola cella, come mostrato in Figura 2-8. Poiché lo strato di perovskite può essere realizzato tramite processo di soluzione o evaporazione termica basata sul vuoto, è facile fabbricare direttamente la cella superiore di perovskite sulla superficie della cella inferiore di Si per formare un dispositivo tandem 2T.



Figura 2-8: Circuito equivalente di una cella 2T

Lo strato di interconnessione è un componente critico di un dispositivo tandem 2T poiché funge da connessione sia ottica che elettrica tra le sottocelle superiore e inferiore. Generalmente, uno strato di tipo p in una cella solare viene utilizzato per trasportare ed estrarre lacune positive, mentre lo strato di tipo n serve per il trasporto e l'estrazione di elettroni. In una configurazione tandem 2T, il collegamento tra le

due sottocelle è in serie. Se lo strato di tipo n di una sottocella è connesso direttamente allo strato di tipo p dell'altra sottocella, si formerà una giunzione n-p tra le due sottocelle, che bloccherà il flusso di corrente tra le due celle. Per risolvere tale problema di connessione, è necessario inserire uno strato di ricombinazione o uno strato di giunzione tunnel come strato di interconnessione tra le due sottocelle. Una prima strategia per collegare le due sottocelle in serie prevede uno strato conduttivo che può trasportare sia elettroni che lacune. Pertanto, tale strato conduttivo fornirà siti di ricombinazione per elettroni da una sottocella e lacune da un'altra sottocella. Questa strategia è stata ampiamente utilizzata per sviluppare celle solari tandem a base organica con un film metallico ultrasottile come strato conduttivo, ed è stata anche applicata nelle celle solari tandem basate su silicio. La giunzione tunnel è realizzata drogando fortemente la superficie del Si e dovrebbe essere uno strato sottile in modo che il portatore di carica possa spostarsi e ricombinarsi all'interno di questo strato.



Figura 2-9: Struttura di una cella 2T

Ad oggi, la tecnologia 2T è quella maggiormente sviluppata in quanto la struttura monolitica semplifica la ricerca. In particolare, il record di efficienza raggiunto è 31.15%, su una cella di area 1 cm², dichiarato nel luglio 2022 da *Swiss Center for Electronics and Microtechnology* (CSEM) e da *École polytechnique fédérale de Lausanne* (EPFL) [19]. Tutti i record ottenuti sono frutto di sperimentazione in laboratorio, su celle dalle piccole dimensioni. Infatti, la sfida maggiore è quella di ottimizzare la resa dei dispositivi anche su superfici maggiori in modo da essere utilizzabili in futuro in dei veri e propri moduli tandem. In particolare, per questo genere di celle, la connessione tra celle dovrebbe risultare piuttosto semplice ed equiparabile alla connessione in serie o in parallelo tra celle in silicio classico.

Per una cella tandem 2T, poiché la cella superiore in perovskite è fabbricata direttamente sopra la cella Si, richiede meno passaggi di elaborazione. Tuttavia, requisiti più rigorosi dovrebbero essere considerati in termini di fabbricazione del dispositivo poiché una sottocella può avere un impatto sull'altra. Inoltre, la cella 2T richiede un rigoroso adattamento di corrente perché le due sottocelle sono collegate elettricamente in serie. Pertanto, sono sensibili alle condizioni climatiche locali, in particolare agli spettri di irraggiamento, dato che le due sottocelle saranno influenzate in modo diverso.

Vista l'assenza di dispositivi di taglie grandi abbastanza, le celle tandem 2T non risultano ancora essere sul mercato. Ad oggi, è stata riportata una cella 2T di dimensioni 12.96 cm² con efficienza di conversione del 18%, ovvero meno della metà rispetto al record di celle di piccole dimensioni. Pertanto, ad oggi ,la ricerca si sta concentrando in modo particolare sul miglioramento della scalabilità della tecnologia, tema rilevante anche nei primi anni di sviluppo delle celle in silicio.

2.2.2. Celle a quattro terminali

La seconda categoria di celle tandem più studiata è quella a quattro terminali, denominata *4T*. In questi dispositivi, il collegamento è solo di tipo ottico, mentre non è presente un collegamento elettrico tra i due strati in PSC e Si. Le celle solari tandem 4T non sono soggette a adattamento di corrente poiché le celle superiori e inferiori sono separate elettricamente. Pertanto, massimizzare la cella superiore o migliorare l'efficienza della cella inferiore può aumentare le prestazioni complessive del dispositivo di un tandem 4T. Per una cella tandem 4T, le sottocelle perovskite e Si possono essere fabbricate indipendentemente, quindi è più flessibile in termini di fabbricazione del dispositivo. Le sottocelle in un dispositivo 4T non sono influenzate l'una dall'altra perché funzionano in modo indipendente. Pertanto, i dispositivi tandem 4T sono meno sensibili alle condizioni climatiche locali. Sulla base della discussione di cui sopra, è ancora troppo presto per concludere quale configurazione tandem sia più promettente per la futura commercializzazione. Come si evince dai vari report in merito, ad oggi lo sviluppo sulle celle 2T porta ad efficienze maggiori rispetto alle 4T [20].



Figura 2-10: Spettri di assorbimento dei due strati in una cella 4T [21]

Il collo di bottiglia più significativo per le celle di questo tipo è rappresentato dalla gestione degli spettri di assorbimento. Infatti, mentre nelle celle 2T lo strato ricombinante generava le cariche necessarie per la conversione e il trasporto delle coppie elettroni/lacune, l'assenza di un collegamento elettrico non permette ciò. Per come sono strutturate queste celle, in Figura 2-11, si ha una sovrapposizione degli spettri tra lo strato in perovskite semi-trasparente superiore e quello dello strato inferiore in silicio, mostrata nel dettaglio in Figura 2-10, generando una perdita non immediatamente identificabile nel Si.



Figura 2-11: Struttura di cella 4T

Anche lo schema del circuito equivalente totale è diverso, mantenendo sempre il circuito classico ma con configurazione diversa rispetto a quello 2T.



Figura 2-12: Circuito equivalente di una cella 4T

Si stima che la perdita causata dall'assorbimento dello strato in PSC semi trasparente si aggiri intorno al 50% nella cella Si [22]. La ricerca si sta quindi concentrando nel trovare e produrre perovskiti con spettri di assorbimento spostati rispetto a quelli del silicio in modo da limitare questo assorbimento.

A livello di connessione tra celle per l'ottenimento di modulo, esistono due tipologie di connessione fondamentali: [23]

 Voltage Matched, ovvero ai terminali del modulo arriva la stessa tensione sia dallo strato di celle in silicio sia da quello in perovskite. Per fare ciò, bisognerebbe dimensionare lo strato superiore in PSC in base alla tensione di lavoro dei moduli Si. Lo schema da seguire è pertanto quello mostrato in Figura 2-13.



Figura 2-13: Configurazione di modulo Voltage Matched

• *Voltage Unmatched*, ovvero i collegamenti viaggiano in binari paralleli e si ricollegano a due *Junction Box*, JB in figura, ovvero nel box delle giunzioni dal quale escono i cavi, positivo e negativo, per il collegamento dei moduli tra loro e alla rete.

La cella solare tandem al silicio di perovskite ha forse un potenziale molto elevato per raggiungere un basso costo dell'elettricità. La progettazione di tandem perovskite-silicio affidabili ed efficienti richiede un approccio multilivello che include l'ottimizzazione delle prestazioni dei singoli strati in ciascuna cella separatamente, quando le celle sono collegate tra loro e infine insieme al substrato. In primo luogo, la chiave per un'elevata efficienza del dispositivo è nella scelta mirata del gap di banda della cella di perovskite superiore nello stack. Le perdite di assorbimento affrontate dai dispositivi tandem a causa di strati riflettenti intermedi inefficienti e l'assorbimento inefficiente nella cella superiore devono essere affrontate per ulteriori ricerche per limitare le perdite ottiche. Il basso coefficiente di assorbimento della cella inferiore in silicio riduce l'assorbimento della luce e riflette le prestazioni di tutte le configurazioni tandem. Per migliorare ulteriormente le prestazioni del dispositivo è necessaria una gestione efficiente della luce.

L'aumento del gap negli assorbitori di perovskite mediante scambio/induzione di cationi/anioni comporta il costo dello spostamento dei livelli di energia e questo deve essere considerato al fine di preservare un disordine energetico minimo. Si può osservare che le perovskiti in media dovrebbero possedere un gap di banda vicino a 1,65 eV nelle configurazioni 2T, mentre un gap più alto, prossimo a 1,80 eV, è preferito nei dispositivi 4T. Gli effetti negativi della segregazione che derivano dalle perovskiti miste agli alogenuri sembrano essere ridotti al minimo sostituendo le perovskiti ibride con perovskiti inorganiche complete. Inoltre, l'induzione della perovskite 2D nella perovskite 3D come strato assorbente sembra promettere di passivare e stabilizzare le perovskiti, soddisfacendo così uno degli obiettivi importanti. Rimane ancora una delle preoccupazioni principali, ovvero la presenza di piombo tossico. Sebbene si stia studiando di sostituire il Pb con stagno, ad oggi le efficienze più alte si raggiungono con il piombo, motivo per il quale è fondamentale isolare del tutto la cella PSC attraverso schermature in vetro o PVC.

In una prospettiva più ampia, i dispositivi 2T richiedono un'elaborazione più complessa con un'adeguata connessione elettrica tra le sottocelle e un'adeguata diffusione della luce alla sottocella inferiore. Sebbene il controllo della corrispondenza di corrente sia più indulgente nella configurazione 4T, richiede l'estrazione indipendente della potenza tramite inverter discreti, che possono aumentare il costo. Tuttavia, le maggiori efficienze potenzialmente ottenibili nei dispositivi 4T potrebbero superare questo costo aggiuntivo. Inoltre, in condizioni reali, lo studio di simulazione indica che le configurazioni 4T non sono molto diverse dalle prestazioni 2T, senza considerare le perdite elettriche e ottiche aggiuntive che possono verificarsi. Entrambi i dispositivi 2T e 4T con i loro meriti e demeriti possono certamente essere incorporati nel periodo di tempo con le linee di produzione esistenti del settore. [24]

3. Stazione di misura

La stazione di misura è stata costruita con lo scopo di monitorare le prestazioni elettriche di un determinato numero di moduli fotovoltaici. In particolare, nel caso studio, sono stati selezionati quattro moduli in perovskite, posizionati sul tetto dell'Energy Center e di proprietà di Edison Spa. La valutazione delle prestazioni risiede nell'ottenimento di alcune grandezze fisiche descritte nei precedenti capitoli. In questo lavoro di tesi, in particolare, vengono utilizzati dei carichi elettronici per la misura dei punti della curva I-V.



Figura 3-1: Configurazione della stazione di misura

A livello strutturale, la composizione della stazione di misura e della relativa strumentazione è rappresentata in Figura 3-1. I componenti fondamentali sono:

- Quattro carichi elettronici programmabili Höcherl & Hackl, numero di modello PLA206C1. Risoluzione 16 bit, 60 V DC, 1 A, 60 W i valori massimi raggiungibili. Incertezza relativa alla misura di tensione inferiore a 1%.
- Quattro sensori di temperatura PT100, una per ogni modulo PSC da apporre in contatto nella superficie non irradiata del dispositvo per

misurarne la temperatura. Risoluzione 0.1° C, incertezza minore di 0.3° C.

- Piranometro *Delta Ohm*, numero di serie LPPYRA10AC, basato su un sensore a termopila, range di misura 0 ÷ 2000 W/m², incertezza ± 20 W/m².
- Stazione meteorologica *Delta Ohm.* Contiene un anemometro per la misurazione della velocità e direzionalità del vento (risoluzione rispettivamente di 0.1 m/s e 0.1°, incertezza ± 1 %), un sensore di pressione ambientale piezoresistivo (risoluzione 0.1 mbar, incertezza ± 0.4 mbar), un sensore PT100 per la misura della temperatura ambientale (risoluzione 0.1°C, incertezza inferiore a 0.3°C), sensore capacitivo per la misura della RH (risoluzione 0.1%, incertezza ± 2.5%).
- Controllore *Compact DAQ National Instrument*, NI 9189, a otto slot, per l'installazione dei moduli di input necessari per la conversione analogico-digitale del segnale dei sensori, l'acquisizione dei dati e il loro invio al PC di controllo. In particolare, sono presenti un modulo di input analogico RTD (*Resistive Temperature Detector*, NI 9216) a otto canali per l'acquisizione del segnale dei sensori PT100 (risoluzione 24 bit, incertezza inferiore a 1°C sull'intero range di temperatura) e un modulo di input di corrente NI 9208 a sedici canali per acquisire le grandezze ambientali dei sensori ambientali, piranometro e stazione meteo (risoluzione 24 bit, frequenza di campionamento 500 Sps). Una morsettiera di tipo DSUB (NI 9923) collega il modulo NI 9208 ai sensori. Infine vi è un modulo di input analogico NI 9239 a quattro canali per l'acquisizione delle grandezze elittriche, tensione e corrente (risoluzione 24 bit, frequenza di campionamento 50 kSps).
- PC di controllo, che esegue il software LabVIEW di controllo, gestione e acquisizione dati, il quale verrà analizzato nel capitolo successivo. Il PC comunica con la strumentazione tramite cavo ethernet certificato.
- Struttura metallica di supporto per dispositivi e moduli orientata a sud, con inclinazione del piano di appoggio di 30°, alzetta da terra 1m.

Lo schema semplificato dei circuiti elettrici di potenza, delle linee di segnale e della rete di comunicazione ethernet è rappresentato in Figura 3-2.



Figura 3-2: Schema d'impianto relativo alle connessioni elettriche

I dispositivi misurati sono quattro mini-moduli in perovskite, formati da 12 cellette in serie e con area attiva di 7.5×7.5 cm² e copertura in vetro. Il dettaglio dei moduli analizzati è mostrato in Figura 3-3, nella quale si può anche notare il piranometro descritto in precedenza e i collegamenti dei sensori di temperatura PT100 in contatto alla parte non irradiata dei moduli, in modo da ottenere una misurazione il più precisa possibile della temperatura effettiva dei moduli analizzati. La particolarità di questi moduli PSC è la totale assenza di un datasheet, ovvero non si conoscono i valori misurati in condizioni standard di test, i coefficienti termici e la percentuale di degrado nell'arco della vita del dispositivo.



Figura 3-3: Dettaglio moduli PSC e piranometro

4. Sistema di acquisizione dati

In questo capitolo verrà analizzato il percorso logico e pratico seguito per la realizzazione di un codice per una corretta acquisizione dei dati di massima potenza prodotta e delle curve I-V generate dai moduli precedentemente descritti, in modo da poter definire un possibile protocollo di misura da seguire per le analisi di caratterizzazione di moduli in perovskite (PSC). Il risultato dell'acquisizione dei dati elettrici, quali potenza, corrente e tensione e le curve caratteristiche dei moduli, vengono poi salvati in formato csv per poi essere elaborati, come si vedrà nel capitolo successivo. Il linguaggio utilizzato per realizzare l'acquisizione dei dati è LabVIEW, acronimo di Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench. Questo è un linguaggio statunitense molto usato in ambito industriale nei programmi di acquisizione e analisi dati. Il linguaggio utilizzato da LabVIEW è di tipo grafico, con aspetto simile alla generazione di un diagramma di flusso, chiamato linguaggio G. I vari blocchetti di lavoro, chiamati VI, ovvero Virtual Instrument, permettono di schematizzare le varie funzioni operative e di semplificare la schermata dal punto di vista visivo, condensando all'interno di questi blocchetti operazioni più complesse. I collegamenti tra i vari VI possono essere di diverso tipo, numerico, vettoriale, matrici, e così via, in base al tipo di dato contenuto in esso. Inoltre, è possibile operare al loro interno anche facendo uso di strutture base come i cicli for, cicli while e cicli di controllo booleano. Il vantaggio di usare software come LabVIEW è quello di essere più semplice rispetto all'architettura dei software basati su linguaggi a codice di testo. In aggiunta, permette di ottenere a schermo rapidamente e in tempo reale i risultati desiderati.

4.1. Campagna sperimentale primaverile

Inizialmente, la stazione di misura fu progettata per l'acquisizione in serie dei dati elettrici di quattro dispositivi fotovoltaici, due in perovskite e due in silicio. Lo schema fondamentale seguito è raffigurato in Figura 4-1.



Figura 4-1: Diagramma a blocchi del funzionamento di LabVIEW

I primi due blocchi, legati all'inizializzazione dei parametri e dei carichi elettronici, sono rimasti gli stessi nel corso di entrambe le campagne sperimentali. L'inizializzazione dei carichi elettronici avviene sulla base dei tempi impostati in una schermata antecedente. Di particolare rilievo sono la funzione sweep time, ovvero il tempo imposto per l'ottenimento della spazzata di 100 punti dal quale estrarre poi il punto di massima potenza, che deve essere imposto in un range di tempi tra 0 e 5 s, e la funzione maximum power point tracking, ovvero il controllo del mantenimento delle condizioni ottimali di lavoro, imponibili in un range di tempi tra 0 e 3600 s. Il controllo avviene attraverso la procedura Perturb and Observe, Perturba e Osserva, ovvero andando a ricercare il punto ottimale di lavoro variando leggermente la tensione intorno alla condizione misurata in precedenza, finché non viene raggiunto il punto effettivo di massima potenza prodotta. In particolare, si impone una differenza di tensione in una direzione, ovvero si aumenta o si diminuisce leggermente rispetto al valore misurato in precedenza. Se il valore di potenza ottenuto dal prodotto delle coordinate Tensione e Corrente è maggiore rispetto alla condizione precedente, allora si continua nella stessa direzione di aumento o diminuzione di tensione. In caso contrario, si va nella direzione opposta diminuendo la differenza di tensione applicata tra i due punti. La struttura LabVIEW di quanto appena descritto è raffigurata in Figura 4-2.



Figura 4-2: VI dello stato di inizializzazione dei carichi

Nel VI successivo, i carichi elettronici vengono accesi, in modo da poter operare la ricerca della massima potenza. In Figura 4-4 viene mostrato il dettaglio su LabVIEW.

Successivamente, si passa al corpo centrale del software di acquisizione dati. Inizialmente, si è pensato che per ottenere dati più significativi si dovesse operare in tempi piuttosto brevi, in modo da non essere limitati dalla variabilità delle condizioni ambientali, quali il passaggio di una nuvola che potesse abbassare il valore di irradianza e di temperatura di cella. In particolare, come mostrato nello schema in Figura 4-3, si è pensato di operare la ricerca del punto di lavoro ottimale, ovvero il punto di massima potenza, *MPP*, in un tempo relativamente breve, ovvero 5 s, con stato di attesa di 25 s in cui il dispositivo permane nel punto di lavoro ottimale ottenuto in precedenza. Terminato il tempo di attesa, si operava la misura della curva caratteristica I-V in 5 s, operando una spazzata di 100 punti in direzione *Reverse voltage*, ovvero dal punto a corrente nulla, cioè la tensione di circuito aperto, V_{oc} , fino al punto a tensione nulla, vale a dire la corrente di corto circuito, I_{sc} . Successivamente all'ottenimento della curva, il software tornava in uno stato di attesa, questa volta senza il mantenimento delle condizioni ideali di lavoro.



Figura 4-3: Schema di lavoro della campagna sperimentale primaverile



Figura 4-4: VI dello stato di accensione dei carichi

Di seguito, si riportano i risultati ottenuti dalla campagna sperimentale primaverile, effettuata tra il 29 aprile 2022 e il 21 giugno 2022. In particolare, come mostrato in Figura 4-5, si è visto come il valore di efficienza dei dispositivi, all'inizio stimato intorno al 16 % sia diminuito del 20% nell'arco di due giorni. In seguito, si è stabilizzato dopo circa due settimane ad un valore poco superiore al 2%, quindi molto inferiore al valore inizialmente stimato. Si è, pertanto, pensato di cambiare il procedimento di misura, in modo da verificare quanto la scelta del protocollo di test potesse influenzare il degrado dei dispositivi in perovskite. In particolare, si è esteso il tempo di permanenza dei dispositivi nella condizione di lavoro ottimale (nell'intorno del punto di massima potenza), in quanto, nella campagna primaverile, i dispositivi hanno lavorato per poco tempo (circa 40% del tempo totale) in condizione di massima potenza.



Figura 4-5: Profilo di efficienza durante la campagna sperimentale primaverile

Oltre a verificare il cambiamento delle condizioni di degrado dei dispositivi, si è operato anche alla ricerca dell'ottenimento di curve caratteristiche più qualitative. Infatti, inizialmente, come mostrato in Figura 4-6 (a), vi era un raggruppamento di una decina di punti intorno al punto a circuito aperto, rendendo difficile l'ottenimento di un punto univoco di coordinate (V_{oc} , 0). Questo annuvolamento di punti inoltre rendeva il punto di massima potenza meno denso di coordinate. Oltre a ciò, non era presente un modo efficace di ottenere una curva caratteristica in direzione *Forward*, ovvero dal punto a corto circuito (I_{sc}) al punto a circuito aperto (V_{oc}), come si evince in Figura 4-6 (b). L'ottenimento di una curva di questo tipo è importante perché permette di verificare eventuali comportamenti di isteresi dei dispositivi.



Figura 4-6: Curva I-V con nuvola di punti su V_{oc} (a) e curva in Forward (b)

4.2. Campagna sperimentale autunnale

Come detto in precedenza, si è operato in modo da mantenere per più tempo possibile i moduli in condizioni di lavoro ottimali, senza modificare eccessivamente la logica di base del software precedente, che, di fatto, è rimasta la stessa mostrata in Figura 4-1. Ciò che è cambiato nella campagna sperimentale autunnale, iniziata in data 11 di ottobre 2022 e terminata il 21 dicembre 2022, è il processo di ottenimento delle curve caratteristiche e lo stato di attesa dei dispositivi. Come si vede in Figura 4-7, il programma attualmente in uso prevede l'ottenimento di quattro punti di massima potenza consecutivi, uno ogni tre min, con 5 s di ricerca e 175 s di tracciamento continuo in stato ottimale di lavoro. Dopodiché, viene eseguito l'ottenimento della curva caratteristica, per le quali non è presente la fase di permanenza in MPP in quanto si sfrutta tutto il tempo necessario all'ottenimento della curva. In questo modo, i dispositivi permangono per un totale di circa 84 % del tempo in uno stato ottimale di lavoro.



Figura 4-7: Nuovo schema operativo del programma in uso

Un altro aspetto fondamentale del nuovo software di acquisizione dati è il parallelismo dei processi. Si è lavorato affinché ogni modulo lavorasse in modo autonomo, sia per una questione di maggior controllo tra carico e dispositivo, sia perché, con tempi così allungati rispetto alla campagna sperimentale primaverile, sarebbe durato troppo tempo l'acquisizione di una singola curva. In questo modo, si è potuto operare in condizioni diverse tra i quattro moduli, aspetto rilevante per cogliere la ripetibilità o meno del lavoro di manifattura dietro questi dispositivi PSC. In Tabella 4-1 sono riassunte le tempistiche adottate per ciascun modulo.

Modulo	Direzione curva I-V	Tempo spazzata curva I-V	Direzione MPPT	Tempo spazzata MPP	Tempo durata MPPT
PSC 1	Reverse voltage	120 s	Reverse voltage	5 s	175 s
PSC 2	Reverse voltage	120 s	Reverse voltage	5 s	175 s
PSC 3	Reverse voltage	30 s	Reverse voltage	5 s	175 s
PSC 4	Reverse voltage + Forward voltage	60 s+60 s	Reverse voltage	5 s	175 s

Tabella 4-1: Schema operativo della campagna sperimentale autunnale

Come si evince dalla tabella, per far sì che i tempi totali dell'intera acquisizione fossero identici, si è dovuto operare sul PSC 3 in modo da ottenere un tempo totale di acquisizione uguale a quello degli altri tre dispositivi. Pertanto, sul PSC 3 si è deciso di operare un mantenimento in MPP per il resto del tempo, ovvero per i mancanti 90 s, aumentando la permanenza in condizioni ideali a 94 % del tempo. In questo modo, considerando anche il tempo necessario per il salvataggio dei dati, ogni acquisizione dura all'incirca 14 min.

Purtroppo, le funzioni fornite dai produttori dei carichi elettronici non permettono di applicare delle tempistiche più lunghe di 5 s per l'ottenimento della spazzata per la curva I-V, pertanto si è dovuto creare un VI *ad hoc* per tale funzionalità. Inoltre, data la maggior libertà di programmazione riscontrata con l'uso di VI più flessibili, si è anche lavorato sull'ottenimento di una curva che unisse la direzione *Forward voltage* con la direzione *Reverse voltage*, in modo da ottenere una curva di isteresi.

A livello pratico, i VI visti in Figura 4-2 e in Figura 4-4 sono rimaste esattamente le stesse. Ciò che è cambiato sono la prima pagina di imposizione dei valori, la struttura legata all'ottenimento del valore di potenza massima e la struttura funzionale all'ottenimento della curva caratteristica.



4.2.1. Selezione durata ricerca MPP e tracciamento delle curve I-V

Figura 4-8: VI relativo all'imposizione dei tempi di acquisizione

In Figura 4-8 si può vedere la schermata di LabVIEW legata alla prima struttura, ovvero all'imposizione dei tempi di acquisizione. Ciò che è cambiato rispetto alla precedente campagna sperimentale è la flessibilità: nel software legato alla campagna sperimentale primaverile, infatti, si poteva imporre solamente un tempo di spazzata e un tempo di periodo di mantenimento in MPP, i quali venivano immessi come dati di input nella struttura successiva, ovvero quella di inizializzazione dei carichi. Ora, invece, oltre ai due parametri precedentemente descritti, si sono aggiunti alcuni parametri. Osservando lo schema in Figura 4-8, si possono notare diversi parametri: *Number of MPP cycles, I-V Sweep Time Long* e *I-V Sweep Time Short e Number of points I-V. Number of MPP* permette di definire

quante volte il ciclo di spazzata e tracciamento del punto di massima potenza va ripetuto. Nella seconda campagna, il ciclo viene eseguito quattro volte. Dopodiché, vi sono i parametri con la distinzione tra la spazzata in tempi lunghi dei PSC 1,2 e 4 e la spazzata in tempi brevi, ovvero relativa al PSC 3, *I-V Sweep Time Long* e *I-V Sweep Time Short*. Infine, visto che si è potuto operare in maniera più flessibile sui tempi di ottenimento della curva caratteristica, si è anche aggiunto un parametro sull'imposizione del numero di punti della curva, ovvero *Number of points I-V*. In particolare, si è optato per l'ottenimento di 200 punti, in modo da massimizzare l'acquisizione dei dati intorno al punto MPP. Per quanto riguarda gli altri blocchi funzionali, nulla è cambiato rispetto alla precedente campagna. La spiegazione del perché i tempi relativi alle spezzate delle curve caratteristiche vadano maggiorati di dieci secondi verrà fornita nel capitolo 4.2.1.

4.2.1. Ricerca e acquisizione del punto MPP

In Figura 4-9 si può osservare la struttura relativa all'acquisizione del punto di lavoro ottimale. Innanzitutto, per questa struttura vengono presi in considerazione i parametri *MPP Period* e *Number of MPP cycles*, descritti in precedenza. Questi parametri influenzano direttamente le VI *Read MPP 1, 2, 3* e 4, il cui dettaglio è mostrato in Figura 4-10. Il nome dei quattro VI è diverso per permettere di ottenere effettivamente una situazione di lavoro in parallelo. Nonostante ciò, le funzioni sono esattamente le stesse. L'altro VI fondamentale è *DAQ Assistant1*, ovvero il blocchetto che comunica con la stazione meteo, il piranometro e le PT100 dei moduli e fornisce i dati numerici relativi ai parametri ambientali.

In Figura 4-10 si può osservare come si è operato per il miglioramento e l'ottenimento dei quattro punti MPP consecutivi. La struttura di base è un ciclo *for*, che si ripete per un numero di volte *#MPP*, ovvero il numero *Number of MPP cycles* imposto nella schermata di inizializzazione. Per ottenere il punto di lavoro ottimale si sono sfruttate le funzioni di base fornite dai produttori dei carichi elettronici. In particolare, si è imposto una prima spazzata, tramite la funzione *FUNC:MPPT:SWE:IMM*, della durata di 5 s, imposta nella schermata di inizializzazione dei parametri, susseguita dal tracciamento del punto di lavoro. In ogni punto misurato, viene calcolato il prodotto *V*·*I* in modo da ottenere il valore di potenza secondo il metodo *Perturb and Observe* descritto in precedenza. Questo metodo persiste per la durata *Delay Time*, collegata al valore impostato in precedenza, *MPP Period*. Alla fine del periodo, riparte il ciclo *for*.


Figura 4-9: VI relativo all'ottenimento del punto di massima potenza



Figura 4-10: Dettaglio VI Read MPP

	A	В	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Press	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
2	11/10/202	22 13:23:59									
3	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Press	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
4	11/10/202	22 13:27:30									
5	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Te n	perature /	Air Temper	ature Pres	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
6	11/10/202	22 13:35:37									
7	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Te n	perature /	Air Temper	ature Pres	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
8	11/10/202	22 13:37:33									
9	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Te n	perature /	Air Temper	ature Pres	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
10	11/10/202	22 13:39:28									
11	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Pres	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
12	11/10/202	22 13:41:22									
13	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Press	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
14	11/10/202	22 13:43:16									
15	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Press	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
16	11/10/202	22 13:45:12									
17	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Press	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
18	11/10/202	22 13:47:06									
19	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Press	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
20	11/10/202	22 13:49:02									
21	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Press	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
22	11/10/202	22 13:50:56									
23	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Press	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
24	11/10/202	22 13:52:50									
25	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Press	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
26	11/10/202	22 13:54:44									
27	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Press	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
28	11/10/202	22 13:56:38									
29	Power Vol	tage Currei	nt Irradian	ce Cell Ten	perature /	Air Temper	ature Press	sure Relativ	e Humidit	/ Irradiance	e deviation
30	11/10/202	22 13:58:32									
24	ь <u>и</u>	· · ·	1.1.1.1.1.1.1.1	C !! T	•	·· -	· •	B 1 1	10.000	1.11	1.1.1.1.1.1

Figura 4-11: Dettaglio file di salvataggio dati

I dati in uscita dai VI *Read MPP* sono dati puntuali, ovvero viene fornito l'ultimo valore misurato di P_{max} (W), V_{mpp} (V) e I_{mpp} (A). In uscita dal DAQ, invece, viene rilasciato un vettore riga contenente, nell'ordine, i valori di irradianza (W/m²), temperatura di modulo (°C), temperatura dell'aria (°C), pressione ambientale (hPa), umidità relativa (%) e deviazione standard dell'irradianza. In totale, viene salvato tutto il vettore contenente i primi tre valori elettrici uniti al vettore riga appena descritto. In particolare, viene sovrascritto in un file di tipo .*csv*, uno per ogni giorno della campagna, contenente anche i dati orari, come mostrato in Figura 4-11. Terminati i quattro cicli di spazzata e tracciamento, si passa alla struttura successiva, ovvero quella relativa all'ottenimento della curva caratteristica.

4.2.1. Tracciamento e acquisizione delle curve I-V

In Figura 4-12 si può notare come la logica dietro alla struttura di base dello stato di acquisizione della curva caratteristica I-V non differisca rispetto a quanto

visto nello stato di acquisizione MPP. Ciò che cambia è la tipologia dei dati considerati per l'operatività della struttura, ovvero *I-V Sweep Time Long*, *I-V Sweep Time Short* e *Number of points I-V*, anch'essi definiti nello stato di inizializzazione. Anche in questo caso, i quattro blocchetti che operano l'acquisizione dei 200 punti della curva I-V hanno nomi differenti, nonostante il primo e il secondo operino alle stesse condizioni. Anche la struttura dietro al DAQ Assistant è leggermente diversa, in quanto i dati ambientali acquisiti ora hanno un peso più rilevante. Infatti, al variare nei due min delle condizioni la curva ottenuta non sarà ottimale. Pertanto, per operare un controllo più diretto sui dati ambientali quali irradianza e temperatura di modulo, si è deciso di acquisire i dati nell'arco dei due min piuttosto che semplici dati puntuali come in precedenza. I dati ottenuti vengono salvati sotto forma di matrice ed elaborati nel blocchetto *Data Curve*.

In Figura 4-13 si può apprezzare il dettaglio di VI relativo all'ottenimento dei punti della curva caratteristica. Il primo passaggio risiede nello spegnimento della funzione automatica di spazzata del carico. In questo modo, possiamo operare con estrema flessibilità sul resto. Essendo che la modalità di ottenimento della curva è in Reverse, il primo punto di lavoro che dobbiamo calcolare è quello a circuito aperto. Per far ciò, si è imposta una corrente prossima allo 0 A, ovvero 1 mA, in quanto è il minimo valore imponibile al carico. Dopodiché si è impostato un Time Delay, ovvero un blocchetto che impone al processo di fermarsi per il numero di s desiderato. In particolare, si è optato per 10 s, in quanto si volesse essere sicuri che il carico effettivamente raggiungesse il punto di lavoro imposto. Infine, si sono misurati corrente e tensione. In particolare, questi formeranno le coordinate del primo punto di lavoro, (0, Voc). Ottenuto quindi il valore di tensione a circuito aperto, lo si divide per i restanti punti da ottenere, ovvero # points-1, dove # points è il parametro Number of points I-V visto in precedenza. Con il rapporto appena descritto si ottiene la differenza di tensione che bisogna imporre ad ogni ciclo, anche in questo caso di tipo for. Partendo quindi da Voc, gli si sottrae la differenza e la si impone al carico, per poi andare a misurare corrente e tensione del nuovo punto di lavoro. Il ciclo si ripete per # points-1, in quanto il primo punto è già stato calcolato, finché quindi la tensione non si annulla e si ottiene il punto di coordinate (I_{sc} , 0).All'interno del ciclo for le coppie corrente-tensione vengono salvate in un vettore colonna ciascuno, con la posizione che varia al variare del numero del ciclo in corso. La durata di ciascun ciclo è ottenuta sottraendo da I-V Sweep Time, ovvero il tempo, lungo o breve, della spazzata, i 10 s imposti all'inizio e dividendo il risultato per il numero di punti rimasti. In questo modo, si ottiene un ciclo che nel totale dura quanto si è imposto all'inizio. Terminato il ciclo di acquisizione, si attiva nuovamente la funzione MPPT del carico. Questa struttura di VI è stata usata per i

PSC 1, 2 e 3. In particolare, per il terzo modulo, la cui durata complessiva del processo è 40 s, l'accensione del MPPT permette di lasciar aspettare il modulo in una situazione ideale di lavoro.

La struttura si complica per il PSC 4, come mostrato in Figura 4-14. Si è pensato di ottenere le due curve in maniera una consecutiva all'altra, partendo da $(0, V_{oc})$, ottenendo prima i punti i *Reverse voltage* e successivamente in *Forward* voltage. Per fare quindi due curve consecutivamente, si sono dimezzati i 200 punti totali, dedicandone 100 al Reverse voltage e 100 al Forward voltage. Per quanto concerne i primi 100 punti, pertanto, la struttura è rimasta invariata ai casi precedenti. Ciò che è cambiato è la tempistica di attesa. Se prima infatti si sono tenuti 10 s per arrivare ad un totale di 130 s per 200 punti di curva, ora si devono ottenere 100 punti in un tempo che è dimezzato, ovvero 65 s. Per far sì che il processo di ottenimento dei punti in Reverse durasse 60 s, si è optato per un dimezzamento del tempo di attesa tra imposizione del punto a circuito aperto e la misurazione del primo punto di lavoro, impostato quindi ora uguale a 5 s. Ottenuto quindi un primo vettore di 100 valori in colonna di tensione e di corrente, si è imposto l'ultimo valore di corrente misurato, ovvero il valore di Isc, e, dopo un'attesa di 5 s di assestamento, come in precedenza, si sono misurate le coordinate del punto $(I_{sc}, 0)$. Seguendo il ragionamento visto in precedenza, al valore nullo di tensione si è, ciclo dopo ciclo, sommata la differenza di tensione precedentemente calcolata e sono state misurate le coppie di punti, questa volta quindi in direzione Forward voltage, ritornando perciò alla situazione iniziale. Il vettore finale ottenuto è quindi sempre un vettore di 200 punti, e le tempistiche sono uguali a quelle del PSC1 e 2.



Figura 4-12: VI relativo all'acquisizione della curva I-V



Figura 4-13: Dettaglio VI per la curva I-V in Reverse voltage



Figura 4-14: Dettaglio VI curva in Reverse voltage e Forward voltage



Figura 4-15: Dettaglio VI Data Curve

Viste le tempistiche più allungate per quanto concerne l'ottenimento delle curve caratteristiche, si è operato anche su un più corretto trattamento e salvataggio dei dati ambientali. In particolare, come si è descritto nel capitolo 1.2.2, i fattori maggiormente impattanti sulle prestazioni di un dispositivo fotovoltaico sono soprattutto irradianza e temperatura di modulo. Pertanto, vista la possibilità di variazioni delle condizioni climatiche nell'arco dei due min di misura della curva caratteristica, si operato come in Figura 4-15. In particolare, per far sì che si salvassero i dati ambientali ogni \approx 15 s, si è suddivisa la frequenza di campionamento del DAQ, 5 kSps, per nove, ottenendo quindi una misurazione ogni 650 Sps. In questo modo, si sono ottenuti nove valori di irradianza e temperatura di modulo e si sono disposti in colonna. Successivamente a questi nove valori, si è aggiunto un decimo, ovvero il valor medio tra i precedenti salvati. Per quanto riguarda i restanti parametri ambientali, si è optato solamente per il salvataggio dell'ultimo valore, essendo essi poco impattanti sulla misura delle prestazioni di un modulo fotovoltaico.

A1	Ŧ	:	\times	~	fx –	1,000	11,927	0,001	717,28	8210,826	20,181	988,796	56,290 1,3	335	0,557
	А		I	В		С		D		Е		F	G		н
1	1,00011	L ,9 2	70,0	0171	7,28	3210,8	32620,	1819	88,79	656,29	01,33	350,55	57		
2	2,00011	L , 96	00,0	0071	7,04	1312,4	430,0	000,0	0000,0	0000,0	000,0	00			
3	3,00011	L , 96	60,0	0071	8,07	7613,9	430,0	000,0	0000,0	0000,0	000,0	00			
4	4,00011	L , 96	2-0,0	0007	18,5	6715,	3580,0	0000,	0000,	0000,0	0000,0	000			
5	5,00011	L , 96	1-0,0	0007	19,5	8816,	5760,0	0000,	0000,	0000,0	0000,0	000			
6	6,00011	L <mark>,8</mark> 2	20,0	0472	0,15	5117,7	030,0	000,0	0000,0	0000,0	000,0	00			
7	7,00011	L , 59	20,0	1272	0,41	1818,8	580,0	000,0	0000,0	0000,0	000,0	00			
8	8,00011	L , 50	50,0	1572	0,40)319,9	240,0	000,0	0000,0	0000,0	000,0	00			
9	9,00011	L , 44	20,0	1672	1,27	7620,9	530,0	000,0	0000,0	0000,0	000,0	00			
10	10,0001	1,3	730,	0187	19,2	20816,	,3430,	0000	,0000	,0000,	0000,	000			
11	11,0001	1,3	260,	0200	,000	00,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
12	12,0001	1,2	640,	0220	,000	00,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
13	13,0001	1,1	990,	0230	,000	00,000	0,000	0,000	0,000	00,000	0,000				
14	14,0001	1,1	360,	0250	,000	00,000	0,000	0,000	0,000	00,000	0,000				
15	15,0001	1,0	930,	0260	,000	00,000	0,000	0,000	0,000	00,000	0,000				
16	16,0001	1,0	260,	0280	,000	00,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
17	17,0001	10,9	620,	0290	,000	00,000	0,000	0,000	0,000	00,000	0,000				
18	18,0001	10,9	010,	0310	,000	00,000	0,000	0,000	0,000	00,000	0,000				
19	19,0001	10,8	340,	0320	,000	00,000	0,000	0,000	0,000	00,000	0,000				
20	20,0001	10,7	860,	0330	,000	00,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
21	21.0001 PSC	0.7	250. 022_1	0350 0_11_1	.000 3_26_)0.000 _12	0.000	0.000	0.00	0.000	0.000				

Figura 4-16: Dettaglio file di salvataggio

I dati in uscita dai blocchetti legati all'ottenimento della curva caratteristica sono dati vettoriali a 200 righe, uno per ogni parametro. In particolare, il primo vettore colonna è l'indice numerico della coordinata (V, I), il secondo è la colonna delle tensioni, da V_{oc} a θ e il terzo è la colonna delle correnti, da θ a I_{sc} . In uscita dal VI Data Curve, invece, vi è una matrice di 200 righe e 6 colonne. Le prime due colonne contengono nove righe dei parametri di irradianza e temperatura di modulo variabili, rispettivamente; la decima riga il valor medio dei nove precedenti e il resto sono tutti zeri di riempimento della matrice. Le restanti colonne contengono un unico valore di temperatura ambientale, pressione atmosferica, umidità relativa e velocità del vento (m/s). Nei relativi blocchetti di salvataggio vengono uniti sotto forma di un'unica matrice il tutto. In Figura 4-16 viene mostrato il file di salvataggio csv risultante. Vi è un file per ogni curva caratteristica, il cui nome riprende il dato orario correlato alla misura, PSC X YYYY MM DD HH MM SS, dove X è il numero del modulo, YYYY l'anno, MM il mese, DD il giorno, HH, l'ora, MM i min, SS i s in cui è avvenuta l'acquisizione della curva caratteristica. Terminato lo stato di acquisizione della curva, il ciclo riparte dallo stato di ottenimento di MPP.

4.2.1. Visualizzazione dei risultati nel software

La schermata risultante del software, come si evince dalla Figura 4-18, è suddivisibile in quattro parti fondamentali. La prima, in alto a sinistra, raffigura i parametri ambientali (*Environmental Parameters*), su due scale differenti a sfondo nero. Sull'ordinata sinistra è presente la scala dell'irradianza, in W/m², mentre sull'ordinata di destra vi è la scala delle temperature di modulo, come si evince dalla Figura 4-17, in bianco è mostrata l'irradianza nell'arco di tempo di lavoro del DAQ, mentre in rosso, verde, blu e giallo le temperature dei quattro moduli. Nella scala delle ascisse vi è il tempo in s.



Figura 4-17: Dettaglio parametri ambientali



Figura 4-18: Schermata LabVIEW in funzione

La seconda porzione di schermo rilevante è quella relativa alla massima potenza prodotta dai moduli, in alto a destra, mostrata in Figura 4-19. Il valore mostrato è l'ultimo valore misurato nell'arco dei quattro cicli consecutivi di spezzata e tracciamento del punto di massima potenza, e viene aggiornato ad ogni ciclo.

Power PSC module #1	Power PSC module #2	Power PSC module #3	Power PSC module #4
0,147358 W	0,149569 W	0,149209 W	0,135925 W

Figura 4-19: Dettaglio massima potenza

La terza sezione, che occupa la maggior parte della schermata, raffigura due grafici per modulo. Il primo, a sinistra in Figura 4-20, raffigura l'andamento di potenza nel corso delle iterazioni, ovvero un punto per ogni ciclo operativo. Il secondo, a destra in figura, è invece la vera e propria curva caratteristica corrente-tensione. Da una prima analisi qualitativa e visiva si possono notare tre cose. La prima è che le curve attuali presentano una miglior qualità nell'intorno del punto a circuito aperto, permettendo quindi di ottenere un punto più univoco di *V*_{oc}. La seconda è una maggior densità di punti nell'intorno del punto di massima potenza, situato all'incirca sul gomito della curva. Infine, si può notare la presenza di un gradino, chiamato *hump*, situato poco dopo il punto di massima potenza. Questo più nel dettaglio nei capitoli seguenti.



Figura 4-20: Dettaglio curva I-V e potenza vs iterazioni

Infine, di particolare rilevanza è la curva ottenuta per il modulo PSC 4. Come si può osservare in Figura 4-21 a destra, l'ottenimento di questa curva è riuscita pienamente; in particolare, si può notare la curva in *Reverse*, ovvero quella più in alto, con l'hump caratteristico, e la curva in *Forward*, in basso. Si possono quindi evincere due fenomeni. Il primo è che il gradino caratteristico si presenta unicamente in condizioni di misura *Reverse*, il secondo è che la misura del punto di massima potenza tra *Forward* e *Reverse* è diversa. In particolare, il valore di MPP in *Reverse* è maggiore del valore in *Forward*, pertanto misurare in *Reverse* vuol dire sovrastimare il valore di potenza prodotta che, al contrario, si sottostima in *Forward*. Pertanto, il punto di lavoro reale si troverà nel mezzo di questi due.



Figura 4-21: Dettaglio curva di isteresi del PSC 4

5. Elaborazione dei dati

In questo capitolo verrà introdotto il codice in ambiente Matlab utilizzato per l'analisi dei dati raccolti durante la campagna sperimentale autunnale, iniziata l'11 ottobre e terminata il 21 dicembre. In particolare, per ottimizzare il processo, sono stati utilizzati tre programmi: uno per trasformare i dati, salvati in file di tipologia .csv, in un formato utilizzabile da Matlab, ovvero in formato .mat; il secondo seleziona i dati adatti alle analisi successive attraverso appositi filtri di controllo e permette di ottenere la prima parte di risultati sperimentali; il terzo permette di eseguire l'analisi statistica relativa alla presenza del "gradino", fenomeno presente in alcune curve caratteristiche dei moduli.

Nel corso della campagna sperimentale, circa 3000 curve caratteristiche per ogni modulo PSC sono state salvate in formato *csv*. Pertanto, il primo step consiste nel convertire questi dati in un formato coerente con il linguaggio C++ di Matlab, ovvero *.mat*.

Di seguito, si riporta l'ordine di salvataggio dei dati nei file. In particolare, basandosi sulla Tabella 5-1, si possono definire i seguenti parametri:

Indice	V (V)	I (A)	G (W/m ²)	T _m (°C)	T _a (°C)	pa (hPa)	RH (%)	V _{wind} (m/s)

Tabella 5-1: Etichette dei dati salvati nei file csv

Nel primo programma Matlab, dopo aver inizializzato un contatore, si passa alla importazione dei dati attraverso un ciclo *while*. In primo luogo, si estraggono le posizioni delle diverse variabili all'interno deli file di riferimento, per poi salvarli all'interno di una *Structure*. In questa struttura si salvano tante sottostrutture quanti sono i dati da importare e li si dispongono in un unico vettore colonna. In aggiunta ai dati salvati durante la campagna sperimentale, si aggiungono nelle diverse strutture i parametri P_{max} , V_{mpp} , I_{mpp} , V_{oc} e I_{sc} . La curva I-V è acquisita in condizione di "reverse voltage": ossia, partendo dallo stato di circuito aperto fino a quello di corto circuito. Per la corrente di corto circuito, si è proceduto nell'estrazione dell'ultimo valore della colonna delle correnti; per la tensione di circuito aperto, invece, si è stimato un valore medio tra i primi nove punti della colonna delle tensioni. Questa assunzione è giustificata dal funzionamento del programma in ambiente LabVIEW per l'acquisizione delle curve I-V in quanto i primi 10 valori della curva sono ottenuti nei pressi della condizione di circuito aperto. Per ciò che concerne i valori legati al punto di lavoro ottimale, si è eseguito il prodotto *V*·*I* punto a punto e si è selezionato il valore massimo ottenuto di potenza ed i corrispondenti valori di corrente e tensione.

Si salvano i risultati ottenuti in un file *.mat*, leggero e comodo da utilizzare in ogni programma Matlab. Tali file sono rinominati come *PSC_X_data*, dove la *X* viene sostituita con il numero del modulo le cui misure sono state importate.

Il secondo programma è relativo all'analisi dei dati ottenuti in precedenza. In particolare, lo schema a blocchi del programma è quello mostrato in Figura 5-1.



Figura 5-1: Diagramma a blocchi del programma di analisi dati

In prima battuta, si caricano i dati salvati in precedenza in apposite variabili che saranno utilizzate all'interno del programma.

5.1. Elaborazione delle misure attraverso filtri

Per evitare di elaborare curve, si è reso necessario applicare un filtro che rimuovesse tutte quelle curve ottenute in condizioni ambientali troppo variabili, come la curva mostrata in Figura 5-2. Per il filtraggio dei dati, si è pensato di operare quattro diversi controlli e, in particolare, si sono calcolate le seguenti grandezze:

• Variazione percentuale di irradianza tra la fine e l'inizio della misura, escludendo le misure con variazione superiore al 2%

- Variazione percentuale della temperatura di modulo tra la fine e l'inizio della misura, escludendo le misure con variazione superiore al 3%
- Velocità del vento, escludendo le misure con valore medio superiore a 5 m/s
- Irradianza, escludendo le misure con valore medio inferiore a 550 W/m^2



Figura 5-2: Curva I-V misurata in condizioni ambientali variabili

Per quanto concerne le prime due tipologie di filtri, si è calcolato l'errore quadratico medio dei valori di temperatura di modulo e irradianza. Essendo il numero di dati salvati inferiore a 20, si è utilizzata la formula seguente [25]:

$$\frac{\delta x}{x} = 100 \cdot \frac{1}{x_m} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_m - x_i)^2}{N - 1}}$$
(5-1)

dove x_m è la grandezza media di riferimento, x_i è la grandezza variabile e N è il numero di grandezze misurate.

5.2. Ottenimento dei parametri STC

Per moduli di questa tecnologia innovativa, non esistono datasheet in cui vengono presentati i dati di massima potenza, tensione di circuito aperto e corrente di corto circuito in condizione standard di test. Pertanto, si è adoperato un metodo empirico per misurare i dati elettrici in condizioni il più vicine possibili a quelle

STC. In particolare, l'obiettivo principale è stato quello di portare la temperatura dei moduli il più vicino possibile a 25°C, in modo da eliminarne la dipendenza di potenza, tensione e corrente. Per fare ciò, in giornate soleggiate, nelle ore di maggior irradianza, ovvero intorno a mezzogiorno, si sono coperti i moduli con del ghiaccio, come mostrato in Figura 5-3, in modo da raffreddarli fino ad una temperatura di 5 ÷ 10 °C. Successivamente, si è proceduto a scoprire i moduli e, di conseguenza, acquisire le loro curve I-V a irradianza costante G per diverse temperature, tra cui la temperatura in condizioni STC di 25 °C. Una volta ottenuta questa misurazione, si sono corretti i dati elettrici misurati a 25 °C (P_{max} , I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp}), utilizzando un modello proporzionale con l'irradianza, come riportato di seguito, ottenendo i dati in condizioni STC ($P_{max,STC}$, $I_{sc,STC}$, $V_{oc,STC}$, $I_{mpp,STC}$, $V_{mpp,STC}$).

$$P_{max,STC} = P_{max} \cdot \frac{G_{STC}}{G}$$
(5-2)

$$I_{sc,STC} = I_{sc} \cdot \frac{G_{STC}}{G}$$
(5-3)

$$V_{oc,STC} = V_{oc} \tag{5-4}$$

$$I_{mpp,STC} = I_{mpp} \cdot \frac{G_{STC}}{G}$$
(5-5)

$$V_{mpp,STC} = V_{mpp} \tag{5-6}$$

Inoltre, nota la superficie dei moduli A, è stato possibile ottenere anche i dati relativi all'efficienza e al fattore di forma, definiti come segue.

$$\eta_{STC} = \frac{P_{max,STC}}{G_{STC} \cdot A} \tag{5-7}$$

$$FF_{STC} = \frac{P_{max,STC}}{V_{oc,STC} \cdot I_{sc,STC}}$$
(5-8)



Figura 5-3: Dettaglio dei moduli PSC senza (sinistra) e con (destra) ghiaccio

5.3. Stima del degrado

La stima del degrado dei moduli è stata effettuata considerando le misure effettuate a 25°C e, successivamente, riportate in condizioni STC. Infatti, si è misurata la variazione percentuale della generica quantità elettrica x tra la prima misurazione (x_I) e l'ultima effettuata (x_{end}) nel modo seguente:

$$\Delta x = -100 \cdot \frac{x_1 - x_{end}}{x_1} \tag{5-9}$$

In questo modo è possibile ottenere un primo riscontro del tasso di degrado e quale parametro sia maggiormente coinvolto da tale fenomeno.

5.4. Stima dei coefficienti di temperatura

Come descritto in precedenza, i moduli fotovoltaici con tecnologia perovskitica sono maggiormente soggetti a degrado dei dispositivi in silicio utilizzati attualmente. Pertanto, ai fini della stima dei coefficienti α , $\beta \in \gamma$, si è ipotizzato di calcolarli solo per la prima giornata in cui si sono effettuate le misure STC descritte in precedenza. Tale operazione assume i coefficienti costanti nell'arco della campagna sperimentale ma si rende necessaria per una loro prima stima in condizioni di ragionevole assenza di degrado. In questo contesto, si è fatto impiego di una funzione di regressione non lineare, ovvero basata sull'ottenimento di una retta interpolante, la cui funzione è legata al coefficiente termico ottenuto [26]. In particolare, secondo questa metodologia, si ricerca una retta interpolante che ottimizzi i dati raccolti in nuvole di punti, misurati a condizioni ambientali variabili, come mostrato in Figura 5-4. Sono state considerate le seguenti equazioni per identificare i coefficienti termici:

$$I_{sc}(G, T_m) = I_{sc,STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_m - T_{STC})]$$
(5-10)

$$V_{oc}(T_m) = V_{oc,STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_m - T_{STC})]$$
(5-11)

$$P_{max}(G, T_m) = P_{STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_m - T_{STC})]$$
(5-12)



Figura 5-4: Regressione non lineare per l'ottenimento dei coefficienti termici [27]

In aggiunta, si è verificata la validità dell'assunzione fatta in questa parte dell'analisi, ossia che i coefficienti termici dei moduli si siano mantenuti costanti nel corso della campagna sperimentale autunnale. Pertanto, si è proceduto al riporto alle condizioni STC di tutti i dati filtrati misurati durante l'intera campagna sperimentale utilizzando i coefficienti termici ottenuti. In particolare, si sono applicate le seguenti formule inverse:

$$I_{sc,STC} = I_{sc} \cdot \frac{G_{STC}}{G} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_m - T_{STC})]^{-1}$$
(5-13)

$$I_{mpp,STC} = I_{mpp} \cdot \frac{G_{STC}}{G} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_m - T_{STC})]^{-1}$$
(5-14)

$$V_{oc,STC} = V_{oc} \cdot [1 + \beta \cdot (T_m - T_{STC})]^{-1}$$
(5-15)

$$V_{mpp,STC} = V_{mpp} \cdot [1 + \beta \cdot (T_m - T_{STC})]^{-1}$$
(5-16)

$$P_{max,STC} = P_{max} \cdot \frac{G_{STC}}{G} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_m - T_{STC})]^{-1}$$
(5-17)

In questo modo, si sono confrontati i dati in condizioni STC appena ottenuti con i dati corretti nel capitolo precedente. Tali dati, infatti, sono stati corretti con un modello proporzionale all'irradianza in quanto ottenuti dalla correzione di misure effettuate a 25 °C. Infatti, una correzione che consideri la temperatura non è stata necessaria in quanto i moduli si trovavano già in condizioni STC per quanto riguarda questa variabile. Di conseguenze, il confronto tra questi due tipi di dati dà un'indicazione su un'eventuale variazione dei coefficienti termici nel corso della campagna in analisi.

5.5. Analisi statistica del "gradino"

Come detto nei capitoli precedenti, si è notato dall'analisi dei primi risultati la presenza di un fenomeno caratterizzante la zona prossima al corto circuito di alcune curve I-V, ossia un gradino (*hump*), mostrato in Figura 5-5. Questo fenomeno si può ricondurre ad un comportamento capacitivo di questa tipologia di moduli [28], fenomeno che genera inoltre le curve di isteresi così marcate. Come indicato in Figura 5-5, tale fenomeno abbassa la curva I-V del modulo FV nella regione prossima al corto circuito: di conseguenza, la massima corrente producibile dal modulo I_{max} non coincide con la corrente di corto circuito I_{sc} . Un'altra conseguenza di tale fenomeno è la diversa monotonicità della curva I-V. Infatti, in condizioni di assenza del fenomeno, la curva risulta strettamente monotona decrescente per quanto riguarda la corrente e la sua derivata rispetto alla tensione dI/dV risulta negativa. Al contrario, la presenza del fenomeno determina, nella regione prossima al corto circuito, una derivata della corrente rispetto alla tensione dI/dV positiva.

Nel corso dell'analisi dati, si sono indagate le condizioni climatiche caratterizzate da una frequenza maggiore di questo fenomeno, isolando le curve con derivata della corrente rispetto alla tensione dI/dV positiva nei pressi del corto circuito. Inoltre, per evitare una possibile dipendenza dalle condizioni climatiche del periodo in cui si è effettuata la campagna sperimentale, si è espresso il numero di curve affette dal fenomeno in percentuale rispetto al numero totale di curve, entrambi nello stesso intervallo di temperatura ed irradianza:



Figura 5-5: Curva caratteristica con gradino

5.6. Analisi curva di isteresi

Come indicato in Tabella 4-1, le curve I-V del modulo PSC 4 sono state misurate sia in *Reverse voltage* sia in *Forward voltage* in maniera sequenziale. Le curve ottenute sono come quella in Figura 5-6, dove la curva in blu è quella ottenuta in *Reverse voltage* e quella rossa è ottenuta in *Forward voltage*. Per l'ottenimento del punto di massima potenza, si è deciso di prendere il punto nel quale il prodotto *V·I* fosse massimo. Questo punto di lavoro, pertanto, appartiene alla curva misurata in *Reverse voltage*. In realtà, in una configurazione come quella appena descritta, il punto di lavoro ideale sarà compreso tra quello ottimale della curva misurata in *Reverse voltage*, e quello ottimale della curva misurata in *Forward voltage*. Tale semplificazione è stata scelta in modo da rendere comparabili le prestazioni di tutti i moduli analizzati. Inoltre, per quanto riguarda questo modulo, si segnala la presenza del gradino soltanto nelle misure in *Reverse voltage*.



Figura 5-6: Curve I-V misurate in Reverse voltage (blu) e Forward voltage (rosso)

6. Risultati

In questo capitolo verranno mostrati i principali risultati ottenuti dalla campagna sperimentale autunnale. In primo luogo, si mostrerà il degrado dei parametri elettrici dei moduli riportati in condizioni STC. In secondo luogo, si mostreranno i risultati della stima dei coefficienti di temperatura per la corrente di corto-circuito α , per la tensione a circuito aperto β e per la massima potenza γ . Infine, si mostreranno i risultati dell'analisi statistica di un fenomeno rilevato durante la campagna sperimentale.

6.1. Valutazione dei parametri elettrici in condizioni STC

In questa sezione, si presentano i risultati ottenuti correggendo le misure con un modello proporzionale all'irradianza. Poiché tali misure sono state acquisite in condizioni di temperatura di modulo (25 °C) pari a quelle STC, è stato sufficiente correggere le misure riportandole in una condizione di irradianza pari a quella STC (1000 W/m²). Di seguito si riportano i risultati per i principali parametri elettrici dei moduli in test.

6.1.1. Massima potenza

In Figura 6-1 viene mostrato l'andamento della massima potenza riportata in condizioni STC dei quattro moduli in analisi. In generale, si può osservare come si verifichi un degrado iniziale piuttosto evidente nei primi dieci giorni di test. Tuttavia, superato questo periodo, la massima potenza dei quattro moduli FV continua a degradare ma la riduzione è molto meno significativa rispetto al periodo precedente. Si nota, inoltre, che il valore di potenza si stabilizza dopo poche settimane. I primi tre moduli, ovvero quelli misurati in modalità Reverse voltage, sono quelli che hanno sofferto meno del degrado, mentre il quarto modulo, ovvero quello misurato in modalità Reverse+Forward voltage, ha subito il degrado maggiore. È possibile che tale modalità di test, che sottopone il modulo a due misure in rapida successione, abbia un impatto negativo sulla sua prestazione nel tempo. Un altro fattore rilevante è la differenza tra i primi due moduli, in cui la curva è stata ottenuta con misura della curva I-V di durata pari a 120 s, e il terzo, in cui la curva è stata misurata in 30 s, ma con un successivo mantenimento nel punto di massima potenza MPP per i restanti 90 s. Questa seconda condizione sembra essere quella meno impattante sul degrado del materiale, in quanto il modulo lavora per più tempo (\approx 94%) in condizioni ottimali rispetto agli altri due (\approx 84%). Infine, si può notare una leggera differenza fisiologica tra gli output del primo e del secondo modulo, che sono testati nelle stesse condizioni. La Tabella 6-1 riassume nella seconda colonna la percentuale del tempo in cui ogni modulo ha operato nel punto di massima potenza. Al contrario, la terza colonna indica il tasso di degrado per la massima potenza in condizioni STC. Tale parametro, misurato in egual modo per tutte le proprietà elettriche in analisi, è calcolato come segue:

$$Degrado = -100 \cdot \frac{x_{in} - x_{fin}}{x_{in}} \tag{6-1}$$

dove x_{in} è il valore STC iniziale della generica grandezza elettrica x, misurato pertanto a 25 °C il primo giorno della campagna sperimentale e, tramite modello proporzionale con l'irradianza, riportato in STC. Il parametro x_{fin} è invece l'ultimo valore STC ottenuto con questa tipologia di misure.



Figura 6-1: Andamento della massima potenza dei quattro moduli

Modulo	Mantenimento MPP	Tasso di degrado di <i>P</i> _{STC}
PSC 1	83,3 %	-35,7 %
PSC 2	83,3 %	-29,5 %
PSC 3	94,0 %	-17,5 %
PSC 4	83,3 %	-51, 4 %

Tabella 6-1: Tasso di degrado di PSTC nei quattro moduli

Come enunciato dall'Equazione 5-7, l'efficienza di conversione elettrica è direttamente proporzionale al valore di P_{STC} . Pertanto, come si può osservare in Figura 6-2, gli andamenti dei profili di efficienza in condizioni STC dei moduli nel corso della campagna sperimentale sono sovrapponibili con quelli della massima potenza, con identici valori di tasso di degrado.



Figura 6-2: Andamento di efficienza dei quattro moduli

6.1.2. Corrente di corto circuito e nel punto di massima potenza

In Figura 6-3 viene mostrato l'andamento della corrente di corto circuito I_{sc} riportata in condizioni STC dei quattro moduli in analisi. Si può osservare come, questa volta, si verifichi un degrado meno marcato rispetto a quanto visto in precedenza con le potenze. In particolare, si può osservare come sia stabile il valore di corrente già nei primi giorni della campagna, per tutte i quattro moduli FV. Contrariamente a quanto osservato per le tensioni, sembra che il quarto modulo, misurato in modalità Reverse+Forward voltage, sia quello che ha sofferto meno del degrado, mentre il primo modulo, misurato in modalità Reverse voltage, sembra aver subito il degrado maggiore. Si può, inoltre, nuovamente osservare la differenza tra i primi due moduli, in cui la curva è stata ottenuta con misura della curva I-V di durata pari a 120 s, e il terzo, in cui la curva è stata misurata in 30 s, ma con un successivo mantenimento nel punto di massima potenza MPP per i restanti 90 s. Questa seconda condizione sembra essere quella meno impattante sul degrado del materiale, anche per ciò che concerne pertanto le correnti di corto circuito. Infine, si può notare una leggera differenza fisiologica tra gli output del primo e del secondo modulo, che sono testati nelle stesse condizioni. La Tabella 6-2 riassume nella seconda colonna la percentuale del tempo in cui ogni modulo ha operato nel punto di massima potenza. Al contrario, la terza colonna indica il tasso di degrado per la massima potenza in condizioni STC.

Modulo	Mantenimento MPP	Tasso di degrado di Isc
PSC 1	83,3 %	-10,6 %
PSC 2	83,3 %	-9,27 %
PSC 3	94,0 %	-6,82 %
PSC 4	83,3 %	-4,55 %

Tabella 6-2: Tasso di degrado di I_{sc} dei quattro moduli



Figura 6-3: Andamento della corrente Isc dei quattro moduli

In Figura 6-4 viene mostrato l'andamento della corrente di massima potenza riportata in condizioni STC dei quattro moduli in analisi. In generale, si può osservare una situazione a metà tra quanto visto per le potenze e quanto visto per le correnti di circuito aperto. Pertanto, si può notare come si verifichi un degrado iniziale più marcato rispetto a quanto visto per Isc, ma con un raggiungimento del punto di stabilizzazione più rapido rispetto a quanto visto per P_{MPP} . Come visto in precedenza con la potenza, i primi tre moduli, misurati in modalità Reverse voltage, sono quelli che hanno sofferto meno del degrado, mentre il quarto modulo, misurato in modalità Reverse+Forward voltage, ha subito il degrado maggiore. In aggiunta, si osserva nuovamente la differenza tra i primi due moduli, in cui la curva è stata ottenuta con misura della curva I-V di durata pari a 120 s, e il terzo, in cui la curva è stata misurata in 30 s, ma con un successivo mantenimento nel punto di massima potenza MPP per i restanti 90 s. Questa seconda condizione sembra essere quella meno impattante sul degrado del materiale. Infine, si può osservare una leggera differenza fisiologica tra gli output del primo e del secondo modulo, che sono testati nelle stesse condizioni. La Tabella 6-3 riassume quanto appena descritto.

Modulo	Mantenimento MPP	Tasso di degrado di Impp
PSC 1	83,3 %	-19,6 %
PSC 2	83,3 %	-16,4 %
PSC 3	94,0 %	-11,7 %
PSC 4	83,3 %	-22,2 %



Tabella 6-3: Tasso di degrado Impp dei quattro moduli

Figura 6-4: Andamento della corrente I_{mpp} dei quattro moduli

6.1.3. Tensioni di circuito aperto e nel punto di massima potenza

In Figura 6-5 viene mostrato l'andamento della tensione di circuito aperto V_{oc} riportata in condizioni STC dei quattro moduli in analisi. In generale, si può nuovamente osservare quanto visto per le potenze, ovvero un degrado iniziale piuttosto evidente nei primi dieci giorni di test, susseguito da una riduzione meno significativa rispetto al periodo precedente. I primi tre moduli, misurati in modalità *Reverse voltage*, sono quelli che hanno sofferto meno del degrado, mentre il quarto

modulo, misurato in modalità *Reverse+Forward voltage*, ha subito il degrado maggiore. Un altro fattore rilevante è la differenza tra i primi due moduli, in cui la curva è stata ottenuta con misura della curva I-V di durata pari a 120 s, e il terzo, in cui la curva è stata misurata in 30 s, ma con un successivo mantenimento nel punto di massima potenza MPP per i restanti 90 s. Questa seconda condizione sembra essere quella meno impattante sul degrado del materiale, come visto nei casi precedenti. Infine, si può osservare nuovamente una leggera differenza fisiologica tra gli output del primo e del secondo modulo, che sono testati nelle stesse condizioni. La Tabella 6-4 riassume nella seconda colonna la percentuale del tempo in cui ogni modulo ha operato nel punto di massima potenza. Al contrario, la terza colonna indica il tasso di degrado per la massima potenza in condizioni STC.



Figura 6-5: Andamento della tensione V_{oc} dei quattro moduli

Modulo	Mantenimento MPP	Tasso di degrado di V _{oc}
PSC 1	83,3 %	-19,7 %
PSC 2	83,3 %	-16,9 %
PSC 3	94,0 %	-8,46 %
PSC 4	83,3 %	-36,7 %

Tabella 6-4: Tasso di degrado di Voc dei quattro moduli

In Figura 6-6 viene mostrato l'andamento della tensione di massima potenza V_{mpp} riportata in condizioni STC dei quattro moduli in analisi. L'andamento dei rispettivi grafici sembra essere molto simile a quanto appena riscontrato, con dei valori di degrado anche relativamente simili tra le due grandezze in analisi. La Tabella 6-5 riassume quanto appena descritto.



Figura 6-6: Andamento della tensione V_{mpp} dei quattro moduli

Modulo	Mantenimento MPP	Tasso di degrado di V _{mpp}
PSC 1	83,3 %	-20,0 %
PSC 2	83,3 %	-15,7 %
PSC 3	94,0 %	-6,56 %
PSC 4	83,3 %	-37,5 %

Tabella 6-5: Tasso di degrado V_{mpp} dei quattro moduli

6.1.4. Fattore di Forma

Infine, è stata indagata la variazione del fattore di forma delle curve I-V misurate nella campagna sperimentale. Come enunciato in Equazione 5-8, il Fattore di Forma è calcolato tramite il rapporto tra la massima potenza, $P_{max,STC}$, e il prodotto tra corrente di corto circuito, $I_{sc,STC}$, e la tensione di circuito aperto, $V_{oc,STC}$.

Modulo	FF iniziale	FF finale	Riduzione
PSC 1	60,4 %	54,1 %	-10,4 %
PSC 2	62,1 %	58,1 %	-6,51 %
PSC 3	62,0 %	60,0 %	-3,28 %
PSC 4	64,6 %	51,9 %	-19,6 %

Tabella 6-6: Tasso di degrado FF_{STC} dei quattro moduli

In Tabella 6-6 vengono indicati i valori iniziali e finali del fattore di forma, rispettivamente nella seconda e terza colonna, e la riduzione di FF tra inizio e fine campagna sperimentale autunnale. Il valore iniziale del Fattore di Forma sembra avere un valore comparabile solamente tra il modulo 2 e 3 (\approx 62%), mentre, almeno inizialmente, risulta essere diverso per 1 e 4, rispettivamente pari al 60% ed al 64%. Inoltre, il fattore di forma del modulo 4 pare essere soggetto ad una riduzione più significativa rispetto agli altri tre moduli, come già visto in precedenza, soprattutto nei primi giorni della campagna. Al contrario il modulo 3 presenta la riduzione minore (\approx -3%). Il comportamento degli altri moduli è intermedio rispetto ai due citati.



Figura 6-7: Andamento di FF_{STC} dei quattro moduli

6.2. Coefficienti termici

L'analisi effettuata tramite regressione non lineare ha portato come risultato a coefficienti termici comparabili tra di loro, come mostrato in Figura 6-8. In realtà, il coefficiente legato alla corrente, α , presenta valori distanti da quelli dichiarati in letteratura per moduli con questa tecnologia. Tale diversità sarà spiegata in maniera più approfondita nel paragrafo successivo.



Figura 6-8: Coefficienti termici dei quattro moduli

I valori stimati sono mostrati in Tabella 6-7 e sono comparabili con la poca letteratura relativa a test outdoor di perovskiti [29]. In particolare, nella seconda colonna viene mostrato α , nella terza colonna β e nell'ultima γ . Tutti e tre i coefficienti sono riportati con unità di misura pari a %/°C, rendendoli pertanto indipendenti rispetto alle condizioni di lavoro dei quattro dispositivi FV.

Osservando i risultati, si può osservare che il valore di β è compreso tra -0,078 e -0,181 %/°C, mentre il valore di γ risiede nell'intervallo -0,245 e -0,407 %/°C. Si può osservare una leggera differenza rispetto ai valori ottenuti e dichiarati nei moduli FV in silicio policristallino, dove β varia tra -0,264 e -0,369 %/°C, , mentre il valore di γ risiede nell'intervallo -0,329 e -0,506 %/°C [30].

Modulo	α (%/°C)	β (%/°C)	γ (%/°C)
PSC 1	-0,458	-0,167	-0,407
PSC 2	-0,459	-0,181	-0,351
PSC 3	-0,498	-0,078	-0,245
PSC 4	-0,420	-0,088	-0,334

Tabella 6-7: Valori numerici dei coefficienti termici dei quattro moduli

Ai fini della stima dei coefficienti α , $\beta \in \gamma$, si è ipotizzato di calcolarli solo per la prima giornata in cui si sono effettuate le misure riportate in condizioni STC mediante il modello proporzionale sull'irradianza. Inoltre, si assume che i coefficienti termici siano costanti nell'arco della campagna sperimentale autunnale. Una volta ottenuti i valori, si esegue il riporto in condizioni STC di tutte le curve filtrate e si confronta l'andamento delle grandezze elettriche riportate in STC con le medesime grandezze elettriche ottenute tramite il modello proporzionale sull'irradianza, in modo da verificare la validità dell'ipotesi effettuata sui coefficienti termici.

6.2.1. Coefficiente β

Si osserva come, sia per la tensione a circuito aperto V_{oc} (Figura 6-9) sia per la tensione nel punto di massima potenza V_{mpp} (Figura 6-10), la curva delle misure corrette usando il coefficiente di temperatura ed il modello proporzionale con l'irradianza è sovrapponibile ai valori delle misure effettuate a 25 °C e successivamente riportate in STC tramite la correzione solo sull'irradianza. Tale risultato conferma la validità del valore del coefficiente termico ottenuto per le tensioni di circuito aperto e nel punto di massima potenza.

6.2.2. Coefficiente γ

Come visto in precedenza sulla tensione, sia per la massima potenza P_{max} (Figura 6-11) sia per l'efficienza calcolata in condizioni STC η_{STC} (Figura 6-12), la curva delle misure corrette usando il coefficiente di temperatura ed il modello proporzionale con l'irradianza è sovrapponibile ai valori delle misure effettuate a 25 °C e successivamente riportate in STC tramite la correzione solo sull'irradianza. Tale risultato conferma la validità del valore del coefficiente termico ottenuto per la potenza e, nota la sua dipendenza con quest'ultima, per l'efficienza.



Figura 6-9: Conformità dei valori di tensione Voc riportati alle condizioni STC


Figura 6-10: Conformità dei valori di tensione V_{mpp} riportati alle condizioni STC



Figura 6-11: Conformità dei valori di potenza P_{max} riportati alle condizioni STC



Figura 6-12: Conformità dei valori di efficienza η_{STC} riportati alle condizioni STC

6.3. Analisi del "gradino"

Nel corso della campagna sperimentale autunnale, si è presentato il fenomeno dell'hump (gradino), mostrato in precedenza in Figura 5-5. Essendo un fenomeno atteso con questa modalità di test (curve I-V acquisite in modalità di *Reverse voltage*), si è eseguita un'analisi statistica per identificare le condizioni ambientali caratterizzate dalla maggiore presenza di questo fenomeno.

Questo tipo di analisi andrebbe eseguita in un arco di tempo più esteso rispetto ai soli mesi autunnali in modo da testare i moduli in ogni condizione ambientale possibile. Per ogni modulo, si riportano figure con istogrammi che descrivono gli intervalli di irradianza e temperatura con maggiore frequenza di avvenimento del fenomeno.

6.3.1. Modulo #1

La campagna sperimentale è stata condotta in mesi autunnali e, di conseguenza, si è misurato la maggior parte delle curve I-V in condizioni di bassa temperatura dell'aria (e, quindi, relativamente bassa temperatura di modulo). Infatti, circa il 77% delle temperature di modulo rilevate sono inferiori a 40 °C. Nonostante tali condizioni, si è riscontrato che questo fenomeno è maggiormente presente in curve con temperature di modulo superiori a 40 °C (Figura 6-13a): si sospetta, dunque, una maggiore incidenza al crescere della temperatura di modulo. Inoltre, per ogni intervallo di irradianza e temperatura di modulo, si è calcolato il rapporto tra le curve con *hump* e le curve totali misurate nello stesso range di temperatura (Figura 6-13b).

Andando ad analizzare il fenomeno rispetto all'irradianza, si ripropone lo stesso trend: nonostante la maggior parte delle curve sia misurata per irradianza medie (fino a 650 W/m², Figura 6-14a), l'intervallo di irradianza con la maggior percentuale di curve affette da tale fenomeno è quello alle alte irradianze (> 650 W/m², Figura 6-14b). Unendo la dipendenza del fenomeno dalle due grandezze ambientali, è possibile ottenere una matrice di accadimento del fenomeno (Figura 6-15). In campagne sperimentali condotte outdoor, alte irradianze corrispondono ad alte temperature di modulo; in ogni caso, si riscontra una possibile dipendenza del fenomeno dalla temperatura.



Figura 6-13: Distribuzione del fenomeno rispetto a T_c - PSC 1



Figura 6-14: Distribuzione del fenomeno rispetto a G- PSC 1



Figura 6-15: Matrice di accadimento del fenomeno - PSC 1

6.3.1. Moduli #2-#4

Quanto visto per il modulo 1 si ripropone per gli altri tre moduli, come si evince dalla Figura 6-16, Figura 6-17 e Figura 6-18.



Figura 6-16: Distribuzione del fenomeno rispetto a T_c



Figura 6-17: Distribuzione del fenomeno rispetto a G



Figura 6-18: Matrice di accadimento del fenomeno

7. Conclusioni

Questo lavoro di tesi ha avuto l'obiettivo di sviluppare due strumenti software per caratterizzare sperimentalmente moduli FotoVoltaici (FV) con tecnologia innovativa in perovskite.

In particolare, nella prima parte della tesi, è stato sviluppato uno strumento software in ambiente LabVIEW per l'acquisizione dei dati di una stazione di misura per moduli FV installata presso le officine Edison all'Energy Center di Torino. Tale strumento software è stato impiegato per acquisire dati da quattro moduli FV di area 7,5 \times 7,5 cm² in perovskite in una campagna sperimentale durata circa 2 mesi. I dispositivi FV sono stati mantenuti al lavoro nel loro punto di massima potenza (Maximum Power Point, MPP) grazie all'utilizzo di carichi elettronici programmabili e le loro prestazioni elettriche (curve corrente-tensione) sono state periodicamente misurate. L'acquisizione dei principali parametri ambientali è stata effettuata tramite una stazione meteorologica. La campagna sperimentale in analisi è iniziata in data 11 ottobre 2022 ed è terminata il 21 dicembre 2022. Le curve corrente-tensione dei moduli FV in test sono state misurate con scansioni di durata variabile tra 30 s e 120 s. Le curve sono state ottenute tramite misure in Reverse voltage (da circuito aperto a corto circuito), tranne per un modulo, le cui curve sono state misurate con due scansioni sequenziali della durata di 60 s. La prima scansione è stata effettuata in Reverse voltage, seguita da una scansione in Forward voltage (da corto circuito a circuito aperto). Infine, il modulo con scansioni della durata di 30 s ha operato in MPP per circa il 95 % del tempo, mentre i restanti tre moduli per circa 1'84 %.

Nella seconda parte della tesi, è stato sviluppato uno strumento software in ambiente Matlab per l'elaborazione dei dati raccolti durante la campagna sperimentale. Il software ha permesso di determinare i principali parametri elettrici dalle curve caratteristiche corrente-tensione dei moduli FV in test. In particolare, il software sviluppato ha previsto l'applicazione di filtri dedicati per l'eliminazione delle curve ottenute in condizioni ambientali non adeguate all'analisi o caratterizzate da mismatch, errori di misura o altri fenomeni. In questo lavoro di tesi, si è analizzato circa il 20 % delle curve totali ottenute durante la campagna sperimentale. In secondo luogo, il software permette di riportare i dati misurati in condizioni standard di test (Standard Test Conditions, STC) per sviluppare un'analisi del degrado dei principali parametri elettrici. A tal proposito, il software ha permesso di determinare i seguenti parametri elettrici nel primo giorno di test: corrente di corto circuito in condizioni STC $I_{sc,STC} = 0,117$ A; tensione di circuito

aperto in condizioni STC $V_{oc,STC} = 11,4$ V; massima potenza in condizioni STC $P_{max,STC} = 0.814$ W; efficienza in condizioni STC $\eta_{STC} = 14.4$ %. Alla fine della campagna sperimentale, il degrado di Pmax,STC varia tra il -17,5% (modulo con scansioni di 30 s) e il -51,4% (modulo con scansioni sequenziali). Inoltre, la maggior parte di tale degrado è dovuto al degrado della tensione per tutti i moduli ad eccezione del modulo con scansioni di 30 s, per il quale il degrado sulla tensione e sulla corrente è paragonabile. Inoltre, il software ha permesso di stimare i coefficienti di temperatura dei moduli FV, selezionando un adeguato periodo di test esente dal degrado (primo giorno di misura). Nel dettaglio, i coefficienti stimati sono i coefficienti termici relativi alla tensione, β , e alla potenza, γ , i quali misurano tra -0,078 %/°C e -0,181 %/°C; e tra -0,264 %/°C e -0,369 %/°C, rispettivamente. Infine, il software ha permesso di realizzare un'analisi statistica aggiuntiva per un fenomeno caratteristico dei moduli FV in perovskite in test. Tale fenomeno, descritto in letteratura, è caratterizzato dalla presenza di un gradino, hump, nelle curve ottenute in modalità Reverse voltage. Questo non ha reso possibile la stima del coefficiente termico relativo alla corrente, α , suggerendo modifiche al protocollo di test che verranno integrate in campagne sperimentali successive.

8. Bibliografia

- [1] Griesi, "Sistema automatico di misura della caratteristica I-V di generatori fotovoltaici operanti fino a 1500 VDC," Politecnico di Torino, Torino, 2018.
- [2] G. Malgaroli, "Innovative Model based on the Irradiance-Temperature Fitting of Equivalent Circuit Parameters for Commercial Photovoltaic Modules towards Accurate Power and Energy Prediction," 2022.
- [3] F. Spertino, "Lezioni di 'Generatori e Impianti Fotovoltaici." Politecnico di Torino, 2001.
- [4] F. Spertino, "Dispense 'Conversione Fotovoltaica dell'energia." Politecnico di Torino, 2016.
- [5] M. P. Petrone, "Sviluppo di un software per l'acquisizione dei parametri ambientali e la caratterizzazione elettrica di moduli FV sperimentali," Politecnico di Torino, Torino, 2021.
- [6] F. Spertino, "Lezioni di 'Sistemi per la produzione dell'energia elettrica'." Politecnico di Torino, 2012.
- [7] F. Spertino, "Impianti fotovoltaici di piccola taglia." CLUT, 2008.
- [8] "ITRPV 2021".
- [9] N. G. Park, "Perovskite solar cells: An emerging photovoltaic technology," *Materials Today*, vol. 18, no. 2. Elsevier B.V., pp. 65–72, Mar. 01, 2015. doi: 10.1016/j.mattod.2014.07.007.
- [10] H. S. Jung and N. G. Park, "Perovskite solar cells: From materials to devices," *Small*, vol. 11, no. 1. Wiley-VCH Verlag, pp. 10–25, Jan. 07, 2015. doi: 10.1002/smll.201402767.
- [11] N. Suresh Kumar and K. Chandra Babu Naidu, "A review on perovskite solar cells (PSCs), materials and applications," *Journal of Materiomics*, vol. 7, no. 5, pp. 940–956, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.jmat.2021.04.002.
- [12] N. Suresh Kumar and K. Chandra Babu Naidu, "A review on perovskite solar cells (PSCs), materials and applications," *Journal of Materiomics*, vol. 7, no. 5, pp. 940–956, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.jmat.2021.04.002.

- [13] B. G. Krishna, D. Sundar Ghosh, and S. Tiwari, "Progress in ambient airprocessed perovskite solar cells: Insights into processing techniques and stability assessment," *Solar Energy*, vol. 224. Elsevier Ltd, pp. 1369–1395, Aug. 01, 2021. doi: 10.1016/j.solener.2021.07.002.
- [14] J. A. Christians, S. N. Habisreutinger, J. J. Berry, and J. M. Luther, "Stability in Perovskite Photovoltaics: A Paradigm for Newfangled Technologies," *ACS Energy Letters*, vol. 3, no. 9. American Chemical Society, pp. 2136– 2143, Sep. 14, 2018. doi: 10.1021/acsenergylett.8b00914.
- [15] M. v. Khenkin *et al.*, "Consensus statement for stability assessment and reporting for perovskite photovoltaics based on ISOS procedures," *Nat Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 35–49, Jan. 2020, doi: 10.1038/s41560-019-0529-5.
- [16] Y. Cheng and L. Ding, "Perovskite/Si tandem solar cells: Fundamentals, advances, challenges, and novel applications," *SusMat*, vol. 1, no. 3, pp. 324–344, Sep. 2021, doi: 10.1002/sus2.25.
- [17] L. Yan, C. Han, B. Shi, Y. Zhao, and X. Zhang, "Interconnecting layers of different crystalline silicon bottom cells in monolithic perovskite/silicon tandem solar cells," *Superlattices and Microstructures*, vol. 151. Academic Press, Mar. 01, 2021. doi: 10.1016/j.spmi.2021.106811.
- [18] L. Xu et al., "Potential-induced degradation in perovskite/silicon tandem photovoltaic modules," Cell Rep Phys Sci, vol. 3, no. 9, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.xcrp.2022.101026.
- [19] M. R. Vogt *et al.*, "Introducing a comprehensive physics-based modelling framework for tandem and other PV systems," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 247, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.solmat.2022.111944.
- [20] M. Moradbeigi and M. Razaghi, "Investigation of optical and electrical properties of novel 4T all perovskite tandem solar cell," *Sci Rep*, vol. 12, no. 1, Dec. 2022, doi: 10.1038/s41598-022-10513-4.
- [21] S. Akhil *et al.*, "Review on perovskite silicon tandem solar cells: Status and prospects 2T, 3T and 4T for real world conditions," *Materials and Design*, vol. 211. Elsevier Ltd, Dec. 01, 2021. doi: 10.1016/j.matdes.2021.110138.

- [22] R. K. Kothandaraman, Y. Jiang, T. Feurer, A. N. Tiwari, and F. Fu, "Near-Infrared-Transparent Perovskite Solar Cells and Perovskite-Based Tandem Photovoltaics," *Small Methods*, vol. 4, no. 10. John Wiley and Sons Inc, Oct. 01, 2020. doi: 10.1002/smtd.202000395.
- [23] A. B. Acharya, M. Ricco, D. Sera, R. Teoderscu, and L. E. Norum, "Performance analysis of medium-voltage grid integration of pv plant using modular multilevel converter," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, no. 4, pp. 1731–1740, Dec. 2019, doi: 10.1109/TEC.2019.2930819.
- [24] M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and A. W. Y. Ho-Baillie, "Solar cell efficiency tables (Version 55)," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 28, no. 1, pp. 3–15, Jan. 2020, doi: 10.1002/pip.3228.
- [25] Claudio Dongiovanni, "Dispense 'Energy Systems Lab." Politecnico di Torino.
- [26] S. Bhandari, A. Roy, A. Ghosh, T. K. Mallick, and S. Sundaram, "Perceiving the temperature coefficients of carbon-based perovskite solar cells," *Sustain Energy Fuels*, vol. 4, no. 12, pp. 6283–6298, Dec. 2020, doi: 10.1039/d0se00782j.
- [27] B. R. Paudyal and A. G. Imenes, "Investigation of temperature coefficients of PV modules through field measured data," *Solar Energy*, vol. 224, pp. 425–439, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.06.013.
- [28] M. Taukeer Khan, F. Khan, A. Al-Ahmed, S. Ahmad, and F. Al-Sulaiman, "Evaluating the Capacitive Response in Metal Halide Perovskite Solar Cells," *Chemical Record*, vol. 22, no. 7. John Wiley and Sons Inc, Jul. 01, 2022. doi: 10.1002/tcr.202100330.
- [29] P. Lopez-Varo *et al.*, "Dynamic temperature effects in perovskite solar cells and energy yield. Dynamic temperature effects in perovskite solar cells and energy yield. Sustainable Energy & Fuels," vol. 2021, no. 21, pp. 5523– 5534, doi: 10.1039/d1se01381eï.
- [30] P. K. Dash and N. C. Gupta, "Effect of Temperature on Power Output from Different Commercially available Photovoltaic Modules," 2015. [Online]. Available: www.ijera.com